



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

ROCZNE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE FINANSOWE

**ZA ROK ZAKOŃCZONY
31 GRUDNIA 2010 ROKU**

SPIS TREŚCI

WYBRANE DANE FINANSOWE	4
RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT	5
SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITEGO DOCHODU	5
SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ	6
SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	7
SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM	8
INFORMACJA DODATKOWA DO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO PGNiG S.A.	9
1. INFORMACJE OGÓLNE	9
2. STOSOWANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI	15
3. SEGMENTY OPERACYJNE	36
4. KOSZTY OPERACYJNE	39
5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE	40
6. PODATEK DOCHODOWY	40
7. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA	42
8. ZYSK (STRATA) PRZYPADAJĄCY NA JEDNĄ AKCJĘ	42
9. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY	42
10. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE	43
11. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE	47
12. WARTOŚCI NIEMATERIALNE	48
13. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY – DŁUGOTERMINOWE	51
14. INNE AKTYWA FINANSOWE	51
15. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROČZONEGO	52
16. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE	52
17. ZAPASY	53
18. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI	53
19. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO	54
20. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE	54
21. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY – KRÓTKOTERMINOWE	54
22. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY	55
23. AKTYWA TRWAŁE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY	55
24. KAPITAŁ PODSTAWOWY	55
25. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE	56
26. REZERWY	58
27. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW	60
28. REZERWA NA PODATEK ODROČZONY	60
29. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE	60
30. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA	61
31. PRZYCZYNY WYSTĘPOWANIA RÓŻNIC POMIĘDZY ZMIANAMI STANU NIEKTÓRYCH POZYCJI SPRAWOZDANIA Z SYTUACJI FINANSOWEJ ORAZ ZMIANAMI STANU TYCH POZYCJI WYKAZANYMI W SPRAWOZDANIU Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	61
32. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM	63
33. INSTRUMENTY POCHODNE	75
34. ZOBOWIĄZANIA I NALEŻNOŚCI WARUNKOWE	82
35. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE	83
36. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH	84
37. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH)	94
38. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM	94
39. INNE ISTOTNE INFORMACJE	94
40. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM	97

Członkowie Zarządu

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

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	20 415 476	18 578 265	5 098 261	4 280 115
II. Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 622 755	373 282	405 243	85 998
III. Zysk/Strata przed opodatkowaniem	2 026 607	723 268	506 095	166 629
IV. Zysk/Strata netto	1 702 121	665 874	425 063	153 406
V. Całkowite dochody	1 796 009	689 331	448 509	158 810
VI. Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 385 986	1 109 737	595 841	255 664
VII. Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 336 068)	(2 412 862)	(333 650)	(555 882)
VIII. Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(909 307)	920 194	(227 077)	211 997
IX. Środki pieniężne netto, razem	140 611	(382 931)	35 114	(88 221)
X. Zysk/Strata i rozwodniony zysk/strata na jedną akcję zwykłą (w PLN / EUR)	0,29	0,11	0,07	0,03
	Stan na 31 grudnia 2010	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2010	Stan na 31 grudnia 2009
XI. Aktywa razem	25 550 931	24 183 549	6 451 767	5 886 653
XII. Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	6 887 218	6 843 846	1 739 064	1 665 899
XIII. Zobowiązania długoterminowe	1 758 351	1 638 725	443 994	398 891
XIV. Zobowiązania krótkoterminowe	5 128 867	5 205 121	1 295 070	1 267 008
XV. Kapitał własny	18 663 713	17 339 703	4 712 702	4 220 754
XVI. Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900 000	5 900 000	1 489 786	1 436 152
XVII. Liczba akcji (średnia ważona w tys. szt.)	5 900 000	5 900 000	5 900 000	5 900 000
XVIII. Wartość księgowa i rozwodniona wartość księgowa na jedną akcję (w PLN / EUR)	3,16	2,94	0,80	0,72
XIX. 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

RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT

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)	
Przychody ze sprzedaży	3	20 415 476	18 578 265
Zużycie surowców i materiałów	4	(11 148 537)	(11 006 178)
Świadczenia pracownicze	4	(857 651)	(774 764)
Amortyzacja		(589 080)	(610 099)
Usługi obce	4	(5 799 915)	(5 381 194)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby		20 674	13 710
Pozostałe koszty operacyjne netto	4	(418 212)	(446 458)
Koszty operacyjne razem		(18 792 721)	(18 204 983)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej		1 622 755	373 282
Przychody finansowe	5	538 696	699 891
Koszty finansowe	5	(134 844)	(349 905)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem		2 026 607	723 268
Podatek dochodowy	6	(324 486)	(57 394)
Zysk/Strata netto		1 702 121	665 874
Zysk/Strata i rozwodniony zysk/strata na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy	8	0,29	0,11

SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITEGO DOCHODU

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)	
Zysk/Strata netto		1 702 121	665 874
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		2 200	(2 366)
Wycena instrumentów zabezpieczających		42 036	-
Wycena instrumentów finansowych		71 160	31 880
Podatek odroczony dotyczący innych całkowitych dochodów		(21 508)	(6 057)
Inne		-	-
Inne całkowite dochody netto		93 888	23 457
Całkowite dochody razem		1 796 009	689 331

SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ
na dzień 31 grudnia 2010 roku

	Informacja dodatkowa	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
		(w tysiącach złotych)	
AKTYWA			
Aktywa trwałe (długoterminowe)			
Rzeczowe aktywa trwałe	10	10 940 921	9 726 870
Nieruchomości inwestycyjne	11	3 441	3 778
Wartości niematerialne	12	81 941	68 954
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	13	6 408 689	6 219 361
Inne aktywa finansowe	14	2 260 801	2 417 571
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	15	291 447	299 660
Pozostałe aktywa trwałe	16	51 557	35 892
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem		20 038 797	18 772 086
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)			
Zapasy	17	879 349	1 110 220
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	18	3 968 880	3 687 081
Należności z tytułu podatku bieżącego	19	-	161 546
Rozliczenia międzyokresowe	20	18 803	9 370
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	21	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	33	77 635	18 002
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	22	565 854	425 243
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	23	1 613	1
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem		5 512 134	5 411 463
Suma Aktywów		25 550 931	24 183 549
PASYWA			
Kapitał własny	24		
Kapitał podstawowy (akcyjny)		5 900 000	5 900 000
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		(748)	(2 948)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej		1 740 093	1 740 093
Inne kapitały rezerwowe		9 245 707	8 983 114
Zyski/Straty zatrzymane		1 778 661	719 444
Kapitał własny razem		18 663 713	17 339 703
Zobowiązania długoterminowe			
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	25	279	2 619
Rezerwy	26	1 175 485	1 084 367
Przychody przyszłych okresów	27	76 193	3 941
Rezerwa na podatek odroczonego	28	491 539	531 260
Inne zobowiązania długoterminowe	29	14 855	16 538
Zobowiązania długoterminowe razem		1 758 351	1 638 725
Zobowiązania krótkoterminowe			
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	30	2 921 635	2 359 695
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	25	1 218 692	1 904 065
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	33	104 443	260 428
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	19	135 705	-
Rezerwy	26	156 263	134 652
Przychody przyszłych okresów	27	592 129	546 281
Zobowiązania krótkoterminowe razem		5 128 867	5 205 121
Suma Zobowiązań		6 887 218	6 843 846
Suma Pasywów		25 550 931	24 183 549

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		1 702 121	665 874
Korekty o pozycje:			
Amortyzacja		589 080	610 099
Zysk/Strata z tytułu różnic kursowych netto		(35 880)	(271 334)
Odsetki i dywidendy netto		(483 576)	(237 519)
Zysk/Strata z działalności inwestycyjnej		212 917	235 356
Podatek dochodowy bieżącego okresu		324 486	57 394
Podatek dochodowy zapłacony		(80 250)	(394 647)
Pozostałe pozycje netto	31	(19 116)	649 718
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej przed zmianą stanu kapitału obrotowego		2 209 782	1 314 941
Zmiana stanu kapitału obrotowego:			
Zmiana stanu należności netto	31	(426 385)	(10 986)
Zmiana stanu zapasów	31	230 870	469 507
Zmiana stanu rezerw	31	(1 784)	(42 495)
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	31	325 777	(617 651)
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów	31	(6 616)	(6 185)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów	31	54 342	2 606
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej		2 385 986	1 109 737
Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej			
Wpływy ze sprzedaży rzeczowego majątku trwałego oraz wartości niematerialnych		2 127	44 733
Wpływy ze sprzedaży udziałów w jednostkach powiązanych		-	5
Wpływy ze sprzedaży udziałów w jednostkach pozostałych		-	132
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych		2 141	6 297
Nabycie rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych		(1 786 922)	(1 932 514)
Nabycie udziałów w jednostkach powiązanych		(117 319)	(379 962)
Nabycie krótkoterminowych papierów wartościowych		-	-
Wpływy z tytułu spłat pożyczek		2 497 261	266 586
Wydatki z tytułu udzielonych pożyczek		(2 372 593)	(679 827)
Wpływy z tytułu transakcji terminowych		110 786	113 107
Wydatki z tytułu transakcji terminowych		(133 882)	(120 540)
Otrzymane odsetki		96 448	70 017
Otrzymane dywidendy		292 855	164 434
Wpływy z tytułu leasingu finansowego		15 865	40 111
Pozostałe pozycje netto		57 165	(5 441)
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej		(1 336 068)	(2 412 862)
Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej			
Wpływy netto z wydania udziałów (emisji akcji) i innych		-	-
Wpływy z tytułu zaciągnięcia kredytów i pożyczek		-	1 140 000
Wpływy z emisji papierów dłużnych		1 210 229	-
Spłata kredytów i pożyczek		(1 900 895)	-
Wykup papierów dłużnych		-	-
Spłata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego		(3 564)	(3 123)
Wpływy z tytułu transakcji terminowych		-	-
Wydatki z tytułu transakcji terminowych		-	-
Wyplacone dywidendy		(132 006)	(148 501)
Zapłacone odsetki		(49 351)	(58 742)
Pozostałe pozycje netto		(33 720)	(9 440)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej		(909 307)	920 194
Zmiana stanu środków pieniężnych netto		140 611	(382 931)
Różnice kursowe netto		-	313
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu		425 243	808 174
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu		565 854	425 243

SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM
za okres zakończony 31 grudnia 2010 roku

	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	
	(w tysiącach złotych)					
Stan na 1 stycznia 2010	5 900 000	(2 948)	1 740 093	8 983 115	719 444	17 339 704
Przeniesienia	-	-	-	170 904	(170 904)	-
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	(472 000)	(472 000)
Całkowite dochody za rok 2010	-	2 200	-	91 688	1 702 121	1 796 009
Stan na 31 grudnia 2010	5 900 000	(748)	1 740 093	9 245 707	1 778 661	18 663 713
Stan na 1 stycznia 2009	5 900 000	(582)	1 740 093	8 953 301	588 560	17 181 372
Przeniesienia	-	-	-	3 991	(3 991)	-
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	(531 000)	(531 000)
Całkowite dochody za rok 2009	-	(2 366)	-	25 822	665 875	689 331
Stan na 31 grudnia 2009	5 900 000	(2 948)	1 740 093	8 983 114	719 444	17 339 703

INFORMACJA DODATKOWA DO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO PGNiG S.A.
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”) z siedzibą w Warszawie przy ulicy Marcina Kasprzaka 25, powstała w wyniku przekształcenia Przedsiębiorstwa Państwowego PGNiG w spółkę akcyjną Skarbu Państwa na podstawie art. 6 ust.1 ustawy z dnia 13 lipca 1990 roku o prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych (Dz. U. 1990 nr 51 poz. 298 z późniejszymi zmianami) oraz rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów w sprawie przekształcenia państwowego przedsiębiorstwa użyteczności publicznej "Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z siedzibą w Warszawie" w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa z dnia 30 września 1996 roku (Dz. U. Nr 116, poz. 553). Na podstawie powyższego rozporządzenia sporządzono w dniu 21 października 1996 roku Akt Przekształcenia.

Spółka została wpisana do rejestru handlowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy Wydział XVI Gospodarczy w dniu 30 października 1996 roku pod numerem RHB 48382. W dniu 14 listopada 2001 roku postanowieniem Sądu Rejonowego dla m. st. Warszawy, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, PGNiG S.A. została wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000059492. Spółce nadano numer statystyczny REGON 012216736 oraz NIP 525-000-80-28.

Decyzją Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. z dnia 16 września 2005 roku akcje serii A i B oraz prawa do akcji serii B Spółki PGNiG S.A. zostały dopuszczone do obrotu giełdowego na rynku podstawowym. Pierwsze notowanie praw do akcji zwykłych na okaziciela serii B miało miejsce na sesji giełdowej w dniu 23 września 2005 roku. W dniu 18 października 2005 roku Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. podjęła decyzję o wprowadzeniu do obrotu giełdowego na rynku podstawowym akcji serii A i B Spółki PGNiG S.A. Pierwsze notowanie powyższych akcji odbyło się na sesji giełdowej w dniu 20 października 2005 roku.

Zgodnie ze Statutem Spółki PGNiG S.A., Spółka realizuje zadania dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju w zakresie:

- 1) ciągłości dostaw paliwa gazowego do odbiorców oraz utrzymania jego niezbędnych rezerw,
- 2) bezpiecznej eksploatacji sieci gazowych,
- 3) równoważenia bilansu paliw gazowych oraz dysponowania ruchem i mocą urządzeń energetycznych przyłączonych do wspólnej sieci gazowej,
- 4) działalności wydobywczej gazu.

Zgodnie ze Statutem Spółka prowadzi działalność produkcyjną, usługową i handlową w następującym zakresie:

- 1) wydobywanie ropy naftowej,
- 2) wydobywanie gazu ziemnego,
- 3) działalność usługowa związana z eksploatacją złóż ropy naftowej i gazu ziemnego,
- 4) kopalnictwo surowców siarkonośnych,
- 5) pozostałe górnictwo i kopalnictwo, gdzie indziej niesklasyfikowane,
- 6) wytwarzanie produktów rafinacji ropy naftowej,
- 7) przetwarzanie produktów rafinacji ropy naftowej,
- 8) działalność usługowa w zakresie instalowania, naprawy i konserwacji maszyn dla górnictwa, kopalnictwa i budownictwa,
- 9) wytwarzanie energii elektrycznej,
- 10) przesyłanie energii elektrycznej,
- 11) dystrybucja energii elektrycznej,
- 12) wytwarzanie paliw gazowych,
- 13) dystrybucja paliw gazowych w systemie sieciowym,
- 14) produkcja ciepła (pary wodnej i gorącej wody),
- 15) dystrybucja ciepła (pary wodnej i gorącej wody),
- 16) wykonywanie wykopów i wierceń geologiczno - inżynierskich,
- 17) wykonywanie robót ogólnobudowlanych w zakresie obiektów liniowych: rurociągów, linii elektroenergetycznych, elektrotrakcyjnych, i telekomunikacyjno-przesyłowych,
- 18) wykonywanie instalacji centralnego ogrzewania i wentylacyjnych,
- 19) wykonywanie instalacji gazowych,

- 20) obsługa i naprawa pojazdów mechanicznych,
- 21) sprzedaż detaliczna paliw,
- 22) sprzedaż hurtowa paliw stałych, ciekłych i gazowych oraz produktów pochodnych,
- 23) sprzedaż hurtowa półproduktów,
- 24) pozostała sprzedaż hurtowa wyspecjalizowana,
- 25) hotele i motele wraz z restauracjami,
- 26) hotele i motele bez restauracji,
- 27) towarowy transport drogowy pojazdami wyspecjalizowanymi,
- 28) towarowy transport drogowy pojazdami uniwersalnymi,
- 29) transport rurociągowy,
- 30) magazynowanie i przechowywanie towarów w pozostałych składowiskach,
- 31) działalność biur turystycznych,
- 32) telefonia stacjonarna i telegrafia,
- 33) telefonia ruchoma,
- 34) transmisja danych i teleinformatyka,
- 35) radiokomunikacja,
- 36) prace badawczo-rozwojowe w dziedzinie nauk technicznych,
- 37) działalność geologiczno-poszukiwawcza,
- 38) działalność geodezyjna i kartograficzna,
- 39) wynajem nieruchomości na własny rachunek,
- 40) zarządzanie nieruchomościami mieszkalnymi,
- 41) zarządzanie nieruchomościami niemieszkalnymi,
- 42) kupno i sprzedaż nieruchomości na własny rachunek,
- 43) działalność bibliotek innych niż publicznych,
- 44) działalność archiwów,
- 45) działalność muzeów,
- 46) badania i analizy techniczne,
- 47) leasing składników majątku Spółki służącego przesyłowi energii i gazu,
- 48) pośrednictwo finansowe pozostałe,
- 49) działalność holdingów,
- 50) działalność poligraficzna pozostała, gdzie indziej niesklasyfikowana,
- 51) działalność usługowa związana z przygotowaniem druku,
- 52) działalność graficzna pomocnicza,
- 53) działalność usługowa w zakresie instalowania, naprawy i konserwacji instrumentów i przyrządów pomocniczych, kontrolnych, badawczych, testujących, nawigacyjnych,
- 54) wykonywanie instalacji cieplnych, wodnych, wentylacyjnych i gazowych,
- 55) działalność agentów zajmujących się sprzedażą paliw, rud, metali i chemikaliów przemysłowych,
- 56) działalność agentów zajmujących się sprzedażą towarów różnego rodzaju,
- 57) sprzedaż hurtowa wyrobów metalowych oraz sprzętu i dodatkowego wyposażenia hydraulicznego i grzejnego,
- 58) sprzedaż detaliczna pozostała w niewyspecjalizowanych sklepach,
- 59) leasing finansowy,
- 60) działalność pomocnicza finansowa związana z ubezpieczeniami i funduszami emerytalno-rentowymi,
- 61) wynajem maszyn i urządzeń,
- 62) przetwarzanie danych,
- 63) działalność związana z bazami danych,
- 64) działalność związana z informatyką, pozostała,
- 65) działalność rachunkowo-księgowa,
- 66) reklama,
- 67) działalność centrów telefonicznych (CALL CENTER),
- 68) działalność komercyjna pozostała, gdzie indziej niesklasyfikowana,
- 69) zarządzanie nieruchomościami na zlecenie,
- 70) miejsca krótkotrwałego zakwaterowania pozostałe, gdzie indziej niesklasyfikowane.

1.2. Czas trwania działalności Spółki

Czas trwania działalności Spółki jest nieoznaczony.

1.3. Okres objęty sprawozdaniem finansowym

W 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

PGNiG S.A. posiada strukturę wielooddziałową, w której skład na dzień 31 grudnia 2010 wchodziła Centrala Spółki w Warszawie, a także:

- Dolnośląski Oddział Obrotu Gazem i podlegające mu gazownie,
 - Górnośląski Oddział Obrotu Gazem i podlegające mu gazownie,
 - Karpacki Oddział Obrotu Gazem i podlegające mu gazownie,
 - Mazowiecki Oddział Obrotu Gazem i podlegające mu gazownie,
 - Wielkopolski Oddział Obrotu Gazem i podlegające mu gazownie,
 - Oddział w Odolanowie,
 - Oddział w Sanoku,
 - Oddział w Zielonej Górze,
 - Oddział Operator Systemu Magazynowania,
 - Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze w Warszawie,
- oraz oddziały zagraniczne:
- Oddział Operatorski w Pakistanie,
 - Oddział w Algierii,
 - Oddział w Egipcie,
 - Oddział w Danii.

W dniu 1 stycznia 2011 roku w strukturach PGNiG S.A. został utworzony Oddział Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego w Krakowie, który powstał na podstawie zakupionej od Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. zorganizowanej części przedsiębiorstwa w postaci Ratowniczej Stacji Górnictwa Otworowego. Oddział prowadził będzie działania z zakresu ratownictwa górniczego oraz prace profilaktyczne mające na celu zapobieganie bezpośredniemu zagrożeniu bezpieczeństwa pracowników lub ruchu zakładów górniczych oraz bezpieczeństwa powszechnego.

Prezentowane sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. obejmuje wszystkie wyżej wymienione jednostki. Zostało sporządzone w oparciu o dane finansowe ze zintegrowanych ksiąg rachunkowych poszczególnych oddziałów krajowych i trzech oddziałów zagranicznych oraz w oparciu o sprawozdanie oddziału zagranicznego w Pakistanie. Na dzień bilansowy dane wynikające ze sprawozdania z sytuacji finansowej oddziału zagranicznego zostały przeliczone na walutę polską po obowiązującym na dzień bilansowy średnim kursie ustalonym przez NBP dla danej waluty, a pozycje rachunku zysków i strat po kursie stanowiącym średnią arytmetyczną średnich kursów na dzień kończący każdy miesiąc roku obrotowego. Różnice kursowe powstałe w wyniku przeliczenia ujęte zostały w kapitale z aktualizacji wyceny.

PGNiG S.A. jako jednostka dominująca sporządza również sprawozdanie skonsolidowane, zawierające dane 26 spółek zależnych (w tym: 2 grup kapitałowych, 4 spółek zależnych pośrednio) oraz 1 spółki stowarzyszonej i 1 spółki współzależnej.

1.5. 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 Karabula - 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.

1.6. 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.

1.7. 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 wybrany w trybie, o którym mowa w § 36 ust. 3 Statutu PGNiG S.A.,
- 2) nie może być Podmiotem Powiązanym ze Spółką lub podmiotem zależnym od Spółki,
- 3) nie może być Podmiotem Powiązanym 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 Karabuły 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 powtórna 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.

1.8. 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:

Podmiot	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%

1.9. Założenie kontynuacji działalności

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez Spółkę w dającej się przewidzieć przyszłości. Na dzień zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego nie stwierdzono istnienia okoliczności wskazujących na zagrożenie kontynuowania działalności przez Spółkę.

1.10. Połączenie spółek handlowych

W 2010 roku nie wystąpiły połączenia PGNiG S.A. z innymi spółkami handlowymi.

1.11. Zatwierdzenie sprawozdania finansowego

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostanie przedstawione do zatwierdzenia przez Zarząd PGNiG S.A. do publikacji w dniu 21 marca 2011 roku.

2. STOSOWANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

2.1. Podstawa sporządzenia sprawozdania finansowego

Sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z zasadą kosztu historycznego, za wyjątkiem aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży oraz instrumentów pochodnych wycenionych w wartości godziwej.

Sprawozdanie finansowe jest przedstawione w złotych polskich (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 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 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).

2.2. Zmiany stosowanych zasad rachunkowości i zakresu ujawnień

2.2.1. Standardy i interpretacje zastosowane po raz pierwszy

W roku bieżącym Spółka 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 (obowiązujące 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).

Przyjęcie powyższych standardów i interpretacji nie spowodowało znaczących zmian w polityce rachunkowości Spółki ani w prezentacji sprawozdań finansowych.

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

Sporządzając niniejsze sprawozdanie finansowe Spółka 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 Spółka postanowiła nie skorzystać z możliwości wcześniejszego zastosowania powyższych standardów, zmian do standardów i interpretacji.

Zastosowanie zaktualizowanego MSR 24

Sporządzając niniejsze sprawozdanie finansowe Spółka 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 Spółka 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 Spółką. Korzystając ze wskazanego w paragrafie 25 znowelizowanego MSR 24 zwolnienia, w niniejszym sprawozdaniu, Spółka 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 osiągała w 2010 i 2009 roku największe obroty wynikające z jej bieżącej działalności (nota 36.3).

Na dzień sporządzenia sprawozdania finansowego jedyną transakcją wymagającą bardziej szczegółowych ujawnień, zgodnie z paragrafem 27 MSR 24, jest dywidenda rzeczowa Spółki do Skarbu Państwa. Informacje na temat przekazanej dywidendy zostały zaprezentowane w nocie 9.

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 Spółki, wymienione wyżej standardy, interpretacje i zmiany do standardów nie miałyby istotnego wpływu na sprawozdanie finansowe, jeżeli zostałyby zastosowane przez jednostkę 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 Spółki, zastosowanie rachunkowości zabezpieczeń portfela aktywów lub zobowiązań finansowych według MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena” nie miałyby istotnego wpływu na 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 PGNiG S.A.

2.3.1. 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 według 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 2.3.3.).

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 Spółka oczekuje, iż

będą one wykorzystywane przez czas dłuższy niż jeden rok i możliwe jest ich przypisanie do poszczególnych pozycji rzeczowych aktywów trwałych.

Spółka 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, Spółka 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.

2.3.2. 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) Spółka 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, Spółka ujmuje w aktywach, jako środki trwałe w budowie.

Aktywowane wcześniej nakłady na wykonanie odwiertów uznanych za negatywne Spółka 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 czego dotyczą.

2.3.3. Koszty finansowania zewnętrznego

Począwszy od 1 stycznia 2009 roku Spółka aktywuje koszty finansowania zewnętrznego. Do końca 2008 roku Spółka 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.

2.3.4. Nieruchomości inwestycyjne

Za nieruchomości inwestycyjne uznaje się nieruchomości (grunt, budynek lub część budynku albo oba te elementy), które Spółka 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 Spółka 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.

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

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

2.3.5. Wartości niematerialne

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

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 Spółka 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 Spółkę, 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 Spółka 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.

2.3.6. 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.

2.3.6.1. Spółka 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 Spółki, należnej z tytułu leasingu.

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

2.3.6.2. Spółka jako leasingobiorca

Aktywa użytkowane na podstawie umowy leasingu finansowego są traktowane jak aktywa Spółki i są wyceniane w 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 odnoszone są w rachunek zysków i strat przy zastosowaniu metody liniowej w okresie wynikającym z umowy leasingu.

2.3.7. Utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych

Na każdy dzień bilansowy Spółka 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.

2.3.8. Aktywa finansowe

Ze względu na charakter i przeznaczenie, aktywa finansowe Spółki 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.

2.3.8.1. 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 Spółka łącznie zarządza, zgodnie z aktualnym i faktycznym wzorem generowania krótkoterminowych zysków;
- jest instrumentem pochodnym (z wyjątkiem instrumentów pochodnych wyznaczonych i będących efektywnymi instrumentami zabezpieczającymi).

Spółka 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.

2.3.8.2. 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 Spółka 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 ujmuje się metodą efektywnego dochodu. Skutki wyceny odnoszone są w rachunek zysków i strat.

Spółka 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.

2.3.8.3. 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, Spółka prezentuje według kosztu. Akcje i udziały spółek zależnych, wspólnie kontrolowanych i stowarzyszonych, zakwalifikowane do tej kategorii, wyceniane są według kosztu także wtedy, gdy są notowane na aktywnym rynku.

Spółka klasyfikuje do tej pozycji:

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

2.3.8.4. 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.

Spółka 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.

2.3.8.5. 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.

2.3.9. 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.

2.3.10. Rachunkowość zabezpieczeń

Spółka PGNiG S.A. 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 Spółkę 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 Spółkę 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 Spółkę 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 niestanowiącej efektywnego zabezpieczenia zalicza się do pozostałych przychodów lub kosztów operacyjnych okresu sprawozdawczego.

2.3.11. Udziały we wspólnym przedsięwzięciu

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

W odniesieniu do swoich udziałów we wspólnie kontrolowanej działalności Spółka wykazuje w swoim sprawozdaniu finansowym aktywa, które kontroluje i zobowiązania, które zaciągnęła, a także poniesione koszty i udział w przychodach ze sprzedaży towarów lub usług wygenerowanych przez wspólne przedsięwzięcie.

2.3.12. 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.

2.3.13. Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności

Należności z tytułu dostaw i usług ujmowane są 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. Spółka nie dyskontuje należności, których termin płatności przypada w okresie 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 według 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.

2.3.14. 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 nieprzekraczającym trzech miesięcy, łatwo wymienialne na określone kwoty środków pieniężnych oraz narażone na nieznaczne ryzyko zmiany wartości.

Saldo środków pieniężnych i ich ekwiwalentów, wykazane w rachunku przepływów pieniężnych, składa się z określonych powyżej środków pieniężnych i ich ekwiwalentów, pomniejszonych o niespłacone kredyty w rachunkach bieżących. Spółka wykazuje kredyty w rachunku bieżącym jako zmniejszenie pozycji środki pieniężne. Od momentu, w którym kredyty przekroczą wartość środków pieniężnych wykazywane są w zobowiązaniach krótkoterminowych.

2.3.15. Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży

Spółka klasyfikuje składnik aktywów trwałych (lub grupę do zbycia) jako przeznaczony do sprzedaży, jeśli jego wartość księgowa 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 Spółki, organ Spółki - Zarząd, Radę Nadzorczą lub 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 trwałe 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 w rachunku zysków i strat, 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.

2.3.16. Kapitały własne

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

Kapitał akcyjny wykazywany jest według wartości nominalnej, w wysokości zgodnej ze statutem Spółki 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.

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, Spółka wykazuje wymienione zmniejszenia zysku w wyniku finansowym roku, w którym wystąpiło wiążące zobowiązanie do przekazania środków. Przeznaczenie zysku dla pracowników ujmowane jest w koszcie wynagrodzeń, natomiast przekazanie środków na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych ujmuje się w koszcie świadczeń na rzecz pracowników.

2.3.17. Kredyty bankowe i pożyczki

Oprocentowane kredyty bankowe ujmowane są w wartości uzyskanych wpływów pomniejszonych o koszty bezpośrednie 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 wykazywana jest w przychodach lub kosztach finansowych w okresie wykorzystywania kredytu lub pożyczki.

2.3.18. Rezerwy

Rezerwy są tworzone w przypadku, gdy w następstwie przeszłych zdarzeń na Spółce 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 aktualizowana na każdy dzień bilansowy w celu ujęcia możliwie najdokładniejszego szacunku.

W Spółce 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.

2.3.18.1. Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów

Z tytułu ciążącego na Spółce obowiązku usuwania skutków prowadzonej działalności geologicznej i górniczej, Spółka tworzy rezerwę na przyszłe koszty likwidacji odwiertów i infrastruktury towarzyszącej oraz dokonuje odpisów na 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 Spółce 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.

2.3.18.2. Rezerwa na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne

W Spółce prowadzony jest program wypłaty nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych. Wypłaty z powyższych tytułów ujmowane są w rachunku zysków i strat w sposób umożliwiający rozłożenie kosztów nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych na cały okres zatrudnienia pracowników w Spółce. 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 Spółka 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 Spółce oraz wynagrodzenia, które zostały skonstruowane na podstawie informacji otrzymanych z jednostek Spółki o pracownikach, w stosunku do których ustal 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.

2.3.18.3. Rezerwa na deputaty gazowe wypłacane byłym pracownikom

Do końca 2010 roku Spółka 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.

2.3.18.4. 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.

2.3.18.5. Rezerwa na kary

Spółka zawiązuje tego typu rezerwy na potencjalne zobowiązania z tytułu kar nakładanych na Spółkę.

2.3.18.6. 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 Spółka 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 Spółka jest właścicielem urządzeń technicznych znajdujących się na nieruchomościach gruntowych, stanowiących własność podmiotów trzecich, będących bardzo często osobami fizycznymi.

W przypadkach, gdy było to możliwe Spółka zawierała 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 Spółkę 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 Spółka, 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; kalkulacja przeprowadzona przez Spółkę, 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 Spółka będzie musiała zapłacić mogą znacząco odbiegać od rozpoznanych kwot rezerwy z tego tytułu.

2.3.18.8. Pozostałe rezerwy

Spółka 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 Spółki.

Spółka może też tworzyć inne rezerwy na przyszłe prawdopodobne wydatki, związane z działalnością i funkcjonowaniem Spółki takie jak: rezerwa na gwarancje, rezerwa na osłony, rezerwa na restrukturyzację.

Spółka weryfikuje stan rezerw na każdy dzień bilansowy w celu odzwierciedlenia bieżącego, najbardziej właściwego szacunku. Jeśli skutek zmiany wartości pieniądza w czasie jest istotny, Spółka dyskontuje wartość rezerw. Przy stosowaniu dyskontowania, wartość księgowa netto rezerwy rośnie w każdym okresie, jako wyraz upływu czasu. Wzrost ten ujmowany jest jako koszt.

Do dyskontowania rezerw długoterminowych Spółka stosuje stopę dyskonta, która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów wolnych od ryzyka oraz stopy inflacji na poziomie ciągłego celu inflacyjnego realizowanego przez NBP.

2.3.19. Rozliczenia międzyokresowe

Spółka w czynnych rozliczeniach międzyokresowych ujmuje koszty, które zostały poniesione z góry, natomiast w całości lub części dotyczą kolejnych okresów. W sprawozdaniu z sytuacji finansowej czynne rozliczenia międzyokresowe prezentowane są jako oddzielna pozycja 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 niewykorzystany urlop). Rozliczenia te, w sprawozdaniu z sytuacji finansowej, są wykazywane w pasywach łącznie ze zobowiązaniami z tytułu dostaw i usług oraz pozostałymi zobowiązaniami.

Spółka rozpoznaje rozliczenia międzyokresowe przychodów w celu zaliczenia tych przychodów do przyszłych okresów sprawozdawczych, w momencie, kiedy przychody te zostaną zrealizowane.

Do rozliczeń międzyokresowych przychodów PGNiG S.A. 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).

Rozliczenia międzyokresowe przychodów są wykazywane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w odrębnej pozycji pasywów: „przychody przyszłych okresów”.

2.3.20. 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 Spółki tj. z tytułu wynagrodzeń i innych bieżących świadczeń pracowniczych, jak również bierne rozliczenia międzyokresowe kosztów oraz zobowiązania publicznoprawne.

2.3.21. 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.

2.3.21.1. 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).

Spółka klasyfikuje do tej pozycji instrumenty pochodne niewyceniane 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.

2.3.21.2. Zobowiązania finansowe wyceniane według 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.

2.3.22. 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.

2.3.22.1. 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 niezafakturowanego na dzień bilansowy do odbiorców indywidualnych.

Sprzedaż szacowaną gazu, 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.

2.3.22.2. Świadczenie usług

Przychody z usług są ujmowane na podstawie stopnia zaawansowania ich realizacji na dzień bilansowy. Jeżeli na świadczenie usług składa się niedająca 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.

2.3.22.3. Przychody z tytułu odsetek

Przychody z tytułu odsetek ujmowane są sukcesywnie w miarę upływu czasu, 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.

2.3.22.4. Dywidendy

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

2.3.22.5. Przychody z tytułu wynajmu

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

2.3.23. 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.

2.3.24. Świadczenia pracownicze

Do krótkoterminowych świadczeń pracowniczych wypłacanych przez Spółkę 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.

2.3.25. 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 nie podlegają opodatkowaniu. Obciążenia podatkowe są wyliczane w oparciu o stawki podatkowe obowiązujące w danym roku obrotowym.

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

Rezerwa na podatek odroczony jest tworzona od wszystkich dodatnich różnic przejściowych podlegających opodatkowaniu, natomiast składnik aktywów z tytułu podatku odroczonego jest rozpoznawany do wysokości, w jakiej jest prawdopodobne, że będzie można pomniejszyć przyszłe zyski podatkowe o rozpoznane ujemne różnice przejściowe. Pozycja aktywów lub zobowiązanie podatkowe nie powstaje, jeśli różnica przejściowa powstaje z tytułu wartości firmy lub z tytułu pierwotnego ujęcia innego składnika aktywów lub zobowiązania w transakcji, która nie ma wpływu ani na wynik podatkowy, ani na wynik księgowy.

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

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

2.3.26. Waluty obce

Walutą funkcjonalną (wyceny) i walutą prezentacji spółki PGNiG S.A. jest złoty polski (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 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 zawarcia 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, Spółka wykorzystuje walutowe transakcje forward oraz opcje.

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. Na dzień bilansowy aktywa i zobowiązania Oddziału w Pakistanie są przeliczane na walutę prezentacji PGNiG S.A. po kursie obowiązującym na dzień bilansowy, a rachunek zysków i strat jest przeliczany 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.

2.3.26. 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. Sprawozdawczością, zgodnie z MSSF, Spółka objęła trzy następujące segmenty:

a) *Segment wydobywanie*. Podstawową działalnością tego segmentu są: pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, od zagospodarowania do eksploatacji złóż.

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. Prowadzi także sprzedaż gazu wysokometanowego i zaazotowanego 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 pozostała działalność.* Segment ten świadczy usługi zapewniające poprawność i wiarygodność pomiarów gazu ziemnego.

Aktywa segmentu obejmują wszystkie aktywa operacyjne wykorzystywane przez segment, na które składają się głównie - gotówka, należności, zapasy, środki trwałe w wartości pomniejszonej o odpisy umorzeniowe i aktualizujące. 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 Spółkę zasad rachunkowości opisanych w punkcie 2.3. niniejszego sprawozdania finansowego, Spółka przyjęła następujące założenia dotyczące niepewności i szacunków, które miały najistotniejszy wpływ na wartości zamieszczone w sprawozdaniu finansowym. W związku z tym istnieje ryzyko istotnych zmian w następnych okresach sprawozdawczych, dotyczące głównie 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. Spółka złożyła apelację od wyroku. Zabezpieczenie powództwa zostało utrzymane do chwili uprawomocnienia

się wyroku. Spółka 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 tysiące 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 Spółka 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 Spółka 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 Spółki stanowi majątek kopalniany oraz magazyny gazu. Wartość majątku została poddana testom na utratę wartości. Spółka skalkulowała i ujęła w księgach istotne kwoty odpisów z tytułu utraty wartości majątku bazując na ocenie ich przydatności do użycia obecnie i w przyszłości oraz planowanych likwidacji lub sprzedaży. 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. Odpowiednie informacje odnośnie wartości odpisów z tytułu utraty wartości zamieszczono w Nocie 10.2.

2.4.3. Okresy ekonomicznej użyteczności składników środków trwałych

W nodzie 2.3.1. sprawozdania podano okresy ekonomicznej użyteczności 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 ilości i wartości gazu dostarczonego do odbiorców indywidualnych.

Wartość gazu dostarczonego do odbiorców indywidualnych, a nie zafakturowanego na dzień bilansowy, 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 szacowanej sprzedaży, która nie zostanie zrealizowana.

2.4.5. Rezerwy na koszty likwidacji i ochronę środowiska

Znaczącą pozycję rezerw w sprawozdaniu finansowym stanowi rezerwa na przyszłe koszty likwidacji odwiertów oraz rezerwa na ochronę środowiska, zaprezentowane w notce 26. 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 Spółka jest właścicielem urządzeń technicznych znajdujących się na nieruchomościach gruntowych, stanowiących własność podmiotów trzecich, będących bardzo często osobami fizycznymi.

W przypadkach, gdy było to możliwe Spółka zawierała 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 Spółkę 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 Spółka, 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; kalkulacja przeprowadzona przez Spółkę, 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 Spółka będzie musiała zapłacić mogą znacząco odbiegać od rozpoznanych kwot rezerwy z tego tytułu.

2.4.7. 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 rachunku zysków i strat

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

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

Zmiana polegała na zmniejszeniu wartości sprzedaży międzysegmentowej w segmencie 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 niektórych aktywów i pasywów poszczególnych segmentów branżowych Spółki za okresy zakończone 31 grudnia 2010 roku i 31 grudnia 2009 roku.

Okres zakończony 31 grudnia 2010 roku	Wydobycie	Obrót i magazynowa nie	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat					
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 479 748	18 932 836	2 892	-	20 415 476
Sprzedaż między segmentami	1 113 243	-	-	(1 113 243)	-
Przychody segmentu razem	2 592 991	18 932 836	2 892	(1 113 243)	20 415 476
Amortyzacja	(446 159)	(142 603)	(318)	-	(589 080)
Pozostałe koszty	(1 322 223)	(17 989 401)	(5 260)	1 113 243	(18 203 641)
Koszty segmentu razem	(1 768 382)	(18 132 004)	(5 578)	1 113 243	(18 792 721)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej segmentu	824 609	800 832	(2 686)	-	1 622 755
Koszty finansowe netto					403 852
Zysk/Strata przed opodatkowaniem					2 026 607
Podatek dochodowy					(324 486)
Zysk/Strata netto					1 702 121
Sprawozdanie z sytuacji finansowej					
Aktywa segmentu	8 367 843	10 403 940	1 377	-	18 773 160
Aktywa nieprzypisane					6 486 324
Aktywa z tytułu odroczonego podatku					291 447
Aktywa razem					25 550 931
Kapitał własny razem					18 663 713
Zobowiązania segmentu	1 450 343	3 486 073	146	-	4 936 562
Zobowiązania nieprzypisane					1 459 117
Rezerwa na podatek odroczony					491 539
Pasywa razem					25 550 931
Pozostałe informacje dotyczące segmentu					
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(1 233 850)	(552 998)	(74)	-	(1 786 922)
Odpisy aktualizujące aktywa	(990 233)	(1 110 288)	(6)	-	(2 100 527)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane					(1 675 674)

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2010 roku
(w tysiącach złotych)

Okres zakończony 31 grudnia 2009 roku	Wydobycie	Obrót i magazynowa- nie	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat					
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 230 812	17 344 766	2 687	-	18 578 265
Sprzedaż między segmentami	1 092 178	-	-	(1 092 178)	-
Przychody segmentu razem	2 322 990	17 344 766	2 687	(1 092 178)	18 578 265
Amortyzacja	(466 058)	(143 797)	(244)	-	(610 099)
Pozostałe koszty	(1 594 720)	(17 087 481)	(4 861)	1 092 178	(17 594 884)
Koszty segmentu razem	(2 060 778)	(17 231 278)	(5 105)	1 092 178	(18 204 983)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej segmentu	262 212	113 488	(2 418)	-	373 282
Koszty finansowe netto					349 986
Zysk/Strata przed opodatkowaniem					723 268
Podatek dochodowy					(57 394)
Zysk/Strata netto					665 874
Sprawozdanie z sytuacji finansowej					
Aktywa segmentu	7 437 365	10 207 818	1 343	-	17 646 526
Aktywa nieprzypisane					6 237 363
Aktywa z tytułu odroczonego podatku					299 660
Aktywa razem	7 437 365	10 207 818	1 343	-	24 183 549
Kapitał własny razem					17 339 703
Zobowiązania segmentu	1 265 984	2 879 065	426	-	4 145 475
Zobowiązania nieprzypisane					2 167 111
Rezerwa na podatek odroczony					531 260
Pasywa razem	1 265 984	2 879 065	426	-	24 183 549
Pozostałe informacje dotyczące segmentu					
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(1 143 046)	(789 104)	(364)	-	(1 932 514)
Odpisy aktualizujące aktywa	(841 893)	(1 068 893)	-	-	(1 910 786)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane					(1 682 174)

3.2. Informacje dotyczące obszarów geograficznych

Spółka prowadzi swoją działalność w przeważającej części na terenie kraju. Przychody od klientów zewnętrznych ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów w obrocie eksportowym w 2010 roku stanowiły 2,30% (2% w 2009 roku) ogólnej kwoty przychodów netto od klientów zewnętrznych ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów. Spółka eksportuje głównie do Niemiec, Belgii, i Szwajcarii.

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Sprzedaż krajowa	19 946 299	18 206 885
Gaz	19 214 078	17 592 339
Ropa naftowa	467 836	361 609
Hel	13 319	11 626
Gaz propan butan	50 489	37 194
Gazolina	3 227	2 664
Gaz LNG	30 019	21 418
Usługi magazynowania gazu	31 702	23 524
Usługi geofizyczno – geologiczne	20 809	26 398
Usługi hotelowe	5 449	5 523
Pozostałe usługi	94 181	109 018
Pozostałe produkty	6 104	6 757
Towary i materiały	9 086	8 815
Sprzedaż eksportowa	469 177	371 380
Gaz	56 516	41 212
Ropa naftowa	370 806	300 025
Hel	30 732	25 448
Gaz LNG	88	-
Usługi geofizyczno-geologiczne	6 396	480
Pozostałe produkty i usługi	4 639	4 215
Razem	20 415 476	18 578 265

Również aktywa trwałe (inne niż instrumenty finansowe) Spółki w przeważającej części znajdują się na terenie kraju. Wartość aktywów trwałych położonych poza granicami kraju według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku stanowiła 0,37% (0,39% na dzień 31 grudnia 2009 roku) ogólnej kwoty aktywów trwałych.

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się w kraju	11 326 801	10 096 093
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących za granicą	42 506	39 061
Razem	11 369 307	10 135 154

3.3. Informacje dotyczące głównych klientów

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

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	(11 004 594)	(10 858 467)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(143 943)	(147 711)
Razem	(11 148 537)	(11 006 178)

4.2. Świadczenia dla pracowników

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Wynagrodzenia	(613 906)	(562 065)
Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	(243 745)	(212 699)
Razem	(857 651)	(774 764)

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 i dystrybucyjnych	(4 887 587)	(4 271 805)
Pozostałe usługi obce	(912 328)	(1 109 389)
Razem	(5 799 915)	(5 381 194)

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 rezerw netto	(12 832)	32 596
Zmiana stanu odpisów netto	(143 116)	(590 106)
Podatki i opłaty	(151 521)	(167 093)
Odsetki dotyczące działalności operacyjnej	90 612	94 376
Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej	81 355	58 512
Wynik na wycenie i realizacji transakcji zabezpieczających dotyczących działalności operacyjnej	(155 561)	34 754
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(10 258)	(7 371)
Przychody z bieżącego rozliczenia ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej przychodów przyszłych okresów	1 339	153
Wynik ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	(8 800)	13 655
Różnica z wyceny majątku przekazanego dywidendą	24 422	3 607
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych kosztów i zapasów	4 224	4 275
Przychody z tyt. odszkodowań, kar	9 799	126 362
Koszty z tyt. odszkodowań, kar	(106 409)	(850)
Pozostałe koszty netto	(41 466)	(49 328)
Razem	(418 212)	(446 458)

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	538 696	699 891
Zysk z wyceny i realizacji transakcji terminowych	-	-
Przychody z tytułu odsetek	193 791	73 990
Zysk na różnicach kursowych	46 871	267 071
Aktualizacja wartości inwestycji	2 255	155 675
Zysk ze zbycia inwestycji	2 250	6 329
Dywidendy i udziały w zyskach	292 855	164 433
Pozostałe przychody finansowe*	674	32 393
Koszty finansowe	(134 844)	(349 905)
Strata z wyceny i realizacji transakcji terminowych	(120 969)	(264 544)
Koszty z tytułu odsetek	(3 538)	(36 359)
Strata na różnicach kursowych	-	-
Aktualizacja wartości inwestycji	(2 948)	(36 472)
Prowizje od kredytów	(693)	(766)
Pozostałe koszty finansowe	(6 696)	(11 764)
Zysk/Strata z działalności finansowej	403 852	349 986

* W pozycji tej dla 2009 roku została ujęta kwota 27.482 tysięcy złotych wyksięgowanych różnic kursowych z przeszacowania w poprzednich latach udziałów i akcji w spółkach zagranicznych w związku ze zmianą w 2009 roku podejścia do wyceny udziałów i akcji w walutach obcych.

6. PODATEK DOCHODOWY

Nota	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Zysk/Strata przed opodatkowaniem	2 026 607	723 268
Obowiązująca w okresie stawka podatkowa	19%	19%
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej	(385 054)	(137 421)
Różnice trwale pomiędzy zyskiem/stratą przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania	60 568	80 027
Obciążenie podatkowe wykazane w rachunku zysków i strat	(324 486)	(57 394)
Bieżący podatek dochodowy	6.1. (377 501)	(272 675)
Odroczony podatek dochodowy	6.2. 53 015	215 281
Efektywna stopa podatkowa	16%	8%

6.1. 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	2 026 607	723 268
Różnice pomiędzy zyskiem/stratą przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania podatkiem dochodowym	(64 259)	711 851
Przychody niezaliczane do dochodu do opodatkowania	(1 478 957)	(447 938)
Koszty nieuznawane za koszty uzyskania przychodu	2 381 544	2 251 711
Przychody podatkowe niezaliczane do księgowych	152 948	119 364
Koszty stanowiące koszt uzyskania przychodu, niezaliczane do kosztów księgowych	(1 049 180)	(1 209 916)
Odliczenia od dochodu	(70 614)	(1 370)
Podstawa opodatkowania podatkiem dochodowym	1 962 348	1 435 119
Stawka podatkowa w danym okresie	19%	19%
Podatek dochodowy od osób prawnych	(372 846)	(272 673)
Zwiększenia, zaniechania, zwolnienia, odliczenia i obniżki podatku	(4 655)	(2)
Podatek dochodowy bieżący wykazany w deklaracji podatkowej okresu	(377 501)	(272 675)
Bieżący podatek dochodowy wykazany w rachunku zysków i strat	(377 501)	(272 675)

6.2. Odroczony 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	3 278	4 495
Rezerwy na przyszłe zobowiązania	17 588	(7 268)
Odpisy aktualizujące aktywa finansowe, należności i środki trwałe w budowie	3 737	(7 924)
Koszty zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	(19 100)	47 812
Ujemne różnice kursowe	-	(25 559)
Koszty dotyczące sprzedaży z obowiązkiem podatkowym w następnym miesiącu	-	-
Strata podatkowa bieżącego okresu	-	-
Pozostałe	1 053	(2 566)
Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu dodatnich różnic przejściowych	49 737	210 786
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	36 094	115 446
Przychody z leasingu finansowego	26 455	55 694
Wycena pozytywna zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	(4 361)	26 869
Dodatnie różnice kursowe	-	2 946
Naliczone odsetki	68	12 614
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	(8 518)	(2 942)
Pozostałe	(1)	159
Odroczony podatek dochodowy wykazany w rachunku zysków i strat	53 015	215 281

* Bez zmiany podatku odroczonego ujmowanej bezpośrednio w kapitałach (21.508) tysięcy złotych, dotyczących wyceny instrumentów finansowych ((6.057) tysięcy złotych w 2009 roku).

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. 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.

Oddziały zagraniczne Spółki podlegają przepisom podatkowym krajów, na terenie których prowadzą działalność gospodarczą oraz przepisom wynikającym z umów o unikaniu podwójnego opodatkowania. W przypadku oddziałów zagranicznych, w 2010 i 2009 roku obowiązywały stawki podatkowe z przedziału od 25 do 41% podstawy opodatkowania. Oddziały zagraniczne w 2010 i 2009 roku, nie płaciły podatku dochodowego.

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.

7. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA

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

8. 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 Spółki 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 Spółki	1 702 121	665 874
Zysk/Strata netto przypadający na akcjonariuszy Spółki zastosowany do obliczenia rozwodnionego zysku/straty na jedną akcję	1 702 121	665 874
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 podstawowy za okres obrotowy na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy Spółki (w złotych)	0,29	0,11
Zysk rozwodniony za okres obrotowy na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy Spółki (w złotych)	0,29	0,11

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

9. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY

Dywidendy wypłacone w okresie

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Wypłacona dywidenda na jedną akcję w złotych (w złotych)	0,08	0,09
Liczba akcji (tysiące sztuk)	5 900 000	5 900 000
Wartość wypłaconej dywidendy w tysiącach złotych, w tym:	472 000	531 000
- dywidenda wypłacona w formie rzeczowej dla Skarbu Państwa	339 994	382 499
- dywidenda wypłacona w formie pieniężnej dla Skarbu Państwa	2 683	6 137
- dywidenda wypłacona w formie pieniężnej dla pozostałych akcjonariuszy Spółki	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 przekazanego 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.

10. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Grunty	23 597	22 000
Budynki i budowle	5 171 059	5 071 837
Urządzenia techniczne i maszyny	1 354 023	1 293 321
Środki transportu i pozostałe	85 226	97 412
Razem środki trwałe	6 633 905	6 484 570
Środki trwałe w budowie	4 307 016	3 242 300
Razem rzeczowe aktywa trwałe	10 940 921	9 726 870

PGNiG S.A. posiada obecnie 8 podziemnych magazynów gazu (PMG). W tej liczbie, siedem magazynów znajduje się w szcerpanych złożach gazu ziemnego, a jeden magazyn, typu kawernowego (KPMG Mogilno), stanowią komory wylugowane w wysadzie solnym (kawerny solne).

Gaz ziemny w podziemnych magazynach gazu dzieli się na gaz roboczy i gaz niezbędny do zapewnienia bezpiecznej pracy magazynu.

Gaz roboczy jest to gaz zatłoczony do magazynu w ramach pojemności czynnej, który może być oddany z magazynu w trakcie cyklu odbioru paliwa gazowego.

Gaz niezbędny do zapewnienia bezpiecznej pracy magazynu pochodzi w części z rodzimego złoża (w ilości oznaczonej w zatwierdzonej dokumentacji geologicznej), a pozostała jego część została dotłoczona w celu uzyskania odpowiednich parametrów techniczno-geologicznych, niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania magazynu. Dotyczy to magazynów gazu ziemnego zlokalizowanych w wyeksploatowanych złożach węglowodorów. W przypadku magazynu zlokalizowanego w wysadzie solnym (PMG Mogilno), gaz niezbędny do zapewnienia bezpiecznej pracy magazynu został zatłoczony do komór magazynowych podczas pierwszego cyklu zatłaczania z jednoczesnym wytłaczaniem solanki.

Docelowa ilość gazu niezbędnego do zapewnienia bezpiecznej pracy magazynu, niezbędna do funkcjonowania każdego z magazynów, traktowana jest jako bufor pozostający w niezmienionej wielkości przez okres funkcjonowania magazynu.

10.1 ŚRODKI TRWAŁE

31 grudnia 2010

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

Zwiększenie stanu

Zmniejszenie stanu

Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami

Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Amortyzacja za rok obrotowy

Na dzień 31 grudnia 2010 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących

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

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

Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
22 000	5 071 837	1 293 321	97 412	6 484 570
360	152 832	539	6	153 737
(338)	(103 853)	(10 489)	(1 710)	(116 390)
1 422	530 628	228 992	12 116	773 158
153	(73 687)	(12 622)	(256)	(86 412)
-	(406 698)	(145 718)	(22 342)	(574 758)
23 597	5 171 059	1 354 023	85 226	6 633 905
24 337	7 857 297	2 216 519	177 650	10 275 803
(2 337)	(2 785 460)	(923 198)	(80 238)	(3 791 233)
22 000	5 071 837	1 293 321	97 412	6 484 570
25 781	8 380 885	2 413 776	184 210	11 004 652
(2 184)	(3 209 826)	(1 059 753)	(98 984)	(4 370 747)
23 597	5 171 059	1 354 023	85 226	6 633 905

31 grudnia 2009

Na dzień 1 stycznia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących

Zwiększenie stanu

Zmniejszenie stanu

Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami

Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Amortyzacja za rok obrotowy

Na dzień 31 grudnia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących

Na dzień 1 stycznia 2009 roku

Wartość brutto

Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2009 roku

Na dzień 31 grudnia 2009 roku

Wartość brutto

Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2009 roku

Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
36 495	5 588 763	1 338 078	91 754	7 055 090
-	83 751	(6 391)	540	77 900
(16 440)	(186 296)	16 153	(2 254)	(188 837)
2 071	341 199	184 949	31 792	560 011
(126)	(329 106)	(87 801)	(2 261)	(419 294)
-	(426 474)	(151 667)	(22 159)	(600 300)
22 000	5 071 837	1 293 321	97 412	6 484 570
38 747	7 688 478	2 056 179	155 698	9 939 102
(2 252)	(2 099 715)	(718 101)	(63 944)	(2 884 012)
36 495	5 588 763	1 338 078	91 754	7 055 090
24 337	7 857 297	2 216 519	177 650	10 275 803
(2 337)	(2 785 460)	(923 198)	(80 238)	(3 791 233)
22 000	5 071 837	1 293 321	97 412	6 484 570

10.2. 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	2 338	449 417	87 801	5 852	545 408	337 276	882 684
Zwiększenie stanu	-	84 652	15 936	479	101 067	110 675	211 742
Zmniejszenie stanu	(153)	(10 965)	(3 314)	(223)	(14 655)	-	(14 655)
Na dzień 31 grudnia 2010 roku	2 185	523 104	100 423	6 108	631 820	447 951	1 079 771
Na dzień 1 stycznia 2009 roku	2 212	120 311	-	3 591	126 114	381 018	507 132
Zwiększenie stanu	13 914	361 211	96 672	3 347	475 144	(43 736)	431 408
Zmniejszenie stanu	(13 788)	(32 105)	(8 871)	(1 086)	(55 850)	(6)	(55 856)
Na dzień 31 grudnia 2009 roku	2 338	449 417	87 801	5 852	545 408	337 276	882 684

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na początek okresu wyniosła 545.408 tysięcy złotych, z tego:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 412.640 tysięcy złotych,
- podziemne magazyny gazu 28.015 tysięcy złotych,
- pozostały 104.753 tysiące złotych.

W bieżącym okresie miało miejsce zwiększenie odpisów na kwotę 101.067 tysięcy złotych (z tego na majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 32.641 tysięcy złotych) oraz zmniejszenie na kwotę (14.655) tysięcy złotych (z tego na majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej (14.655) tysięcy złotych).

Zmiany dotyczące majątku służącego bezpośrednio działalności wydobywczej związane były z aktualizacją przyjętych założeń, weryfikacją przesłanek utraty wartości bądź ze zbyciem składników majątku.

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na koniec okresu wyniosła 631.820 tysięcy złotych, z tego:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 430.626 tysięcy złotych,
- podziemne magazyny gazu 38.418 tysięcy złotych,
- pozostały 162.776 tysięcy złotych.

Z kwoty odpisów na środki trwałe w budowie na koniec 2010 roku, 425.464 tysiące złotych dotyczyło aktywowanych nakładów na odwierty (na koniec 2009 roku odpis ten wynosił 315.772 tysiące złotych).

11. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Na początek okresu, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	3 778	5 395
Zwiększenie stanu	-	-
Zmniejszenie stanu	-	(2 272)
Przeniesienia z rzeczowych aktywów trwałych	100	(42)
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2)	1 175
Amortyzacja za rok obrotowy	(435)	(478)
Na koniec okresu, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	3 441	3 778
Na początek okresu		
Wartość brutto	5 063	7 574
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 285)	(2 179)
Wartość księgowa netto	3 778	5 395
Na koniec okresu		
Wartość brutto	5 184	5 063
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 743)	(1 285)
Wartość księgowa netto	3 441	3 778

Składnikami inwestycji w nieruchomości Spółki są budynki socjalno-biurowe częściowo przeznaczone pod wynajem oraz budynki i budowle przemysłowe. Wartość księgowa netto budynków socjalno-biurowych ujętych jako nieruchomości inwestycyjne na koniec bieżącego okresu wynosiła 1.328 tysięcy złotych roku (1.483 tysiące złotych w 2009 roku), natomiast wartość księgowa netto budynków i budowli przemysłowych na koniec bieżącego okresu wynosiła 2.113 tysięcy złotych roku (2.294 tysiące złotych w 2009 roku).

Spółka w bieżącym okresie uzyskała przychody z wynajmu nieruchomości inwestycyjnych w wysokości 2.013 tysięcy złotych (1.784 tysiące złotych w 2009 roku).

Koszty operacyjne dotyczące nieruchomości inwestycyjnych, które zostały poniesione w związku z przychodami z wynajmu, wyniosły w bieżącym okresie 1.343 tysiące złotych (1.272 tysiące złotych w 2009 roku).

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

12. WARTOŚCI NIEMATERIALNE

31 grudnia 2010

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

Zwiększenie stanu

Zmniejszenie stanu

Przeniesienia ze 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

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

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

Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie*	Inne wartości niematerialne	Razem
-	-	36 289	32 665	68 954
-	-	-	-	-
-	-	(47)	(75)	(122)
-	-	127	27 345	27 472
-	-	(360)	(116)	(476)
-	-	(469)	(13 418)	(13 887)
-	-	35 540	46 401	81 941
-	-	37 339	80 845	118 184
-	-	(1 050)	(48 180)	(49 230)
-	-	36 289	32 665	68 954
-	-	37 417	107 611	145 028
-	-	(1 877)	(61 210)	(63 087)
-	-	35 540	46 401	81 941

* Ponadto Spółka użytkuje otrzymane nieodpłatnie prawo wieczystego użytkowania gruntów, które ujmuje wyłącznie w ewidencji pozabilansowej. Wartość szacunkowa tego prawa wynosiła na dzień 31 grudnia 2010 roku 338.370 tysięcy złotych (337.880 tysięcy złotych na koniec 2009 roku).

31 grudnia 2009

Na dzień 1 stycznia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących

Zwiększenie stanu

Zmniejszenie stanu

Przeniesienia ze środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami

Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Amortyzacja za rok obrotowy

Na dzień 31 grudnia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących

Na dzień 1 stycznia 2009 roku

Wartość brutto

Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2009 roku

Na dzień 31 grudnia 2009 roku

Wartość brutto

Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2009 roku

Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie	Inne wartości niematerialne	Razem
-	-	36 860	23 219	60 079
-	-	(3)	-	(3)
-	-	(1 041)	(4)	(1 045)
-	-	1 090	18 331	19 421
-	-	(161)	(16)	(177)
-	-	(456)	(8 865)	(9 321)
-	-	36 289	32 665	68 954
-	-	37 397	62 642	100 039
-	-	(537)	(39 423)	(39 960)
-	-	36 860	23 219	60 079
-	-	37 339	80 845	118 184
-	-	(1 050)	(48 180)	(49 230)
-	-	36 289	32 665	68 954

12.1. Rzeczowe aktywa trwale użytkowane na podstawie leasingu finansowego

	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	-	-	-	-	-	-	-	-
Urządzenia techniczne i maszyny	-	-	-	-	-	-	-	-
Środki transportu i pozostałe	10 622	(7 879)	(333)	2 410	10 774	(4 581)	(495)	5 698
	10 622	(7 879)	(333)	2 410	10 774	(4 581)	(495)	5 698

12.2. 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	-	-	232	16	248
Zwiększenie stanu	-	-	360	116	476
Zmniejszenie stanu	-	-	-	-	-
Na dzień 31 grudnia 2010 roku	-	-	592	132	724
Na dzień 1 stycznia 2009 roku	-	-	71	-	71
Zwiększenie stanu	-	-	170	16	186
Zmniejszenie stanu	-	-	(9)	-	(9)
Na dzień 31 grudnia 2009 roku	-	-	232	16	248

13. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY – DŁUGOTERMINOWE

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	7 811 102	7 688 863
Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży (wartość brutto)	78 000	78 000
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wartość brutto)	142 541	142 663
Razem brutto	8 031 643	7 909 526
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	6 203 823	6 085 566
Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży (wartość netto)**	130 720	59 560
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wartość netto)*	74 146	74 235
Razem netto	6 408 689	6 219 361

*Pomniejszone o odpis aktualizujący.

** Uwzględniające wycenę do wartości rynkowej.

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 netto)” zaprezentowano akcje 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. Spółka traktuje tę inwestycję 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 kapitale Spółki do momentu podjęcia decyzji o jej zbyciu.

14. INNE AKTYWA FINANSOWE

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Należności z tytułu leasingu finansowego (nota 14.1.)	30 538	283 285
Udzielone pożyczki	2 230 126	2 135 618
Należności z tytułu sprzedaży środków trwałych	6 673	7 392
Inne inwestycje długoterminowe	17	16
Pozostałe	47	60
Razem brutto	2 267 401	2 426 371
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(6 600)	(8 800)
Razem netto	2 260 801	2 417 571

14.1. 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	40 112
Razem	30 279	82 347

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, w tym:	32 873	306 378
- należności krótkoterminowe	2 335	23 093
- należności długoterminowe	30 538	283 285

15. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Rezerwy z tyt. wypłat deputatów gazowych	-	3 878
Rezerwy z tyt. wypłat odpraw emerytalnych i nagród jubileuszowych	21 706	21 235
Rezerwa na niewykorzystane urlopy	2 182	1 996
Rezerwa na smołę pogazową	11 160	14 439
Rezerwa na likwidację odwiertów	115 765	96 330
Pozostałe rezerwy	19 611	14 959
Odpisy aktualizujące środki trwałe	82 150	64 082
Odpisy aktualizujące udziały i akcje	11 844	26 014
Odpisy aktualizujące pozostałe	614	775
Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	1 163	95
Niewypłacone wynagrodzenia wraz ze składkami ZUS	208	294
Wycena transakcji terminowych	23 903	50 989
Wycena akcji notowanych na giełdzie	-	3 504
Opłata przyłączeniowa	289	309
Pozostałe	852	761
Razem	291 447	299 660

16. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Prowizje od kredytów, pożyczek, obligacji, gwarancji i itp.	10 839	8
Opłaty za ustanowienie użytkowania górniczego	6 114	5 503
Opłata przyłączeniowa	5 372	4 565
Udostępnienie informacji geologicznej	27 877	25 616
Koszty przyszłych działań reklamowych i marketingowych	1	94
Pozostałe rozliczenia międzyokresowe czynne	1 354	106
Razem	51 557	35 892

17. ZAPASY

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Materiały	871 865	1 102 381
Według cen nabycia, w tym:	875 096	1 106 462
- paliwo gazowe	753 078	968 901
Według wartości netto możliwej do uzyskania, w tym:	871 865	1 102 381
- paliwo gazowe	753 078	968 901
Półprodukty i produkty w toku	-	-
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	-	-
Według wartości netto możliwej do uzyskania	-	-
Produkty gotowe	7 064	7 218
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	7 064	7 218
Według wartości netto możliwej do uzyskania	7 064	7 218
Towary	420	621
Według cen nabycia	420	621
Według wartości netto możliwej do uzyskania	420	621
Zapasy razem, według niższej z dwóch wartości: ceny nabycia (kosztu wytworzenia) lub wartości netto możliwej do uzyskania	879 349	1 110 220

17.1. Zmiana stanu zapasów w okresie

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Stan zapasów według ceny nabycia na początek okresu	1 114 300	1 582 974
Zakup	12 925 564	12 043 228
Inne zwiększenia	54 338	58 989
Wartość zapasów rozpoznanych jako koszt okresu	(12 595 228)	(11 963 152)
Sprzedaż	(9 226)	(7 913)
Inne zmniejszenia	(607 168)	(599 825)
Stan zapasów według ceny nabycia na koniec okresu	882 580	1 114 301

18. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek pozostałych	4 278 847	3 893 032
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	106 005	87 918
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	297 765	202 687
Należności z tytułu podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	4 553	4 738
Wymagalna część udzielonych pożyczek od jednostek powiązanych	136 989	223 178
Należności z tytułu leasingu finansowego	2 335	23 093
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	87 271	86 741
Pozostałe należności	73 345	191 117
Razem należności brutto	4 987 110	4 712 504
Odpis aktualizujący należności wątpliwe (nota 18.1.)	(1 018 230)	(1 025 423)
Razem należności netto	3 968 880	3 687 081
W tym:		
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek pozostałych	3 449 940	3 137 153
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	59 429	40 905
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	297 764	202 687
Należności z tytułu podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	4 553	4 738
Wymagalna część udzielonych pożyczek od jednostek powiązanych	112 967	202 456
Należności z tytułu leasingu finansowego	2 335	23 093
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	1 571	1 059
Pozostałe należności	40 321	74 990

Standardowy termin płatności należności związanych z normalnym tokiem sprzedaży stosowany w Spółce wynosi 14 dni.

18.1. Odpisy aktualizujące należności

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Odpis aktualizujący na początek okresu	(1 025 423)	(987 751)
Zwiększenie odpisu	(90 862)	(291 397)
Rozwiązanie odpisu	80 538	182 130
Wykorzystanie odpisu	19 717	73 245
Transfery pomiędzy częścią krótkoterminową a długoterminową	(2 200)	(1 650)
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(1 018 230)	(1 025 423)

19. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	-	-
Zmiana stanu należności z tytułu podatku bieżącego	(161 546)	121 972
Należności z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	161 546	39 574
Należności z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu	-	161 546
Podatek dochodowy (obciążenie okresu)	377 501	272 675
Podatek dochodowy zapłacony w okresie	(80 250)	(394 647)
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu	135 705	-

20. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Ubezpieczenia majątkowe	268	366
Prowizje od kredytów, pożyczek, obligacji, gwarancji i itp.	7 590	821
Czynsze i opłaty za wynajem płatne z góry	305	324
Udostępnienie informacji geologicznej	3 763	3 052
Serwis, aktualizacja oprogramowania	3 861	2 753
Opłaty za ustanowienie użytkowania górniczego	256	197
Darowizna	-	575
Koszty przyszłych działań reklamowych i marketingowych	825	215
Pozostałe koszty rozliczane w czasie	1 935	1 067
Razem	18 803	9 370

21. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY – KRÓTKOTERMINOWE

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	-	-
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość brutto)	-	-
Obligacje i bony skarbowe (wartość brutto)	-	-
Razem brutto	-	-
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	-	-
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość netto)	-	-
Obligacje i bony skarbowe (wartość netto)	-	-
Razem netto	-	-

*Pomniejszone o odpis aktualizujący.

22. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Środki pieniężne w kasie i w banku	33 290	40 176
Lokaty bankowe	530 502	381 444
Krótkoterminowe o wysokiej płynności papiery wartościowe*	-	-
Inne środki pieniężne**	2 062	3 623
Razem	565 854	425 243

* 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.

Spółka posiada na rachunkach bankowych wolne środki pieniężne zapewniające bieżące i terminowe regulowanie zobowiązań finansowych wobec partnerów handlowych i budżetu Państwa.

23. AKTYWA TRWAŁE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY

W Spółce do aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży zakwalifikowano następujące pozycje aktywów:

Nazwa składnika aktywów trwałych (lub grupy)	Oczekiwany termin zbycia	Wartość księgowa netto na 31 grudnia 2010	Warunki zbycia
Grunty	-	-	-
Budynki i budowle	2011	1 605	sprzedaż
Środki transportu i pozostałe	2011	8	sprzedaż
Razem		1 613	

Na koniec okresu porównawczego (koniec 2009 roku) wartość aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży wynosiła 1 tysiąc złotych.

24. 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 PLN	1 PLN
Kapitał zakładowy, razem	5 900 000	5 900 000

25. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE

	Waluta	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009	Zabezpieczenie
Długoterminowe	Wartości w walucie			Wartości w PLN				
leasing finansowy	PLN	9	951	10,00%	2012-03-25	9	951	
leasing finansowy	PLN	-	450	10,00%	2011-11-20	-	450	
leasing finansowy	PLN	-	240	2,77%	2011-07-21	-	240	
leasing finansowy	PLN	222	841	0,83%	2012-05-30	222	841	
leasing finansowy	PLN	-	50	0,83%	2011-11-30	-	50	
leasing finansowy	PLN	48	87	Wibor 1M 3,75%	2012-12-04	48	87	
Razem długoterminowe						279	2 619	
Krótkoterminowe	Wartości w walucie			Wartości w PLN				
linia kredytowa ¹	PLN	-	759 566	Wibor 1M+ 0,2	2010-07-27	-	759 566	
linia kredytowa ¹	PLN	-	800 482	Wibor 1M+ 0,2	2010-07-27	-	800 482	
linia kredytowa ¹	PLN	-	240 316	Wibor 1M+ 0,2	2010-07-27	-	240 316	
linia kredytowa ¹	PLN	-	100 113	Wibor 1M+ 0,2	2010-07-27	-	100 113	
leasing finansowy	PLN	941	1 082	10,00%	2012-03-25	941	1 082	
leasing finansowy	PLN	450	449	10,00%	2011-11-20	450	449	
leasing finansowy	PLN	240	1 363	2,77%	2011-07-21	240	1 363	
leasing finansowy	PLN	619	560	0,83%	2012-05-30	619	560	
leasing finansowy	PLN	51	51	0,83%	2011-11-30	51	51	
leasing finansowy	PLN	-	40	Wibor 1M 4,43%	2010-07-31	-	40	
leasing finansowy	PLN	43	43	Wibor 1M 3,75%	2012-12-04	43	43	
obligacje	PLN	19 947	-	Wibor 1M+ 0,95	2011-01-21	19 947	-	
obligacje	PLN	59 923	-	Wibor 1M+ 1	2011-01-05	59 923	-	
obligacje	PLN	39 970	-	Wibor 1M+ 0,99	2011-01-06	39 970	-	
obligacje	PLN	597 884	-	Wibor 1M+ 1,15	2011-01-26	597 884	-	
obligacje	PLN	498 624	-	Wibor 1M+ 1,15	2011-01-21	498 624	-	
Razem krótkoterminowe						1 218 692	1 904 065	

¹ Konsorcjum Kredytowe (Bank Handlowy S.A.)

Ponadto Spółka dysponowała liniami kredytowymi, które zostały przedstawione w poniższej notcie.

25.1. 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.	40 000	40 000	40 000	40 000
PKO BP S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
Bank Handlowy S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
Societe Generale	40 000	40 000	40 000	40 000
Millennium 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	40 000	40 000	-	-
Konsorcjum banków*	-	-	2 464 920	564 920
Razem	280 000	280 000	2 704 920	804 920

¹ Konsorcjum Kredytowe (Bank Handlowy S.A.)

Linie kredytowe, jakkolwiek nie w pełni wykorzystywane, podnoszą bezpieczeństwo Spółki w zakresie regulowania bieżących zobowiązań.

25.2. 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	2 343	80	2 423
od 1 roku do 5 lat	280	10	290
pow. 5 lat	-	-	-
Razem	2 623	90	2 713

Zapadalność w terminie:	31 grudnia 2009		
	Wartość płatności (zdyskontowanych) ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
do 1 roku	3 587	193	3 780
od 1 roku do 5 lat	2 619	85	2 704
pow. 5 lat	-	-	-
Razem	6 206	278	6 484

26. REZERWY

	Nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne	Rezerwa na deputaty gazowe	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na potencjalne zobowiązanie z tytułu usługi przesyłowe	Centralny Fundusz Restrukturyzacji	Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	Pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2010 roku	111 765	20 410	916 231	75 993	34 391	10 450	-	49 779	1 219 019
Utworzone w ciągu roku	8 624	-	133 765	-	-	13 000	50 326	59 627	265 342
Przeniesienia	-	-	-	-	-	-	359	(359)	-
Wykorzystane	(6 144)	(20 410)	-	(17 259)	(34 391)	(2 158)	-	(72 251)	(152 613)
Na dzień 31 grudnia 2010 roku	114 245	-	1 049 996	58 734	-	21 292	50 685	36 796	1 331 748
Długoterminowe	98 759	-	1 017 925	44 507	-	-	-	14 294	1 175 485
Krótkoterminowe	15 486	-	32 071	14 227	-	21 292	50 685	22 502	156 263
Na dzień 31 grudnia 2010 roku	114 245	-	1 049 996	58 734	-	21 292	50 685	36 796	1 331 748
Długoterminowe	97 451	-	904 867	67 326	-	-	-	14 723	1 084 367
Krótkoterminowe	14 314	20 410	11 364	8 667	34 391	10 450	-	35 056	134 652
Na dzień 31 grudnia 2009 roku	111 765	20 410	916 231	75 993	34 391	10 450	-	49 779	1 219 019

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%).

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 Spółka 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 Spółka jest właścicielem urządzeń technicznych znajdujących się na nieruchomościach gruntowych, stanowiących własność podmiotów trzecich, będących bardzo często osobami fizycznymi.

W przypadkach, gdy było to możliwe Spółka zawierała 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 Spółkę 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 Spółka, 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 50.685 tysięcy złotych (na koniec roku 2010 saldo rezerwy wyniosło 50.685 tysięcy złotych).

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

26.1. 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	69 259	70 503
Koszty odsetek	2 078	2 890
Koszty bieżącego zatrudnienia	2 904	3 071
Wypłacone świadczenia	(17 382)	(16 316)
Aktuarialny zysk/strata	12 126	9 111
Zyski/straty z tytułu ograniczeń i rozliczeń	-	-
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	68 985	69 259
Odprawy emerytalne		
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	42 506	38 706
Koszty bieżącego zatrudnienia	2 323	2 243
Koszty odsetek	1 735	2 223
Wartość netto zysku/straty aktuarialnej ujętej w ciągu roku	490	478
Wypłacone świadczenia	(2 525)	(1 875)
Koszty przeszłego zatrudnienia	731	731
Zyski/straty z tytułu ograniczeń i rozliczeń	-	-
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	45 260	42 506
Razem wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	114 245	111 765

27. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Długoterminowe		
Wartość netto nieodpłatnie przejętych przyłączy gazowych	201	221
Opłata przyłączeniowa	1 497	1 600
Przychody przyszłych okresów z tytułu nieodebranego paliwa gazowego	10 609	2 008
Kary umowne	-	28
Przychody przyszłych okresów dot. środków trwałych w leasingu	25	31
Dotacja	63 827	-
Pozostałe	34	53
Razem długoterminowe	76 193	3 941
Krótkoterminowe		
Prognoza sprzedaży gazu	588 570	545 817
Opłata przyłączeniowa	26	26
Zarachowane kary	715	166
Sprzedaż gruntów	-	-
Faktury zaliczkowe	2 665	96
Pozostałe	153	176
Razem krótkoterminowe	592 129	546 281

Dotacje

W 2010 roku Spółka 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 miliardów m³ do ponad 3 miliardów m³ w 2015 roku.

Na dzień 31 grudnia 2010 roku Spółka 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.

28. REZERWA NA PODATEK ODROZCZONY

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Dodatnie różnice kursowe	-	-
Naliczone odsetki	6 135	6 202
Wycena instrumentów zabezpieczających	4 361	-
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	20 220	11 702
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	450 806	513 356
Wycena instrumentów finansowych	10 017	-
Pozostałe	-	-
Razem	491 539	531 260

29. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Zobowiązania z tytułu koncesji, praw do informacji geologicznej i użytkowania górniczego	14 829	16 538
Pozostałe inne zobowiązania długoterminowe	26	-
Razem	14 855	16 538

30. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług wobec jednostek pozostałych	769 238	665 644
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług wobec jednostek powiązanych	472 398	404 232
Zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług	909 097	748 190
Zobowiązania z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	50 570	45 139
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	1 184	1 340
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	11 482	10 503
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych	397 299	186 643
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych od jednostek powiązanych	170 676	146 851
Zobowiązanie z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału	84 552	93 795
Zobowiązania inne wobec jednostek powiązanych	1 211	1 565
Zobowiązania inne wobec jednostek pozostałych	15 762	19 589
Rozliczenia międzyokresowe bierne i zaliczki na dostawy	38 166	36 204
Razem	2 921 635	2 359 695
W tym jednostki powiązane (nota 37.2.)	728 837	646 443

31. PRZYCZYNY WYSTĘPOWANIA RÓŻNIC POMIĘDZY ZMIANAMI STANU NIEKTÓRYCH POZYCJI SPRAWOZDANIA Z SYTUACJI FINANSOWEJ ORAZ ZMIANAMI STANU TYCH POZYCJI WYKAZANYMI W SPRAWOZDANIU Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

Zmiana stanu środków pieniężnych	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
1) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	425 243	807 861
a) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na początek okresu*	-	(313)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na początek okresu (1-a)	425 243	808 174
2) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	565 854	425 243
b) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na koniec okresu	-	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na koniec okresu (2-b)	565 854	425 243
I. Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (2-1)	140 611	(382 618)
II. Zmiana stanu różnic kursowych netto od środków pieniężnych (b-a)	-	313
Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych (I. - II.)	140 611	(382 931)

* Kwoty ujemne oznaczają przewagę ujemnych różnic kursowych od środków pieniężnych i pomniejszają saldo środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej. W sprawozdaniu z przepływów pieniężnych różnice te są eliminowane.

Zmiana stanu należności	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Zmiana stanu należności netto oraz zmiana stanu innych aktywów finansowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(125 029)	(401 028)
Zmiana stanu należności z tytułu leasingu - korekta działalności inwestycyjnej	(273 506)	(420 491)
Zmiana stanu należności z tytułu dopłat do kapitału	-	-
Zmiana stanu należności inwestycyjnych z tyt. sprzedaży wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	(35 069)	69 330
Zmiana stanu udzielonych pożyczek	7 219	741 203
Zmiana stanu należności netto w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(426 385)	(10 986)

	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	230 870	469 507
Środki trwałe w budowie przeniesione na zapasy – korekty działalności inwestycyjnej	-	-
Zmiana stanu zapasów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	230 870	469 507
	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Zmiana stanu rezerw		
Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	112 729	(153 708)
Zmiana stanu rezerwy na likwidację odwiertów korygującej rzeczowe aktywa trwałe – korekta działalności inwestycyjnej	(114 513)	111 213
Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(1 784)	(42 495)
	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych		
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	561 940	(436 800)
Zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych z tyt. zakupu wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	(234 480)	(171 608)
Zmiana stanu zobowiązań długoterminowych	(1 683)	-
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu dopłat do kapitału		(9 243)
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	325 777	(617 651)
	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Zmiana stanu pozostałych aktywów oraz czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów		
Zmiana stanu pozostałych aktywów oraz zamiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(25 098)	(6 185)
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych z tytułu leasingu - korekta działalności inwestycyjnej	54	-
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych z tytułu kosztu prowizji od programu emisji obligacji - korekta działalności inwestycyjnej	18 428	-
Zmiana stanu pozostałych aktywów oraz zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(6 616)	(6 185)
	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów		
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	118 100	2 598
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów z tytułu leasingu - korekta działalności inwestycyjnej	31	8
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów - korekta aportu - korekta działalności inwestycyjnej	27	-
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów - dotacje otrzymane do ŚT - korekta działalności inwestycyjnej	(63 816)	-
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	54 342	2 606

32. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM

32.1. 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)	6 277 969	6 159 801
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (akcje notowane na giełdzie)	130 720	59 560
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-
Pożyczki i należności	6 457 855	6 278 655
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych*	77 635	18 002
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	3 183 128	3 477 745
Wartość ujemna instrumentów pochodnych*	104 443	260 428

*Spółka od 1 kwietnia 2009 roku zaczęła stosować rachunkowość zabezpieczeń zgodnie z MSR 39.

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

32.2. 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		
Utrata wartości ujęta w wyniku finansowym za dany okres	55	100
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-
Pożyczki i należności		
Odsetki od lokat, BSB, REPO	15 008	6 603
Odsetki od należności*	90 746	94 490
Odsetki od udzielonych pożyczek	178 783	67 387
Przychody netto z krótkoterminowych papierów wartościowych	-	(43)
Odpisy aktualizujące należności	58 090	(212 823)
Odpisy aktualizujące pożyczki	(748)	119 103
Wycena walutowa pożyczek udzielonych w walucie	36 232	243 335
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	196 079	140 373
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	(3 266)	(38 418)
Wartość ujemna instrumentów pochodnych	(387 316)	(408 950)
Razem wpływ na wynik	183 663	11 157

* W tym 14.421 tysięcy złotych odsetek od należności z tytułu leasingu finansowego (42.242 tysiące 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)	71 160	31 880
Wycena instrumentów zabezpieczających (wycena ujmowana bezpośrednio w kapitale)	(21 508)	(6 057)
Razem wpływ na kapitały	49 652	25 823

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.

32.3. Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym

Spółka, prowadząc działalność gospodarczą, narażona jest na ryzyko finansowe, a w szczególności, na jego następujące rodzaje:

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

- ryzyko płynności.

Ryzyko kredytowe

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

Spółka 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	2 367 115	2 358 796
Należności handlowe	4 585 061	4 572 638
Depozyty w innych jednostkach (Lokaty bankowe, BSB, REPO)	530 502	381 444
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	77 635	18 002
Udzielone gwarancje finansowe	2 816 431	2 905 168

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych pożyczek wynika z pożyczek udzielonych spółkom zależnym z Grupy Kapitałowej PGNiG. 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 Spółki na ryzyko kredytowe z tego tytułu. Pożyczki są udzielane po spełnieniu przez wnioskujące spółki szeregu warunków i ustanowieniu zabezpieczeń. Poza tym, spółki zależne działają we wspólnym interesie Grupy Kapitałowej PGNiG, co ogranicza istotnie ryzyko kredytowe z tego tytułu.

Największe wartościowo ryzyko kredytowe dotyczy należności. Istotna wartość należności dotyczy należności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego.

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 wiarygodności finansowej odbiorcy. W przypadku ujawnienia wpisów w rejestrze dłużników PGNiG S.A. żąda specjalnych warunków zabezpieczenia umowy.

Spółka przeprowadza bieżące analizy w zakresie przestrzegania 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.,
- cesję 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 Spółce. 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 wstrzymanie dostaw paliwa gazowego wraz z wypowiedzeniem umowy na podstawie art. 6 ust 3a Prawa Energetycznego. W ostateczności, Spółka kieruje powództwa na drogę postępowania sądowego oraz zgłasza odbiorcę 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 jest 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, w celu uzyskania zgody.

Na dzień 31 grudnia 2010 roku wartość należności przeterminowanych ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej Spółki, w przypadku których nie nastąpiła utrata wartości, wynosiła 387.981 tysięcy złotych (530.643 tysiące złotych na koniec 2009 roku).

Analiza wiekowa należności przeterminowanych na dzień 31 grudnia 2010 roku, w przypadku których nie nastąpiła utrata wartości.

Okres, jaki upłynął od terminu spłaty	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
do 1 miesiąca	320 242	411 615
od 1 do 3 miesięcy	52 133	98 658
od 3 miesięcy do 1 roku	13 662	18 143
od 1 roku do 5 lat	1 944	2 227
pow. 5 lat	-	-
Razem należności netto przeterminowane	387 981	530 643

Spółka identyfikuje, mierzy i minimalizuje własną ekspozycję kredytową w podziale 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 Spółka zawiera transakcje lokacyjne. Ponadto, ze wszystkimi bankami, w których lokuje środki finansowe, Spółka podpisała Umowy Ramowe, szczegółowo regulujące warunki zawierania i rozliczania wszelkich transakcji finansowych. Znaczące i długoterminowe nadwyżki płynnych środków pieniężnych w 2010 roku Spółka lokowała w instrumenty wolne od ryzyka kredytowego o dużym stopniu płynności, w szczególności w bony skarbowe i obligacje emitowane przez Skarb Państwa.

Spółka 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 Spółka zasadniczo ogranicza się do ryzyka „defaultu” banku, w którym Spółka zakupiła gwarancję. Jednakże banki, w których Spółka 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 powyższym działaniom Spółka nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego.

Ryzyko rynkowe

Przez ryzyko rynkowe rozumie się prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany warunków na rynkach finansowych i towarowych na wartość ekonomiczną lub wynik finansowy Spółki.

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 Spółka 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 Spółka 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 32.2

Ryzyko walutowe

Przez ryzyko walutowe rozumie się prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany kursów walutowych na wynik finansowy Spółki.

Długoterminowa część należności finansowych Spółki w 2010 roku była denominowana w NOK – pożyczka udzielona PGNiG Norway AS w wysokości 3.900.000 tysięcy NOK z datą spłaty do 20 grudnia 2021 roku. Ryzyko walutowe zostało zabezpieczone 4 transakcjami CCIRS. Zawarte transakcje zabezpieczają 100 proc. ww. ryzyka w okresie do 2014 roku

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

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

Głównym celem podejmowanych przez Spółkę 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 Spółka wykorzystuje transakcje forward oraz strategie opcyjne.

Ryzyko stopy procentowej

Przez ryzyko stopy procentowej rozumie się prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany stóp procentowych na wynik finansowy Spółki.

Na dzień 31 grudnia 2010 roku najistotniejsze ryzyko stopy procentowej generowała pożyczka udzielona spółce zależnej PGNiG Norway AS. Spółka zabezpieczyła ryzyko stopy procentowej wynikające z tej pożyczki poprzez zawarcie serii 4 transakcji CCIRS. Zawarte transakcje zabezpieczają 100% wyżej wymienionego ryzyka do roku 2014.

Ryzyko stopy procentowej, wynikające z pozostałych udzielonych pożyczek nie było znaczące.

Ponadto na dzień 31 grudnia 2010 roku Spółka posiadała wyemitowane obligacje korporacyjne w kwocie 1.100.000 tysięcy złotych oraz obligacje wewnątrzgrupowe na kwotę 120.000 tysięcy złotych. Ze względu na krótkie terminy wykupu obligacji oraz okresowe ustalanie kosztów długu ryzyko stopy procentowej z tego tytułu jest nieistotne dla Spółki.

Spółka 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 rozumie się prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany cen towarów na wynik finansowy Spółki.

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

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

Dodatkowo prawo energetyczne dopuszcza możliwość wnioskowania o zmianę taryfy w przypadku wzrostu kosztu pozyskania paliwa gazowego 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 systematycznie 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 Spółkę działalności.

Spółka na bieżąco kontroluje i planuje poziom swojej płynności finansowej. Zabezpieczając się przed ryzykiem płynności Spółka na dzień 31 grudnia 2010 roku miała podpisane umowy na linie kredytowe do wysokości 280.000 tysięcy złotych (2.704.920 tysięcy złotych w 2009 roku). Szczegółowe informacje zostały przedstawione w notce 25.1.

Dodatkowo, w celu zoptymalizowania procesu zarządzania środkami pieniężnymi, Spółka 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 Spółka 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, Spółka lokuje nadwyżki środków finansowych przede wszystkim w rentowne papiery emitowane przez Skarb Państwa oraz deponuje w bankach o uznanej renomie.

Ryzyko płynności regulowane jest przez Procedurę zarządzania płynnością w PGNiG S.A. Procedura została wdrożona do zastosowania przez wszystkie komórki organizacyjne Spółki i usystematyzowała działania zapewniające prawidłowe zarządzanie płynnością finansową Spółki, 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 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 według zamortyzowanego kosztu

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
do 1 roku	3 167 994	3 458 588
od 1 roku do 5 lat	13 637	16 528
pow. 5 lat	1 497	2 629
Razem	3 183 128	3 477 745

W bieżącym okresie oraz w okresie porównawczym Spółka 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)	-
- opcje walutowe**	(34 613)	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- opcje towarowe**	(7 626)	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- swapy towarowe***	37 261	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- zapłacone premie od opcji	76 044	-	-	-	-
Razem	(26 808)	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) użyte w celu zabezpieczenia ryzyka	(254 584)	(246 734)	558	(247 292)	-
- wpływy	-	1 859 021	98 030	1 760 991	-
- wypływy	-	(2 105 755)	(97 472)	(2 008 283)	-
- opcje walutowe**	(13 780)	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- zapłacone premie od opcji	25 938	-	-	-	-
Razem	(242 426)	(246 734)	558	(247 292)	-

* 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.

Spółka w swojej działalności nie zidentyfikowała innych istotnych ryzyk.

Polityka Zarządzania Ryzykiem

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

Za zarządzanie ryzykiem finansowym w Spółce i przestrzeganie przyjętej polityki w tym zakresie odpowiada Zarząd.

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

- Komitet Ryzyka, który przedstawia propozycje zmiany i aktualizacji zasad oraz który na bieżąco ocenia, czy polityka dotycząca ryzyka jest właściwa z punktu widzenia interesu Spółki;
- Zarząd, który formalnie zatwierdza politykę.

W dniu 28 grudnia 2010 roku Zarząd PGNiG S.A. 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 zmian, jakie mogą wystąpić na poszczególnych czynnikach ryzyka walutowego Spółka wykorzystała poziom zmienności (volatility) rynkowej (implikowanej) dla okresu półrocznego i przyjęła średnią wartość 15% dla analizy wrażliwości na 2010 roku (dla 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 66.920 tysięcy złotych niższy gdyby kurs EUR, USD, NOK oraz pozostałych walut

umocnił się o 15% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (zysk 54.276 tysięcy złotych z powodu umocnienia USD, zysk 22.989 tysięcy złotych z powodu umocnienia EUR, strata 10.880 tysięcy złotych z powodu umocnienia NOK oraz zysk 535 tysięcy złotych z powodu umocnienia pozostałych walut). Byłoby to przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej wyceny instrumentów pochodnych w USD i EUR, które zabezpieczają zobowiązania z tytułu dostaw i usług. Na walucie NOK wynik pogarsza nieznaczna przewaga ujemnej wyceny instrumentów pochodnych zabezpieczających pożyczką udzieloną spółce zależnej PGNiG Norway AS nad dodatnimi różnicami kursowymi z wyceny tej pożyczki.

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2010 roku byłby o 2.309 tysięcy złotych niższy gdyby kurs EUR, USD, NOK oraz pozostałych walut osłabił się o 15% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (strata 12.818 tysięcy złotych z powodu osłabienia USD, zysk 10.880 tysięcy złotych z powodu osłabienia NOK, zysk 165 tysięcy złotych z powodu osłabienia EUR oraz strata 535 tysięcy złotych z powodu osłabienia się pozostałych walut). Nieznaczna zmiana wyniku byłaby skutkiem odpowiedniego dopasowania wielkości pozycji instrumentów zabezpieczających do wielkości pozycji zabezpieczanych (głównie pożyczka w NOK w aktywach i zobowiązań z tytułu dostaw i usług w USD i EUR). Wynika to z faktu, że Spółka będąc znaczącym importerm paliwa gazowego zabezpiecza się przed wzrostem wartości USD. W przypadku waluty NOK wzrost dodatniej wyceny instrumentów pochodnych dla waluty NOK, przewyższyłby wzrost ujemnych różnic kursowych dla tej waluty z tytułu przeszacowania pożyczki w walucie NOK udzielonej spółce zależnej PGNiG Norway AS.

Udzielona pożyczka spółce PGNiG Norway AS została zabezpieczona w 100 procentach transakcjami typu CCIRS. Przepływy wynikające z pożyczki i transakcji zabezpieczających wzajemnie się kompensują, dlatego też zmiany w dodatniej (ujemnej) wycenie pożyczki kompensowane są ujemnymi (dodatnimi) zmianami wyceny transakcji CCIRS. Łącznie, pozycje te są niewrażliwe na zmiany kursu walutowego i stopy procentowej.

Przeprowadzając analizę wrażliwości na ryzyko walutowe na dzień 31 grudnia 2009 roku obserwuje się, że zysk netto byłby o 29.119 tysięcy złotych niższy gdyby kurs EUR, USD, NOK oraz pozostałych walut umocnił się o 15% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (strata 17.528 tysięcy złotych z powodu umocnienia USD, strata 12.497 tysięcy złotych z powodu umocnienia NOK, zysk 700 tysięcy złotych z powodu umocnienia EUR oraz zysk 206 tysięcy złotych z powodu umocnienia pozostałych walut). Byłoby to przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej wyceny instrumentów pochodnych w NOK, które zabezpieczają aktywa z tytułu udzielonej pożyczki spółce zależnej PGNiG Norway AS. Na pozostałych pozycjach wynik pogarsza przewaga ujemnych różnic kursowych dotyczących zobowiązań z tytułu dostaw i usług.

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2009 roku byłby o 31.187 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 (strata 3.101 tysięcy złotych z powodu osłabienia EUR, zysk 21.997 tysięcy złotych z powodu osłabienia USD, zysk 12.497 tysięcy złotych z powodu osłabienia NOK oraz strata 206 tysięcy złotych z powodu osłabienia się pozostałych walut). Pozytywny wynik byłby przede wszystkim rezultatem znacznej przewagi spadku wartości zobowiązań z tytułu dostaw i usług denominowanych w USD w stosunku do wzrostu ujemnej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (ujemna wartość godziwa transakcji opcyjnych w USD). Wynika to z wysokiego salda zobowiązań denominowanych w USD na koniec 2009 roku oraz faktu, że Spółka będąc znaczącym importerm paliwa gazowego zabezpiecza się przed wzrostem wartości USD. Dodatkowo dodatni wynik poprawiłby wzrost dodatniej wyceny instrumentów pochodnych dla waluty NOK, który przewyższyłby wzrost ujemnych różnic kursowych dla tej waluty z tytułu przeszacowania pożyczki w walucie NOK udzielonej spółce zależnej PGNiG Norway AS.

Udzielona pożyczka spółce PGNiG Norway AS została zabezpieczona w 100 procentach transakcjami typu CCIRS. Przepływy wynikające z pożyczki i transakcji zabezpieczających wzajemnie się kompensują, dlatego też zmiany w dodatniej (ujemnej) wycenie pożyczki kompensowane są ujemnymi (dodatnimi) zmianami wyceny transakcji CCIRS. Łącznie, pozycje te są niewrażliwe na zmiany kursu walutowego i stopy procentowej.

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

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%			
	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**	768 397	-	-	-	-	-	-	-
Inne aktywa finansowe	1 976 789	-	2	296 516	-	(2)	(296 516)	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	178 513	13 932	7 704	5 087	(13 932)	(7 704)	(5 087)	(54)
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	30 342	31 195	117 044	-	-	-	315 036	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	55 723	1 140	6 389	1	(1 140)	(6 389)	(1)	(829)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	46 267	131 139	301 604	883	(15 072)	(14 095)	13 432	(883)
Podatek 19%	(8 791)	(24 916)	(57 305)	(168)	2 864	2 678	(2 552)	168
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	37 476	106 223	244 299	715	(12 208)	(11 417)	10 880	(715)
<i>razem waluty</i>				388 713			(13 460)	
Zobowiązania finansowe								
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	-	-	-	-	-	-	-	-
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	548 263	17 885	64 132	-	(17 885)	(64 132)	-	(222)
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	103 579	-	-	315 036	2 610	65 863	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	17 885	64 132	315 036	222	(15 275)	1 731	-	(222)
Podatek 19%	(3 398)	(12 185)	(59 857)	(42)	2 902	(329)	-	42
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	14 487	51 947	255 179	180	(12 373)	1 402	-	(180)
<i>razem waluty</i>				321 793			(11 151)	
Razem zwiększenie/zmniejszenie	22 989	54 276	(10 880)	535	165	(12 819)	10 880	(535)
<i>razem waluty</i>				66 920			(2 309)	
Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:								
kurs EUR/PLN	3,9603	-	4,5543	4,5543	-	3,3663	3,3663	3,3663
kurs USD/PLN	2,9641	3,4087	-	3,4087	2,5195	-	2,5195	2,5195
kurs NOK/PLN	0,5071	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 Spółce 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 następnych stronach.

** Pozycja ta zawiera udziały i akcje, które Spółka 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.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2010 roku
(w tysiącach złotych)

	Wartość księgowa netto na 31 grudnia 2009				Ryzyko walutowe				
	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**	695 288	-	-	-	-	-	-	-	
Inne aktywa finansowe	1 822 059	-	2	273 307	-	(2)	(273 306)	-	
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	240 970	16 772	5 554	13 763	65	(16 772)	(5 554)	(13 762)	(65)
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	-	-	-	-	-	-	-	-	
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	18 002	-	26 580	-	-	(1 821)	(21 064)	302 570	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	57 311	825	7 131	81	559	(825)	(7 131)	(81)	(559)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	17 597	39 267	287 151	624	(19 418)	(33 751)	15 421	(624)	
Podatek 19%	(3 343)	(7 461)	(54 559)	(119)	3 689	6 413	(2 930)	119	
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	14 254	31 806	232 592	505	(15 729)	(27 338)	12 491	(505)	
<i>razem waluty</i>	279 157				(31 081)				
Zobowiązania finansowe									
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	-	-	-	-	-	-	-	-	
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	512 489	15 590	60 906	7	369	(15 590)	(60 907)	(7)	(369)
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	260 428	1 143	-	302 572	-	-	-	-	
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	16 733	60 906	302 579	369	(15 590)	(60 907)	(7)	(369)	
Podatek 19%	(3 179)	(11 572)	(57 490)	(70)	2 962	11 572	1	70	
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	13 554	49 334	245 089	299	(12 628)	(49 335)	(6)	(299)	
<i>razem waluty</i>	308 276				(62 268)				
Razem zwiększenie/zmniejszenie									
	700	(17 528)	(12 497)	206	(3 101)	21 997	12 497	(206)	
<i>razem waluty</i>	(29 119)				31 187				
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 Spółce 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 Spółka 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	
	dla USD	
<i>Kurs</i>		
<i>Zmiany kursów o:</i>	15%	-15%
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	53 830	(11 506)
Podatek 19%	(10 228)	2 186
Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	43 602	(9 319)

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 Spółka wykorzystuje instrumenty pochodne, których wycena w części skutecznej odnoszona jest na kapitał własny, do zabezpieczania się przed wzrostem zobowiązań i wydatków z tytułu zakupów paliwa gazowego w walucie USD.

Spółka 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 przeprowadzano 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 księgowa netto na		Ryzyko cenowe	
	31 grudnia 2010			
	Zmian ceny o:		-25%	
	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)	(5 851)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	39 614	11 625	(14 279)	(5 851)
Podatek 19%	(7 527)	(2 209)	2 713	1 112
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	32 087	9 416	(11 566)	(4 739)
<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	863	- -	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	-	-	-	-
Podatek 19%	-	-	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	-	-	-	-
<i>razem towary</i>	<i>-</i>		<i>-</i>	
Razem zwiększenie/zmniejszenie	32 087	9 416	(11 566)	(4 739)
<i>razem towary</i>	<i>41 503</i>		<i>(16 305)</i>	

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

Zmian ceny o:	31 grudnia 2010			
	25%		-25%	
	Gasoil	Fueloil	Gasoil	Fueloil
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	80 608	28 165	-26 732	-18 998
Podatek 19%	(15 316)	(5 351)	5 079	3 610
Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	65 292	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 Spółka wykorzystuje instrumenty pochodne, których wycena w części skutecznej odnoszona jest na kapitał własny, do zabezpieczania się przed wzrostem cen surowców energetycznych, które stanowią największą pozycję kosztową Spółka w rachunku zysków i strat.

Spółka zbadała wrażliwość instrumentów finansowych z tytułu udzielonych pożyczek, zaciągniętych kredytów oraz zobowiązań leasingowych o zmiennej stopie, na zmianę stopy procentowej o +/-100 punktów bazowych dla 2010 roku (dla 2009 roku zmienność była ustalona na +/-200 punktów bazowych).

Na dzień 31 grudnia 2010 roku wrażliwość udzielonych pożyczek na zmianę stóp procentowych o +/-100 punktów bazowych wynosiła +/- 0,33 milionów złotych. Natomiast wrażliwość na zmianę stóp procentowych o +/-100 punktów bazowych, zobowiązań kredytowych oraz zobowiązań leasingowych opartych o zmienną stopę procentową wyniosła +/- 0,03 milionów złotych.

Z kolei na dzień 31 grudnia 2009 roku wrażliwość na zmianę stóp procentowych udzielonych pożyczek o +/-200 punktów bazowych wynosiła +/-8,31 milionów złotych. Natomiast wrażliwość zobowiązań leasingowych o zmiennej stopie, na zmianę stóp procentowych o +/-200 punktów bazowych wynosiła +/-38,13 milionów złotych.

Analiza wrażliwości instrumentów finansowych na zmiany stopy procentowej

	wartość księgowa netto	zmiana o:	
	stan na 31.12.2010	+100 bp	-100 bp
Udzielone pożyczki*	325 920	3 259	(3 259)
Otrzymane kredyty	-	-	-
Wyemitowane obligacje	1 216 348	-	-
Zobowiązania leasingowe	2 623	26	(26)
	wartość księgowa netto	zmiana o:	
	stan na 31.12.2009	+200 bp	-200 bp
Udzielone pożyczki*	415 550	8 311	(8 311)
Otrzymane kredyty	1 900 478	38 010	(38 010)
Zobowiązania leasingowe	6 207	124	(124)

*Kwota nie zawiera pożyczki udzielonej spółce PGNiG Norway AS, ponieważ ryzyko stopy procentowej jest zabezpieczone w 100%.

Ze względu na brak możliwości precyzyjnego zidentyfikowania ryzyka cen towarów analiza wrażliwości dla tego ryzyka nie została przeprowadzona.

33. INSTRUMENTY POCHODNE

Metody wyceny instrumentów pochodnych

Zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej Spółka 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. strategie 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

Spółka 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 2.3.10.

Instrumenty pochodne

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
Cross Currency Rate Swap						
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	(39 070)	-
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)	-
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	-	(14 978)
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	-	(27 615)
PGNiG Norway pożyczka	322 mln NOK	13 styczeń 2009	16 styczeń 2012*	0,4400	-	(26 280)
					(97 873)	(254 584)
Opcje call						
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	-	-

* Transakcje zostały rozliczone w grudniu 2010 roku.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2010 roku
(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	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	-
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	-

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2010 roku
(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	3 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,2000	620	-
płatności za gaz	10 mln USD	3 grudzień 2010	18 marzec 2011	3,1700	470	-
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 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	7 grudzień 2010	8 kwiecień 2011	3,2000	549	-
płatności za gaz	10 mln USD	10 grudzień 2010	18 marzec 2011	3,2000	417	-
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 luty 2011	3,1900	236	-
płatności za gaz	10 mln USD	13 grudzień 2010	10 marzec 2011	3,1800	396	-
płatności za gaz	10 mln USD	14 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,1400	752	-
płatności za gaz	10 mln USD	14 grudzień 2010	8 kwiecień 2011	3,1800	588	-
płatności za gaz	10 mln USD	14 grudzień 2010	10 maj 2011	3,2500	627	-
płatności za gaz	8 mln EUR	14 grudzień 2010	18 marzec 2011	4,1000	344	-
płatności za gaz	8 mln EUR	15 grudzień 2010	10 czerwiec 2011	4,2000	515	-
płatności za gaz	10 mln USD	15 grudzień 2010	18 marzec 2011	3,1400	531	-
płatności za gaz	10 mln USD	15 grudzień 2010	10 marzec 2011	3,1380	476	-
płatności za gaz	10 mln USD	16 grudzień 2010	10 maj 2011	3,4600	353	-
płatności za gaz	10 mln USD	16 grudzień 2010	8 kwiecień 2011	3,2000	549	-
płatności za gaz	10 mln USD	16 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,2300	564	-
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	-
płatności za gaz	10 mln USD	16 lipiec 2009	8 styczeń 2010	3,6000	-	-
płatności za gaz	10 mln USD	16 lipiec 2009	8 styczeń 2010	3,6000	-	-
płatności za gaz	5 mln EUR	20 lipiec 2009	8 styczeń 2010	4,6000	-	-
płatności za gaz	10 mln USD	20 lipiec 2009	8 styczeń 2010	3,6000	-	-
płatności za gaz	10 mln USD	24 lipiec 2009	19 styczeń 2010	3,5500	-	-
płatności za gaz	10 mln USD	28 lipiec 2009	19 styczeń 2010	3,5000	-	-
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
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

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2010 roku
(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	20 październik 2009	9 kwiecień 2010	3,2700	-	280
płatności za gaz	7 mln EUR	20 październik 2009	19 styczeń 2010	4,4000	-	13
płatności za gaz	6 mln EUR	21 październik 2009	19 luty 2010	4,4000	-	124
płatności za gaz	10 mln USD	23 październik 2009	9 kwiecień 2010	3,2700	-	280
płatności za gaz	10 mln USD	26 październik 2009	10 luty 2010	3,0500	-	221
płatności za gaz	10 mln USD	2 listopad 2009	10 luty 2010	3,1000	-	164
płatności za gaz	10 mln USD	2 listopad 2009	19 luty 2010	3,1000	-	216
płatności za gaz	10 mln USD	4 listopad 2009	19 luty 2010	3,1200	-	194
płatności za gaz	10 mln USD	5 listopad 2009	19 marzec 2010	3,1700	-	283
płatności za gaz	10 mln USD	5 listopad 2009	20 kwiecień 2010	3,2000	-	395
płatności za gaz	10 mln USD	6 listopad 2009	20 kwiecień 2010	3,3500	-	247
płatności za gaz	10 mln USD	6 listopad 2009	10 maj 2010	3,3500	-	319
płatności za gaz	10 mln USD	9 listopad 2009	20 kwiecień 2010	3,3000	-	289
płatności za gaz	10 mln USD	9 listopad 2009	10 maj 2010	3,3000	-	366
płatności za gaz	10 mln USD	9 listopad 2009	19 luty 2010	3,0000	-	364
płatności za gaz	10 mln USD	10 listopad 2009	10 marzec 2010	3,0500	-	398
płatności za gaz	6 mln EUR	10 listopad 2009	9 kwiecień 2010	4,4000	-	288
płatności za gaz	6 mln EUR	12 listopad 2009	10 maj 2010	4,3800	-	400
płatności za gaz	10 mln USD	12 listopad 2009	10 maj 2010	3,2500	-	421
płatności za gaz	10 mln USD	13 listopad 2009	9 kwiecień 2010	3,2000	-	353
płatności za gaz	10 mln USD	18 listopad 2009	9 kwiecień 2010	3,2000	-	353
płatności za gaz	10 mln USD	23 listopad 2009	20 kwiecień 2010	3,2000	-	395
płatności za gaz	10 mln USD	23 listopad 2009	20 maj 2010	3,2000	-	534
płatności za gaz	10 mln USD	23 listopad 2009	20 maj 2010	3,2300	-	493
płatności za gaz	10 mln USD	23 listopad 2009	20 maj 2010	3,0500	-	814
płatności za gaz	10 mln USD	25 listopad 2009	10 luty 2010	2,9500	-	400
płatności za gaz	10 mln USD	25 listopad 2009	9 kwiecień 2010	3,0000	-	701
płatności za gaz	10 mln USD	25 listopad 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
płatności za gaz	10 mln USD	8 grudnia 2009	10 marzec 2010	3,0000	-	497
płatności za gaz	6 mln EUR	8 grudnia 2009	10 czerwiec 2010	4,3500	-	536
					30 342	18 002

Opcje put

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	(340)	-
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	20 styczeń 2011	2,6050	-	-
płatności za gaz	10 mln USD	14 październik 2010	18 marzec 2011	2,5920	(34)	-
płatności za gaz	10 mln USD	16 listopad 2010	8 kwiecień 2011	2,7500	(249)	-
płatności za gaz	10 mln USD	16 grudnia 2010	10 maj 2011	2,8200	(541)	-
płatności za gaz	10 mln USD	16 lipiec 2009	8 styczeń 2010	2,8030	-	(83)

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2010 roku
(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	16 lipiec 2009	8 styczeń 2010	2,8100	-	(99)
płatności za gaz	10 mln USD	20 lipiec 2009	8 styczeń 2010	2,7980	-	(73)
płatności za gaz	10 mln USD	24 lipiec 2009	19 styczeń 2010	2,7285	-	(58)
płatności za gaz	10 mln USD	28 lipiec 2009	19 styczeń 2010	2,6900	-	(27)
płatności za gaz	10 mln USD	20 sierpień 2009	19 styczeń 2010	2,7425	-	(75)
płatności za gaz	10 mln USD	21 sierpień 2009	19 luty 2010	2,7070	-	(214)
płatności za gaz	10 mln USD	21 sierpień 2009	10 luty 2010	2,6720	-	(113)
płatności za gaz	10 mln USD	25 sierpień 2009	8 styczeń 2010	2,6350	-	-
płatności za gaz	10 mln USD	7 wrzesień 2009	10 marzec 2010	2,7025	-	(293)
płatności za gaz	10 mln USD	8 wrzesień 2009	10 luty 2010	2,6570	-	(94)
płatności za gaz	10 mln USD	8 wrzesień 2009	10 marzec 2010	2,6595	-	(208)
płatności za gaz	10 mln USD	10 wrzesień 2009	19 luty 2010	2,6575	-	(131)
płatności za gaz	10 mln USD	14 wrzesień 2009	19 luty 2010	2,6800	-	(165)
płatności za gaz	10 mln USD	16 wrzesień 2009	19 marzec 2010	2,6445	-	(214)
płatności za gaz	10 mln USD	17 wrzesień 2009	19 marzec 2010	2,6070	-	(158)
płatności za gaz	10 mln USD	20 październik 2009	9 kwiecień 2010	2,5980	-	(204)
płatności za gaz	10 mln USD	23 październik 2009	9 kwiecień 2010	2,5900	-	(192)
płatności za gaz	10 mln USD	6 listopad 2009	20 kwiecień 2010	2,6600	-	(343)
płatności za gaz	10 mln USD	6 listopad 2009	10 maj 2010	2,6685	-	(423)
płatności za gaz	10 mln USD	9 listopad 2009	20 kwiecień 2010	2,6320	-	(286)
płatności za gaz	10 mln USD	9 listopad 2009	10 maj 2010	2,6300	-	(339)
płatności za gaz	10 mln USD	12 listopad 2009	10 maj 2010	2,5800	-	(249)
płatności za gaz	10 mln USD	13 listopad 2009	9 kwiecień 2010	2,5900	-	(192)
płatności za gaz	10 mln USD	18 listopad 2009	9 kwiecień 2010	2,5550	-	(147)
płatności za gaz	10 mln USD	23 listopad 2009	20 kwiecień 2010	2,5680	-	(185)
płatności za gaz	10 mln USD	23 listopad 2009	20 maj 2010	2,5850	-	(285)
płatności za gaz	10 mln USD	23 listopad 2009	20 maj 2010	2,5680	-	(257)
płatności za gaz	10 mln USD	1 grudzień 2009	20 maj 2010	2,5665	-	(255)
płatności za gaz	10 mln USD	2 grudzień 2009	10 czerwiec 2010	2,5280	-	(239)
płatności za gaz	10 mln USD	3 grudzień 2009	18 czerwiec 2010	2,5200	-	(243)
					(5 706)	(5 844)

Opcje call commodity

płatności za gaz	12 tys. MT Gasoil	10 czerwiec 2010	10 styczeń 2011	685,0000	-	-
płatności za gaz	12 tys. MT Fueloil	10 czerwiec 2010	10 styczeń 2011	477,0000	-	-
płatności za gaz	25 tys. MT Fueloil	20 lipiec 2010	10 marzec 2011	500,0000	-	-
płatności za gaz	25 tys. MT Gasoil	20 lipiec 2010	10 marzec 2011	695,0000	430	-
płatności za gaz	20 tys. MT Fueloil	20 lipiec 2010	10 marzec 2011	500,0000	-	-
płatności za gaz	20 tys. MT Gasoil	20 lipiec 2010	10 marzec 2011	695,0000	344	-
płatności za gaz	20 tys. MT Fueloil	21 lipiec 2010	8 kwiecień 2011	507,0000	-	-
płatności za gaz	20 tys. MT Gasoil	21 lipiec 2010	8 kwiecień 2011	707,0000	-	-
płatności za gaz	20 tys. MT Fueloil	21 lipiec 2010	18 marzec 2011	507,0000	-	-
płatności za gaz	20 tys. MT Gasoil	21 lipiec 2010	18 marzec 2011	707,0000	-	-
płatności za gaz	20 tys. MT Fueloil	23 lipiec 2010	18 marzec 2011	507,0000	-	-
płatności za gaz	20 tys. MT Gasoil	23 lipiec 2010	18 marzec 2011	707,0000	-	-
płatności za gaz	21 tys. MT Fueloil	26 lipiec 2010	8 kwiecień 2011	505,0000	-	-
płatności za gaz	21 tys. MT Gasoil	26 lipiec 2010	8 kwiecień 2011	705,0000	-	-
płatności za gaz	16 tys. MT Gasoil	27 lipiec 2010	20 czerwiec 2011	750,0000	57	-
płatności za gaz	16 tys. MT Fueloil	27 lipiec 2010	20 czerwiec 2011	545,0000	-	-
płatności za gaz	32 tys. MT Gasoil	27 lipiec 2010	20 maj 2011	750,0000	114	-

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2010 roku
(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	32 tys. MT Fueloil	27 lipiec 2010	20 maj 2011	545,0000	-	-
płatności za gaz	33 tys. MT Gasoil	27 lipiec 2010	20 kwiecień 2011	750,0000	117	-
płatności za gaz	33 tys. MT Fueloil	27 lipiec 2010	20 kwiecień 2011	545,0000	-	-
płatności za gaz	23 tys. MT Gasoil	20 październik 2010	7 październik 2011	780,0000	1 153	-
płatności za gaz	23 tys. MT Gasoil	20 październik 2010	20 wrzesień 2011	780,0000	1 153	-
płatności za gaz	23 tys. MT Fueloil	20 październik 2010	20 wrzesień 2011	570,0000	64	-
płatności za gaz	23 tys. MT Fueloil	20 październik 2010	7 październik 2011	570,0000	64	-
płatności za gaz	24 tys. MT Gasoil	21 październik 2010	8 lipiec 2011	780,0000	322	-
płatności za gaz	24 tys. MT Gasoil	21 październik 2010	20 czerwiec 2011	780,0000	322	-
płatności za gaz	13 tys. MT Gasoil	21 październik 2010	10 maj 2011	780,0000	174	-
płatności za gaz	13 tys. MT Gasoil	21 październik 2010	20 kwiecień 2011	780,0000	174	-
płatności za gaz	23 tys. MT Fueloil	22 październik 2010	8 lipiec 2011	540,0000	13	-
płatności za gaz	23 tys. MT Fueloil	22 październik 2010	20 czerwiec 2011	540,0000	13	-
płatności za gaz	13 tys. MT Fueloil	22 październik 2010	10 maj 2011	540,0000	7	-
płatności za gaz	13 tys. MT Fueloil	22 październik 2010	20 kwiecień 2011	540,0000	7	-
płatności za gaz	30 tys. MT Fueloil	26 październik 2010	10 sierpień 2011	560,0000	129	-
płatności za gaz	30 tys. MT Fueloil	26 październik 2010	20 lipiec 2011	560,0000	129	-
płatności za gaz	30 tys. MT Gasoil	26 październik 2010	10 sierpień 2011	790,0000	1 209	-
płatności za gaz	30 tys. MT Gasoil	26 październik 2010	20 lipiec 2011	790,0000	1 209	-
płatności za gaz	25 tys. MT Gasoil	27 październik 2010	19 sierpień 2011	790,0000	1 007	-
płatności za gaz	25 tys. MT Fueloil	29 październik 2010	9 wrzesień 2011	555,0000	134	-
płatności za gaz	25 tys. MT Fueloil	29 październik 2010	19 sierpień 2011	555,0000	134	-
płatności za gaz	26 tys. MT Gasoil	8 listopad 2010	9 wrzesień 2011	800,0000	833	-
płatności za gaz	10 tys. MT Gasoil	8 listopad 2010	10 czerwiec 2011	780,0000	134	-
płatności za gaz	10 tys. MT Gasoil	8 listopad 2010	20 maj 2011	780,0000	134	-
płatności za gaz	10 tys. MT Fueloil	9 listopad 2010	10 czerwiec 2011	530,0000	15	-
płatności za gaz	9 tys. MT Fueloil	9 listopad 2010	20 maj 2011	530,0000	13	-
					9 608	-
Opcje put commodity						
płatności za gaz	16 tys. MT Gasoil	27 lipiec 2010	20 czerwiec 2011	593,0000	-	-
płatności za gaz	16 tys. MT Fueloil	27 lipiec 2010	20 czerwiec 2011	420,0000	-	-
płatności za gaz	32 tys. MT Gasoil	27 lipiec 2010	20 maj 2011	594,0000	-	-
płatności za gaz	32 tys. MT Fueloil	27 lipiec 2010	20 maj 2011	425,0000	-	-
płatności za gaz	33 tys. MT Gasoil	27 lipiec 2010	20 kwiecień 2011	606,0000	-	-
płatności za gaz	33 tys. MT Fueloil	27 lipiec 2010	20 kwiecień 2011	430,0000	-	-
płatności za gaz	23 tys. MT Gasoil	20 październik 2010	7 październik 2011	640,5000	(22)	-
płatności za gaz	23 tys. MT Gasoil	20 październik 2010	20 wrzesień 2011	640,5000	(21)	-
płatności za gaz	23 tys. MT Fueloil	20 październik 2010	20 wrzesień 2011	412,0000	(15)	-
płatności za gaz	23 tys. MT Fueloil	20 październik 2010	7 październik 2011	412,0000	(15)	-

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2010 roku
(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	24 tys. MT Gasoil	21 październik 2010	8 lipiec 2011	645,0000	-	-
płatności za gaz	24 tys. MT Gasoil	21 październik 2010	20 czerwiec 2011	645,0000	-	-
płatności za gaz	13 tys. MT Gasoil	21 październik 2010	10 maj 2011	647,0000	-	-
płatności za gaz	13 tys. MT Gasoil	21 październik 2010	20 kwiecień 2011	647,0000	-	-
płatności za gaz	23 tys. MT Fueloil	22 październik 2010	8 lipiec 2011	426,0000	-	-
płatności za gaz	23 tys. MT Fueloil	22 październik 2010	20 czerwiec 2011	426,0000	-	-
płatności za gaz	13 tys. MT Fueloil	22 październik 2010	10 maj 2011	435,0000	(1)	-
płatności za gaz	13 tys. MT Fueloil	22 październik 2010	20 kwiecień 2011	435,0000	(1)	-
płatności za gaz	30 tys. MT Fueloil	26 październik 2010	10 sierpień 2011	432,0000	(89)	-
płatności za gaz	30 tys. MT Fueloil	26 październik 2010	20 lipiec 2011	432,0000	(89)	-
płatności za gaz	30 tys. MT Gasoil	26 październik 2010	10 sierpień 2011	640,7000	(28)	-
płatności za gaz	30 tys. MT Gasoil	26 październik 2010	20 lipiec 2011	640,7000	(28)	-
płatności za gaz	25 tys. MT Gasoil	27 październik 2010	19 sierpień 2011	632,0000	(14)	-
płatności za gaz	25 tys. MT Fueloil	29 październik 2010	9 wrzesień 2011	428,5000	(58)	-
płatności za gaz	25 tys. MT Fueloil	29 październik 2010	19 sierpień 2011	428,5000	(58)	-
					(439)	
Swap commodity						
płatności za gaz	11,6 tys. MT Fueloil	16 lipiec 2010	10 styczeń 2011	468,7500	(424)	-
płatności za gaz	11,6 tys. MT Gasoil	16 lipiec 2010	10 styczeń 2011	647,0000	299	-
płatności za gaz	45 tys. MT Fueloil	20 lipiec 2010	18 luty 2011	468,0000	461	-
płatności za gaz	45 tys. MT Gasoil	20 lipiec 2010	18 luty 2011	652,5000	6 412	-
płatności za gaz	45 tys. MT Fueloil	20 lipiec 2010	10 luty 2011	469,0000	329	-
płatności za gaz	45 tys. MT Gasoil	20 lipiec 2010	10 luty 2011	654,5000	6 152	-
płatności za gaz	45 tys. MT Gasoil	20 lipiec 2010	20 styczeń 2011	654,5000	6 165	-
płatności za gaz	45 tys. MT Fueloil	20 lipiec 2010	20 styczeń 2011	469,7500	229	-
płatności za gaz	16 tys. MT Fueloil	28 lipiec 2010	8 lipiec 2011	471,5000	408	-
płatności za gaz	16 tys. MT Gasoil	28 lipiec 2010	8 lipiec 2011	658,5000	3 176	-
płatności za gaz	31 tys. MT Fueloil	28 lipiec 2010	10 czerwiec 2011	471,5000	791	-
płatności za gaz	31 tys. MT Gasoil	28 lipiec 2010	10 czerwiec 2011	658,0000	6 203	-
płatności za gaz	33 tys. MT Fueloil	28 lipiec 2010	10 maj 2011	473,0000	696	-
płatności za gaz	33 tys. MT Gasoil	28 lipiec 2010	10 maj 2011	660,5000	6 363	-
					37 260	-
Razem					(26 808)	(242 426)
Z tego: premia od opcji					76 044	25 938
wycena pozytywna**					1 591	(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)	(270 891)
Wynik na instrumentach pochodnych - zrealizowane	(48 677)	2 314
Razem wynik na instrumentach pochodnych ujęty w rachunku zysków i strat	(191 237)	(268 577)
z tego:		
ujęte w pozostałych kosztach operacyjnych netto	(155 561)	34 754
ujęte w koszcie zużycia surowców i materiałów*	85 293	(38 787)
Wynik na wycenie instrumentów pochodnych ujęty w innych całkowitych dochodach- niezrealizowane*	34 049	-
Razem wynik na instrumentach pochodnych ujęty w kapitałach	(157 188)	(268 577)

*Od 2009 roku Spółka stosuje rachunkowość zabezpieczeń.

34. ZOBOWIĄZANIA I NALEŻNOŚCI WARUNKOWE

34.1. Należności warunkowe

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Od jednostek powiązanych:		
z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji	-	-
z tytułu otrzymanych weksli	5 303 928	2 532 321
Od jednostek powiązanych razem	5 303 928	2 532 321
Od jednostek pozostałych:		
z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji	339 038	329 589
z tytułu otrzymanych weksli	62 539	48 240
Od jednostek pozostałych razem	401 577	377 829
Aktywa warunkowe razem	5 705 505	2 910 150

34.2. Zobowiązania 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*	2 816 431	2 905 168
z tytułu wystawionych weksli	676 047	2 557
Na rzecz jednostek pozostałych razem	3 492 478	2 907 725
Zobowiązania warunkowe razem	3 492 478	2 907 725

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

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.

34.3. Inne zobowiązanie warunkowe

Podatek od nieruchomości

Uchwała Naczelnego Sądu Administracyjnego w Warszawie z dnia 2 lipca 2001 roku w składzie 7 sędziów zdecydowała, że podziemne wyrobiska górnicze nie podlegają podatkowi od nieruchomości. Ponieważ dla górnictwa nafty i gazu wyrobiskiem górnictwem 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 nieprzetworzone zobowiązanie z tego tytułu, wraz z odsetkami, niewykazane w sprawozdaniu finansowym, wynosi na dzień 31 grudnia 2010 roku 136.802 tysiące złotych (na koniec 2009 roku zobowiązanie to wynosiło 127.514,3 tysięcy złotych).

35. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE

35.1. Zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego

Nie wystąpiły.

35.2. Zobowiązania z tytułu podpisanych umów (nieujęte jeszcze w sprawozdaniu z sytuacji finansowej)

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów	4 576 948	4 865 464
Stan realizacji umów na dzień bilansowy	(2 154 641)	(1 406 823)
Zobowiązania wynikające z umów po dniu bilansowym	2 422 307	3 458 641

36. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH

PGNiG S.A. posiada udziały lub akcje w spółkach o profilu produkcyjnym i usługowym. Według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku PGNiG S.A. posiadała 38 podmiotów powiązanych, w tym:

- 25 spółek zależnych
- 13 pozostałych spółek powiązanych.

36.1. Zakres jednostek Grupy Kapitałowej objętych konsolidacją na koniec 2010 roku

Nazwa jednostki	Kraj siedziby	Procentowy udział PGNiG S.A. w kapitale	
PGNiG S.A. (podmiot dominujący)	Polska		
Spółki zależne od PGNiG S.A.		31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
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.

36.2. Transakcje z podmiotami powiązаныmi

Podmiot powiązany		Sprzedaż na rzecz podmiotów powiązanych	Zakupy od podmiotów powiązanych	Należności brutto od podmiotów powiązanych	Należności netto od podmiotów powiązanych	Udzielone pożyczki brutto podmiotom powiązanym	Udzielone pożyczki netto podmiotom powiązanym	Zobowiązania wobec podmiotów powiązanych
Jednostki konsolidowane metodą pełną i metodą praw własności	31 grudnia 2010	436 516	4 621 431	66 006	59 877	2 344 743	2 336 493	761 621
	31 grudnia 2009	281 511	4 196 178	46 432	40 986	2 330 173	2 319 723	533 706
Pozostałe jednostki powiązane nie konsolidowane	31 grudnia 2010	7 445	16 460	127 270	1 123	22 372	-	87 056
	31 grudnia 2009	7 244	37 033	128 227	978	28 623	9 551	112 737
Razem podmioty powiązane	31 grudnia 2010	443 961	4 637 891	193 276	61 000	2 367 115	2 336 493	848 677
	31 grudnia 2009	288 755	4 233 211	174 659	41 964	2 358 796	2 329 274	646 443

Najistotniejszymi transakcjami z akcjonariuszami w 2010 oraz 2009 roku były wypłaty dywidendy przedstawione szczegółowo w nocie 9.

W 2010 roku Spółka nie zawarła żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż warunki rynkowe.

Spółka 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. Spółka 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).

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

Sporządzając sprawozdanie finansowe za rok 2010 Spółka korzysta ze zwolnienia przewidzianego w paragrafach 25-27 znowelizowanego MSR 24 (opisanego również w notcie 2.2.1.).

Główne transakcje prowadzone z jednostkami, których udziałowcem/akcjonariuszem jest Skarb Państwa dotyczą bieżącej działalności Spółki, czyli obrotu gazem ziemnym oraz sprzedaży ropy naftowej.

W roku 2010 roku PGNiG S.A. 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.

W 2009 roku PGNiG S.A. 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.

36.4. Informacje o wynagrodzeniach, pożyczkach i świadczeniach o podobnym charakterze udzielonych osobom wchodzącym w skład organów zarządzających i nadzorujących

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 Szkaluba - 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.

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 Dobryniewski - 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 Karabula	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.

W roku obrachunkowym Spółka nie przeprowadziła innych istotnych transakcji z członkami Zarządu i organów nadzorczych oraz ich małżonkami, krewnymi lub powinowatymi w linii prostej do drugiego stopnia lub związanymi z tytułu opieki, przysposobienia lub kurateli z osobą zarządzającą lub będącą w organach nadzorczych jednostki lub spółkami, w których są znaczącymi udziałowcami (akcjonariuszami lub wspólnikami). Spółka nie udzieliła też powyższym osobom pożyczek.

36.5. Wspólne przedsięwzięcia

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 wiertniczych. W roku 2011 planuje się na obu obszarach wykonanie ok. 1.000 km prac reprocessingowych sejsmiki 2D i ok. 250 km prac polowych 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 wydobywania węglowodorów.

Wszystkie aktywa, zobowiązania, przychody oraz koszty, związane z opisanymi powyżej wspólnymi przedsięwzięciami, zostały ujęte w sprawozdaniu z sytuacji finansowej i rachunku zysków i strat PGNiG S.A. w proporcjach odpowiadających udziałowi we wspólnym przedsięwzięciu.

36.6. Działalność poza granicami kraju

Udziały PGNiG S.A. w spółkach zagranicznych

Udziały w spółkach PGNiG S.A. ujmuje w księgach w wartości historycznej (bez przeszacowywania na każdy dzień bilansowy ich wartości o zmianę kursów walut). W przypadku wystąpienia trwałej utraty wartości udziałów, Spółka ujmuje w księgach odpowiedni odpis aktualizujący. W sprawozdaniu z sytuacji finansowej wartość tych udziałów pomniejszana jest o utworzone odpisy aktualizujące.

Ukraina

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

Fundusz statutowy (kapitał zakładowy) spółki wynosi 11.146,8 tysięcy UAH to jest 4.148,8 tysięcy 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 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2010 roku). Wartość udziałów w księgach Spółki na 31 grudnia 2010 roku, wynosiła 2.499,4 tysięcy 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 Ltawa 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 odbywa 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. Od tego czasu 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 wydobywania spowodowało znaczne pogorszenie sytuacji finansowej-ekonomicznej spółki.

Oman

Kapitał zakładowy spółki **Sahara Petroleum Technology Llc** wynosi 150,0 tysięcy OMR (omańskich riali), to jest 1.184,8 tysięcy 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 tysięcy riali, to jest 580,6 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 29 grudnia 2010 roku). Wartość udziałów w księgach Spółki na 31 grudnia 2010 roku wynosiła 879,0 tysięcy 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 Ilc	76.500 udziałów	51%

P.O. Box 3641, Ruwi, Sultanat Omanu.

Spółka zawiązana została z inicjatywy Zakładu Robót Górniczych w Krośnie (do 30 czerwca 2005 roku Oddział PGNiG S.A., a obecnie spółka, w której PGNiG S.A. posiada 100% udziałów) w 2000 roku. Głównym celem zawiązania spółki było świadczenie 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 rozpoczęła działalności. 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 tysięcy EUR. Dokapitalizowanie ma formę wpłaty na kapitał rezerwowy, bez emisji nowych udziałów. Pierwsza transza wpłaty na kapitał rezerwowo w wysokości po 750 tysięcy EUR od obydwu wspólników nastąpiła w czerwcu 2009 roku. Kolejna transza wpłaty na kapitał rezerwowo 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 InterTransGas GmbH.

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

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 Spółki na 31 grudnia 2010 roku wynosiła 13.602,5 tysięcy złotych.

W dniu 21 grudnia 2010 roku została zawieszona 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 Spółki 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, w celu zabezpieczenia ryzyk własnych, obrót produktami pochodnymi i produktami finansowymi. W dniu 10 lutego 2011 roku spółka POGC Trading GmbH została wpisana do rejestru handlowego w Monachium.

Norwegia

W dniu 24 maja 2007 roku PGNiG S.A. powołała w Norwegii spółkę zależną – **PGNiG Norway AS** w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, jako spółkę celową do realizacji zadań PGNiG S.A. na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NCS), a w szczególności dla wykonania umowy zawartej 28 lutego 2007 roku pomiędzy PGNiG S.A. a Mobil Development Norway AS i ExxonMobil Produktion Norway Inc. dotyczącą nabycia (które nastąpiło 30 października 2007 roku) przez Spółkę udziałów w obszarach koncesyjnych złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, tj. złóż Skarv, Snadd oraz Idun (licencje PL 212, PL 212B, PL 262). Zgodnie z umową joint – venture (po unityzacji złóż Skarv i Snadd ze złożem Idun) PGNiG Norway AS posiada prawo do 12% produkcji pochodzącej ze złoża Skarv/Snadd/Idun i w takiej samej proporcji obowiązek udziału w nakładach inwestycyjnych. Pozostałe udziały należą do: British Petroleum (Operator) – 24%, StatoilHydro – 36%, E.ON Ruhrgas Norge – 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 półroczu 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 prekwalifikacji, 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 potrzeby sfinansowania zakupu udziału w złożach ExxonMobil, w 2007 roku Spółka 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 Spółka 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 PGNiG S.A. 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.

W związku z tym 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 wykorzystała 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 wydobycia węglowodorów.

Struktura finansowania działalności spółki jest zgodna z obowiązującymi w Norwegii zasadami dotyczącymi relacji kapitału własnego i długu (tzw. cienkiej kapitalizacji).

Jedynym właścicielem PGNiG Norway AS jest PGNiG S.A. w Warszawie. Przedmiot działalności PGNiG Norway AS obejmuje eksploatację ropy naftowej i gazu ziemnego, jak również wszelką inną działalność 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 koniec 31 grudnia 2010 roku zaangażowanie kapitałowe PGNiG S.A. 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 na 31 grudnia 2010 roku wynosi 462.872,6 tysięcy złotych.

Holandia - Libia

W styczniu 2008 roku Zarząd PGNiG S.A. w drodze uchwały wyraził zgodę 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 – Libya 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 POGC – 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 wygraniem 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, POGC – Libya B.V. zobowiązała się do wykonania prac poszukiwawczych na łączną kwotę 108.000 tysięcy USD, w tym: 3 000 km² sejsmiki 2D, 1 500 km² sejsmiki 3D i wykonania 8 otworów wiertniczych.

W lutym 2008 roku została udzielona przez PGNiG S.A. gwarancja na rzecz National Oil Corporation, 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.

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 PGNiG S.A. 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 na 31 grudnia 2010 roku wynosi 291.922,0 tysięcy złotych.

Działalność bezpośrednia PGNiG S.A. poza granicami kraju - udziały w koncesjach poszukiwawczych:

PGNiG S.A. 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 Spółka 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 Spółka 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 Spółki poza granicami kraju:

PGNiG S.A. posiada poza granicami kraju oddziały, które prowadzą działalność operacyjną lub wspierają działalność rozwojową Spółki poza granicami kraju.

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

37. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH)

Zatrudnienie na koniec okresu w podziale na segmenty

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Centrala Spółki*	840	833
Wydobycie	4 375	4 300
Obrót i magazynowanie	3 701	3 730
Pozostałe	39	37
Razem	8 955	8 900

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

Średnie zatrudnienie w okresie wyniosło 8.901 osób w 2010 roku (8.845 w 2009 roku).

38. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM

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

PGNiG S.A. monitoruje stan kapitałów stosując wskaźnik dźwigni, który jest liczony jako stosunek zadłużenia netto do sumy kapitałów powiększonych o zadłużenie netto. Zasady Spółki stanowią, by wskaźnik ten nie przekroczył 35%. Do zadłużenia netto Spółka 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 PGNiG S.A.

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Kredyty, pożyczki, papiery dłużne oraz zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	1 218 971	1 906 684
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i inne zobowiązania	3 072 195	2 376 233
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (-)	(565 854)	(425 243)
Zadłużenie netto	3 725 312	3 857 674
 Kapitał własny	 18 663 713	 17 339 703
 Kapitał i zadłużenie netto	 22 389 025	 21 197 377
Wskaźnik dźwigni	16,64%	18,20%

39. INNE ISTOTNE INFORMACJE

39.1. Informacje na temat procesu restrukturyzacji

W 2010 roku wszedł w życie, przyjęty w dniu 11 grudnia 2008 roku przez NWZ PGNiG S.A., „Program racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. lata 2009-2011 (III etap)”, („Program”). Program ten, w odróżnieniu od „Programu restrukturyzacji zatrudnienia oraz działań osłonowych dla pracowników Oddziałów oraz spółek zależnych” realizowanego w poprzednich latach, został oparty na formule „na gotowość”, co oznacza, że może być uruchamiany wyłącznie w sytuacjach szczególnych, to jest 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, 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, nie podejmowano decyzji o uruchomieniu Programu w oddziałach Spółki.

39.2. Kontrakty na dostawy paliwa gazowego oraz ropy naftowej

W 2010 roku PGNiG S.A. podpisała na czas nieokreślony umowę kompleksową na sprzedaż paliwa gazowego z Grupą Lotos. Zgodnie z zapisami umowy dostawy gazu zostaną uruchomione w dniu 16 grudnia 2011 roku. W 2012 roku PGNiG S.A. sprzeda Grupie Lotos 403 miliony m³ gazu ziemnego, a docelowo 447 milionów m³ rocznie. Szacunkowa wartość umowy w okresie pięciu lat wyniesie około 2.208 milionów złotych.

W dniu 30 lipca 2010 roku PGNiG S.A. zawarła umowę kompleksową sprzedaży paliwa gazowego z KGHM Polska Miedź S.A. z siedzibą w Lubinie. Umowa dotyczy sprzedaży gazu ziemnego na cele energetyczne do punktów zdawczo-odbiorczych w Głogowie i Polkowicach w ilości docelowej 266 milionów m³ rocznie. Paliwo gazowe będzie dostarczane za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Umowa obowiązuje od dnia jej podpisania do dnia 30 czerwca 2033 roku z możliwością uzgodnienia terminu rozpoczęcia dostaw między 1 lipca 2012 roku, a 31 grudnia 2012 roku. Szacunkowa wartość Umowy wynosi ok. 4 000 milionów złotych. Maksymalna wysokość kar umownych może przekroczyć 10% wartości Umowy, a ich wysokość zależy od ilości zamówionego i nieodebranego przez KGHM gazu. Umowa nie zawiera zapisów, które przewidywałyby możliwość dochodzenia dodatkowego odszkodowania ponad wysokość tych kar.

39.3. Kontrakty na zakup paliwa gazowego

W 2010 roku PGNiG S.A. importowała gaz głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowego oraz krótkoterminowego kontraktu importowego z Rosji i Niemiec oraz umów średnioterminowych na dostawy gazu z portfela dostawców niemieckich:

- Kontraktu kupna – sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku z OOO Gazprom Eksport, obowiązującego do 2022 roku;*
- Umowy sprzedaży paliwa gazowego Lasów z dnia 17 sierpnia 2006 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG., obowiązującej do dnia 1 października 2016 roku;
- Umowy sprzedaży gazu Lasów 2008 z dnia 29 sierpnia 2008 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG., obowiązującej do 1 października 2011 roku;
- Umowy Ramowej z dnia 30 września 2009 roku z Vitol S.A. W ramach tej umowy zawarty został kontrakt indywidualny na kupno gazu w okresie od 1 października 2009 roku do 1 października 2011 roku w punkcie dostawy Lasów.

* 29 października 2010 r. PGNiG S.A. i OOO Gazprom export zawarły aneks wprowadzający niezbędne zmiany do Kontraktu Jamalskiego, zwłaszcza w zakresie zwiększenia wielkości rocznych dostaw gazu w okresie od 2010 - 2022 r., z podziałem na poszczególne punkty zdawczo – odbiorcze. Zgodnie z warunkami aneksu, OOO Gazprom Export jest zobowiązany dostarczyć PGNiG S.A. następujące ilości gazu ziemnego (wg. GOST) :

- w 2010 r. - 9 700 milionów m³,
- w 2011 r. – 10 500 milionów m³,
- w 2012-2022 – 11 000 milionów m³ (rocznie).

Aneks ten, określa również preferencyjną dla PGNiG S.A. cenę w okresie 2010 – 2014 (włącznie) w stosunku do stosowanej ceny kontraktowej dla wielkości gazu ziemnego odebranych w ciągu odpowiedniego roku dostawy ponad Minimalne Ilości Roczne, a także znosi zakaz reeksportu gazu.

Ponadto w zakresie paliwa gazowego pozasystemowego, stanowiącego zaopatrzenie dla poszczególnych regionów Polski, PGNiG S.A. importowała paliwo gazowe na podstawie poniższych umów i kontraktów:

- Umowa na dostawę gazu ziemnego z dnia 26 października 2004 roku z NAK „Naftogaz Ukrainy”, obowiązująca do 2020 roku. Zaopatrzenie regionu Hrubieszowa; (Zgodnie z informacją otrzymaną 30 grudnia 2010 roku od operatora ukraińskiego systemu przesyłowego Lvivtransgaz, z dniem 1 stycznia 2011 roku od godz. 07.00 czasu polskiego, dostawy gazu ziemnego przez punkt zdawczo-odbiorczy Zosin k/Hrubieszowa zostały wstrzymane).
- Umowy skomasowanych usług w zakresie dostaw gazu pomiędzy Severomoravská plynárenská a.s. a PGNiG S.A. z dnia 27 marca 2008 roku. Umowa weszła w życie 1 kwietnia 2008 roku i obowiązywała do 31 grudnia 2009 roku. Umowa corocznie jest przedłużana. Na mocy aneksu do umowy została przedłużona i obowiązuje do 31 grudnia 2011 roku. Zaopatrzenie miasta Branice.
- Kontrakt na wymianę gazu ziemnego z dnia 22 października 1992 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG. Umowa ta była przedłużana corocznie aneksami. Zaopatrzenie terenów przygranicznych po

obu stronach granicy między Niemcami i Polską. Kontrakt ten wygaś 1 października 2009 roku i został zastąpiony następującymi umowami:

- Umowa Ramowa zawarta z VNG-Verbundnetz Gas AG z dnia 28 lipca 2009 roku. W ramach tej umowy zostały zawarte dwa kontrakty indywidualne:
 - Kontrakt indywidualny na kupno gazu w okresie 1 października 2009 roku do 1 października 2011 roku, w punkcie dostawy Gubin;
 - Kontrakt indywidualny na sprzedaż gazu w okresie 1 października 2009 roku do 1 października 2011 roku, w punkcie dostawy Kamminke.

W 2010 roku zakup gazu z wydobycia krajowego realizowany był w ramach umów z dotychczasowymi podmiotami. W dniu 21 stycznia 2010 roku TRIAS Sp. z o.o. przejęła prawa i obowiązki wynikające z umowy PL Energia S.A.

W 2010 roku PGNiG S.A. kupowała od podmiotów spoza Grupy Kapitałowej PGNiG gaz zaazotowany (podgrupy Ls i Lw) pochodzący z wydobycia na terenie Polski, w ramach wymienionych poniżej umów:

- Umowa kupna-sprzedaży gazu ziemnego dla złóż w rejonie Klęki pomiędzy PGNiG S.A. i FX Energy Poland Sp. z o.o. z dnia 18 grudnia 2000 roku. Złoże Klęka.
- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i FX Energy Poland Sp. z o.o. z dnia 8 grudnia 2005 roku. Złoże Zaniemyśl.
- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o. z dnia 8 grudnia 2005 roku. Złoże Zaniemyśl.
- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i DPV Service Sp. z o.o. z dnia 13 stycznia 2009 roku. Złoże Antonin.
- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i FX Energy Poland Sp. z o.o. z dnia 19 czerwca 2009 roku. Złoże Roszków.
- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i TRIAS Sp. z o.o. (dawniej P.L. Energia S.A.) z dnia 29 czerwca 2009 roku. Złoże Grabówka.
- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i FX Energy Poland Sp. z o.o. z dnia 8 grudnia 2010 roku. Złoże Kromolice-Środa Wielkopolska-Kromolice.

Wszystkie wymienione umowy obowiązują do momentu szczerpania złóż.

Od kwietnia 2010 roku, z powodu problemów technicznych, gaz ze złoża Klęka nie jest wydobywany przez FX Energy Poland, a co za tym idzie spółka ta, nie dostarcza gazu do PGNiG S.A.

W dniu 22 października 2010 roku PGNiG S.A. i SGT EuRoPol GAZ S.A. zawarły aneks do Umowy nr EI/DH/04/7718 – DF/HUM/15/2004 z dnia 1 lipca 2004 roku na wykonanie usługi przesyłu gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i SGT EuRoPol GAZ S.A., przedłużający termin jej obowiązywania do 31 grudnia 2022 roku.

W dniu 29 grudnia 2010 roku PGNiG S.A. zawarła z Operatorem Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. z siedzibą w Warszawie („Gaz-System”) dwie umowy:

1. Umowę nr 2010/UP/0013/E o świadczenie usługi przesyłania paliwa gazowego. Przedmiotem umowy jest świadczenie usług przesyłu gazu *wysokometanowego* wraz z określeniem warunków dostarczania paliwa gazowego do systemu przesyłowego i odbierania go z systemu przesyłowego
2. Umowę nr 2010/UP/0008/L o świadczenie usługi przesyłania paliwa gazowego (gaz zaazotowany). Przedmiotem umowy jest świadczenie usług przesyłu gazu *zaazotowanego* wraz z określeniem warunków dostarczania paliwa gazowego do systemu przesyłowego i odbierania go z systemu przesyłowego.

Planowany okres obowiązywania umów to okres od 1 stycznia 2011 roku do 31 grudnia 2014 roku. Rozpoczęcie usługi przesyłania paliw gazowych nastąpiło 1 stycznia 2011 roku.

Okresem rozliczeniowym Umów jest miesiąc gazowy (tj. od godziny 22 ostatniego dnia miesiąca bezpośrednio poprzedzającego bieżący miesiąc, do godziny 22 ostatniego dnia bieżącego miesiąca). Umowy nie zawierają specyficznych warunków, odbiegających od warunków powszechnie stosowanych dla tego typu umów. Umowy nie zawierają postanowień dotyczących kar umownych.

Szacunkowa wartość umowy nr 2010/UP/0013/E wynosi ok. 5,635 mld złotych. Szacunkowa wartość umowy nr 2010/UP/0008/L wynosi ok. 329 milionów złotych. Szacunkowa łączna wartość Umów w całym okresie ich obowiązywania wynosi ok. 5,96 miliardów złotych netto.

39.4. Informacja na temat nieodpłatnego nabycia akcji spółki PGNiG S.A. przez uprawnionych pracowników

Pracownicy Spółki na podstawie Ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 roku o komercjalizacji i prywatyzacji („Ustawa”), są uprawnieni do bezpłatnego nabycia 15% akcji Spółki. Powyższe prawo przysługuje 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 i 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 będą mogły być przedmiotem obrotu 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 tysięcy 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 wyniosła 74,2 tysiące złotych,
- asymilacja akcji i wprowadzenie ich na giełdę papierów wartościowych w kwocie 98,5 tysięcy złotych.

40. 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 S.A., 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 świadczonych 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 I kwartale 2011 roku spółka PGNiG S.A. kontynuowała emisję obligacji („Obligacje”) w ramach Programu Emisji Obligacji Krótkoterminowych z dnia 1 grudnia 2010 roku („Program”).

Na dzień 3 marca 2011 roku łączna wartość nominalna obligacji, wyemitowanych w ramach Programu i będących w obrocie, wynosiła 315.000 tysięcy złotych w tym:

- a) Emisja 400 obligacji o łącznej wartości 40.000 tysięcy złotych z datą wykupu w dniu 2 marca 2011 roku, o rentowności 4,25% w skali roku, została objęta przez Górnośląską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o., w której PGNiG posiada udziały stanowiące 100% kapitału zakładowego, uprawniające do wykonania 100% ogólnej liczny głosów na Zgromadzeniu Wspólników.
- b) Emisja 900 obligacji o łącznej wartości 90.000 tysięcy złotych z datą wykupu w dniu 18 marca 2011 roku, o rentowności 4,20% w skali roku, została objęta przez Wielkopolską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o., w której PGNiG posiada udziały stanowiące 100% kapitału zakładowego, uprawniające do wykonania 100% ogólnej liczny głosów na Zgromadzeniu Wspólników.
- c) Emisja 500 obligacji o łącznej wartości 50.000 tysięcy złotych z datą wykupu w dniu 21 marca 2011 roku, o rentowności 4,20% w skali roku, została objęta przez Dolnośląską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o., w której PGNiG posiada udziały stanowiące 100% kapitału zakładowego, uprawniające do wykonania 100% ogólnej liczny głosów na Zgromadzeniu Wspólników.
- d) Emisja 250 obligacji o łącznej wartości 25.000 tysięcy złotych z datą wykupu w dniu 15 marca 2011 roku, o rentowności 4,15% w skali roku, została objęta przez Wielkopolską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o., w której PGNiG posiada udziały stanowiące 100% kapitału zakładowego, uprawniające do wykonania 100% ogólnej liczny głosów na Zgromadzeniu Wspólników.
- e) Emisja 500 obligacji o łącznej wartości 50.000 tysięcy złotych z datą wykupu w dniu 22 marca 2011 roku, o rentowności 4,20% w skali roku, została objęta przez Górnośląską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o., w której PGNiG posiada udziały stanowiące 100% kapitału zakładowego, uprawniające do wykonania 100% ogólnej liczny głosów na Zgromadzeniu Wspólników;
- f) Emisja 300 obligacji o łącznej wartości 30.000 tysięcy złotych z datą wykupu w dniu 11 marca 2011 roku, o rentowności 4,15% w skali roku, została objęta przez Górnośląską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o., w której PGNiG posiada udziały stanowiące 100% kapitału zakładowego, uprawniające do wykonania 100% ogólnej liczny głosów na Zgromadzeniu Wspólników.
- g) Emisja 300 obligacji o łącznej wartości 30.000 tysięcy złotych z datą wykupu w dniu 14 marca 2011 roku, o rentowności 4,15% w skali roku, została objęta przez Karpacką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o., w której PGNiG posiada udziały stanowiące 100% kapitału zakładowego, uprawniające do wykonania 100% ogólnej liczny głosów na Zgromadzeniu Wspólników.

Wartość nominalna jednej Obligacji wynosi 100 tysięcy złotych. Wszystkie wyemitowane Obligacje są denominowane w złotych polskich i zostały zaoferowane w trybie emisji niepublicznej, wyłącznie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Obligacje zostały wyemitowane jako zdematerializowane, niezabezpieczone obligacje dyskontowe na okaziciela. Wykup Obligacji zostanie dokonany według wartości nominalnej Obligacji. PGNiG nie przewiduje wprowadzenia Obligacji do publicznego obrotu. Celem Programu jest efektywne zarządzanie płynnością krótkoterminową w Grupie Kapitałowej PGNiG.

- d. 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 Elektrownia 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.
- e. 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.
- f. 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.