

ROCZNE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE

**ZA ROK ZAKOŃCZONY
31 GRUDNIA 2008 ROKU**

SPIS TREŚCI

• OPINIA NIEZALEŻNEGO BIEGŁEGO REWIDENTA	81
• WYBRANE DANE FINANSOWE	83
• SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT	84
• SKONSOLIDOWANY BILANS	85
• SKONSOLIDOWANY RACHUNEK PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	86
• SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM	87
• INFORMACJA DODATKOWA DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO	88
1. INFORMACJE OGÓLNE	88
2. INFORMACJE O STOSOWANYCH ZASADACH RACHUNKOWOŚCI	93
3. INFORMACJE DOTYCZĄCE SEGMENTÓW DZIAŁALNOŚCI	104
4. KOSZTY OPERACYJNE	108
5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE	110
6. WYCENA JEDNOSTEK STOWARZYSZONYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI	111
7. PODATEK DOCHODOWY	113
8. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA	115
9. ZYSK PRZYPADAJĄCY NA JEDNĄ AKCJĘ	116
10. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY	117
11. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE	117
12. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE	121
13. WARTOŚCI NIEMATERIALNE	122
14. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY - DŁUGOTERMINOWE	124
15. INNE AKTYWA FINANSOWE	125
16. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO	126
17. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE	126
18. ZAPASY	127
19. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI	128
20. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO	129
21. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE	129
22. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY- KRÓTKOTERMINOWE	130
23. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY	131
24. AKTYWA TRWAŁE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY	131
25. AKTYWA WARUNKOWE	132
26. KAPITAŁ PODSTAWOWY	137
27. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE	137
28. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU LEASINGU FINANSOWEGO (WYKAZANE W ZOBOWIĄZANIACH)	141
29. REZERWY	142
30. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW	146

31. REZERWA NA PODATEK ODROZCZONY	147
32. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE	147
33. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA	148
34. PRZYCZYNY WYSTĘPOWANIA RÓŻNIC POMIĘDZY BILANSOWYMI POZYCJAMI ORAZ ZMIANAMI WYNIKAJĄCYMI ZE ZMIAN NIEKTÓRYCH POZYCJI Z RACHUNKU PRZEPŁYWÓW ŚRODKÓW PIENIĘŻNYCH	149
35. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM	151
36. POCHODNE INSTRUMENTY ZABEZPIECZAJĄCE WYCENIANE WEDŁUG WARTOŚCI GODZIWEJ ODNOSZONE NA RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT	162
37. ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE	166
38. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE	169
39. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH	170
40. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH)	177
41. INFORMACJE NA TEMAT PROCESU RESTRUKTURYZACJI W GRUPIE KAPITAŁOWEJ	178
42. ZESTAWIENIE ORAZ OBJAŚNIENIE RÓŻNIC POMIĘDZY DANYMI UJAWNIONYMI W SPRAWOZDANIU FINANSOWYM I PORÓWNYWALNYCH DANYCH FINANSOWYCH, A UPREDNIO SPORZĄDZONYMI I OPUBLIKOWANYMI SPRAWOZDANIAMI FINANSOWYMI	179
43. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM	180
44. INFORMACJA NA TEMAT NIEODPŁATNEGO NABYCIA AKCJI SPÓŁKI PGNiG SA PRZEZ UPRAWNIONYCH PRACOWNIKÓW	181
45. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM	182

Opinia Niezależnego Biegłego Rewidenta

Do Akcjonariuszy i Rady Nadzorczej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA

Przeprowadziliśmy badanie załączonego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, dla której Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA z siedzibą w Warszawie, ulica M. Kasprzaka 25, jest Podmiotem Dominującym, obejmującego:

- skonsolidowany bilans sporządzony na dzień 31 grudnia 2008 roku, który po stronie aktywów i pasywów wykazuje sumę 29.745.277 tys. zł;
- skonsolidowany rachunek zysków i strat za okres od 1 stycznia 2008 roku do 31 grudnia 2008 roku wykazujący zysk netto w kwocie 865.742 tys. zł;
- zestawienie zmian w skonsolidowanym kapitale własnym za okres od 1 stycznia 2008 roku do 31 grudnia 2008 roku wykazujące zmniejszenie kapitału własnego w kwocie 305.840 tys. zł;
- skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych za okres od 1 stycznia 2008 roku do 31 grudnia 2008 roku wykazujący zmniejszenie stanu środków pieniężnych w kwocie 164.005 tys. zł;
- dodatkowe informacje i objaśnienia.

Za sporządzenie wymienionego skonsolidowanego sprawozdania finansowego odpowiedzialność ponosi Zarząd Jednostki Dominującej. Naszym zadaniem było zbadanie i wyrażenie opinii o rzetelności, prawidłowości i jasności tego skonsolidowanego sprawozdania.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone metodą pełną w odniesieniu do 23 jednostek zależnych (liczba ta uwzględnia Polskie LNG sp. z o.o. sprzedaną 8 grudnia 2008 roku) oraz metodą praw własności w odniesieniu do 2 jednostek stowarzyszonych. Sprawozdania finansowe 15 jednostek zależnych oraz 2 jednostek stowarzyszonych były przedmiotem badania przez inne podmioty uprawnione do badania sprawozdań finansowych. Otrzymaliśmy sprawozdania finansowe w/w jednostek zależnych i stowarzyszonych oraz opinie z badania tych sprawozdań. Nasza opinia z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego w odniesieniu do danych tych podmiotów jest oparta na opiniach biegłych rewidentów uprawnionych do badania. Dane ze sprawozdań finansowych jednostek zależnych, co do których oparliśmy się całkowicie na opiniach innych biegłych rewidentów, stanowią 5,2% i 9,4% odpowiednio skonsolidowanych aktywów i skonsolidowanych przychodów ze sprzedaży przed korektami konsolidacyjnymi.

Badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego zaplanowaliśmy i przeprowadziliśmy stosownie do postanowień:

- rozdziału 7 ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (Dz. U. z 2002 r. Nr 76, poz. 694 z późn. zmianami);
- norm wykonywania zawodu biegłego rewidenta, wydanych przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów w Polsce

w taki sposób, aby uzyskać racjonalną, wystarczającą podstawę do wyrażenia opinii, czy skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie zawiera istotnych błędów. Badanie obejmowało w szczególności sprawdzenie dokumentacji konsolidacyjnej, z której wynikają kwoty i informacje zawarte w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym, a także ocenę zasad (polityki) rachunkowości, zastosowanych do sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz istotnych związanych z tym szacunków oraz ogólną ocenę prezentacji skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Jesteśmy przekonani, że przeprowadzone przez nas badanie zapewniło nam wystarczającą podstawę do wyrażenia opinii.

Zbadane skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo za rok obrotowy 2008, zostało sporządzone we wszystkich istotnych aspektach zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską i przedstawia rzetelnie i jasno wszystkie informacje istotne dla oceny sytuacji majątkowej i finansowej oraz wyniku finansowego Grupy Kapitałowej na dzień i za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2008 roku.

Maria Rzepnikowska
Prezes Zarządu
Biegły rewident
Nr ewid. 3499

Warszawa, 7 kwietnia 2009 roku

Nie zgłaszając zastrzeżeń do prawidłowości i rzetelności zbadanego skonsolidowanego sprawozdania finansowego zwracamy uwagę na Notę 6 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego, w której Zarząd Spółki Dominującej wskazał na czynniki powodujące niepewność założeń przyjętych do wyceny akcji spółki współzależnej SGT EuRoPol Gaz SA. Wycena wartości akcji została oparta o niezależne od Spółki Dominującej założenia i zdarzenia przyszłe, których rezultatu na dzień sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego nie można było jednoznacznie przewidzieć. Zarząd Spółki Dominującej wyjaśnił także przyczyny, dla których dokonano odpisów z tytułu utraty wartości akcji tej spółki.

Sprawozdanie z działalności Grupy Kapitałowej za rok obrotowy 2008 jest kompletne w rozumieniu art. 49 ust. 2 ustawy o rachunkowości 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, a zawarte w nim informacje, zaczerpnięte bezpośrednio ze zbadanego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, są z nim zgodne.

Piotr Sokołowski
Członek Zarządu
Biegły rewident
Nr ewid. 9752

osoby reprezentujące podmiot

Deloitte Audyt sp. z o.o.
ul. Piękna 18
00-549 Warsaw

podmiot uprawniony do badania
sprawozdań finansowych wpisany
na listę podmiotów uprawnionych
pod nr ewidencyjnym 73
prowadzoną przez KRBR

WYBRANE DANE FINANSOWE

za okres zakończony 31 grudnia 2008 roku

	PLN		EUR	
	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
I. Przychody netto ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów	18 432 048	16 652 134	5 218 439	4 409 059
II. Zysk z działalności operacyjnej	800 678	860 982	226 686	227 966
III. Zysk przed opodatkowaniem	935 366	1 002 728	264 819	265 497
IV. Zysk netto	865 742	916 065	245 107	242 551
V. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 492 920	3 028 891	422 672	801 973
VI. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(2 208 895)	(2 455 582)	(625 377)	(650 175)
VII. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	551 970	(2 547 655)	156 272	(674 554)
VIII. Przepływy pieniężne netto, razem	(164 005)	(1 974 346)	(46 433)	(522 756)
IX. Zysk na jedną akcję zwykłą (w zł / EUR)	0,15	0,16	0,04	0,04
X. Rozwodniony zysk na jedną akcję zwykłą (w zł / EUR)	0,15	0,16	0,04	0,04
	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2007	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2007
XI. Aktywa razem	29 745 277	28 401 901	7 129 057	7 929 062
XII. Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	9 029 352	7 380 136	2 164 067	2 060 339
XIII. Zobowiązania długoterminowe	4 058 629	3 879 566	972 732	1 083 073
XIV. Zobowiązania krótkoterminowe	4 970 723	3 500 570	1 191 335	977 266
XV. Kapitał własny	20 715 925	21 021 765	4 964 990	5 868 723
XVI. Kapitał zakładowy	5 900 000	5 900 000	1 414 054	1 647 125
XVII. Liczba akcji (średnia ważona w tys. szt.)	5 900 000	5 900 000	5 900 000	5 900 000
XVIII. Wartość księgową na jedną akcję (w zł / EUR)	3,51	3,56	0,84	0,99
XIX. Rozwodniona wartość księgową na jedną akcję (w zł / EUR)	3,51	3,56	0,84	0,99
XX. Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (w zł / EUR)	0,19	0,17	0,05	0,05

Pozycje rachunku zysków i strat oraz rachunku przepływów pieniężnych zostały przeliczone po średnim kursie EUR stanowiącym średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez Narodowy Bank Polski (NBP) na ostatni dzień każdego miesiąca danego okresu obrotowego. Pozycje bilansu zostały przeliczone po kursie EUR ustalonym przez NBP na koniec danego okresu.

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do EUR ustalane przez NBP

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Średni kurs w okresie	3,5321	3,7768
Kurs na koniec okresu	4,1724	3,5820

SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT
za okres zakończony 31 grudnia 2008 roku

	Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
(w tysiącach złotych)			
Przychody ze sprzedaży	3	18 432 048	16 652 134
Zużycie surowców i materiałów	4	(11 631 681)	(8 331 611)
Świadczenia pracownicze	4	(2 161 954)	(2 014 073)
Amortyzacja		(1 424 944)	(1 430 273)
Usługi obce	4	(2 789 154)	(2 692 524)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby		739 034	686 944
Pozostałe koszty operacyjne, netto	4	(362 671)	(2 009 615)
Koszty operacyjne razem		(17 631 370)	(15 791 152)
Zysk z działalności operacyjnej		800 678	860 982
Przychody finansowe	5	213 238	248 264
Koszty finansowe	5	(78 771)	(90 492)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	6	221	(16 026)
Zysk przed opodatkowaniem		935 366	1 002 728
Podatek dochodowy	7	(69 624)	(86 663)
Zysk netto		865 742	916 065
Przypisany:	9		
Akcjonariuszom jednostki dominującej		865 297	915 032
Udziałowcom mniejszościowym		445	1 033
		865 742	916 065

Zysk na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej	9		
- podstawowy z zysku netto		0,15	0,16
- rozwodniony z zysku netto		0,15	0,16

SKONSOLIDOWANY BILANS
na dzień 31 grudnia 2008 roku

	Informacja dodatkowa	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
(w tysiącach złotych)			
AKTYWA			
Aktywa trwałe (długoterminowe)			
Rzeczowe aktywa trwałe	11	20 587 027	18 715 509
Nieruchomości inwestycyjne	12	8 181	10 578
Wartości niematerialne	13	151 721	84 636
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	6	556 882	557 529
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	14	42 935	19 997
Inne aktywa finansowe	15	676 634	2 292 154
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	16	514 867	419 814
Pozostałe aktywa trwałe	17	35 343	30 873
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem		22 573 590	22 131 090
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)			
Zapasy	18	1 721 259	1 215 980
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	19	3 716 923	3 331 046
Należności z tytułu podatku bieżącego	20	59 614	17 499
Rozliczenia międzyokresowe	21	70 262	82 355
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	22	6 495	22 406
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	36	174 186	17 442
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	23	1 421 939	1 583 635
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	24	1 009	448
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem		7 171 687	6 270 811
Suma Aktywów		29 745 277	28 401 901
PASYWA			
Kapitał własny			
Kapitał podstawowy (akcyjny)	26	5 900 000	5 900 000
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		(39 060)	(44 525)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej		1 740 093	1 740 093
Inne kapitały rezerwowe		10 729 053	3 478 081
Zyski zatrzymane		2 376 809	9 939 427
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)		20 706 895	21 013 076
Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych		9 030	8 689
Kapitał własny razem		20 715 925	21 021 765
Zobowiązania długoterminowe			
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	27	41 055	31 377
Rezerwy	29	1 501 939	1 153 805
Przychody przyszłych okresów	30	1 139 332	1 142 366
Rezerwa na podatek odroczonego	31	1 352 241	1 530 359
Inne zobowiązania długoterminowe	32	24 062	21 659
Zobowiązania długoterminowe razem		4 058 629	3 879 566
Zobowiązania krótkoterminowe			
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	33	3 222 540	2 407 981
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	27	871 755	106 724
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	36	16 723	36 185
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	20	47 552	281 399
Rezerwy	29	173 382	181 220
Przychody przyszłych okresów	30	638 771	487 061
Zobowiązania krótkoterminowe razem		4 970 723	3 500 570
Suma Zobowiązań		9 029 352	7 380 136
Suma Pasywów		29 745 277	28 401 901

SKONSOLIDOWANY RACHUNEK PRZEPLÝWÓW PIENIĘŻNYCH
za okres zakończony 31 grudnia 2008 roku

	Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
(w tysiącach złotych)			
Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej			
Zysk netto		865 742	916 065
Korekty o pozycje:			
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		(221)	16 026
Amortyzacja		1 424 944	1 430 273
Zysk/strata z tytułu różnic kursowych netto		43 521	61 145
Odsetki i dywidendy netto		(141 569)	(226 892)
Zysk/strata na działalności inwestycyjnej		(83 701)	1 407 233
Podatek dochodowy bieżącego okresu		69 624	86 663
Podatek dochodowy zapłacony		(609 555)	(482 222)
Pozostałe pozycje netto		(105 779)	43 844
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej przed zmianą stanu kapitału obrotowego		1 463 006	3 252 135
Zmiana stanu kapitału obrotowego:			
Zmiana stanu należności netto	34	(501 898)	(923 627)
Zmiana stanu zapasów	34	(505 236)	136 734
Zmiana stanu rezerw	34	38 555	44 530
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	34	861 225	180 350
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów	34	(10 948)	(48 806)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów	34	148 216	387 575
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej		1 492 920	3 028 891
Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej			
Wpływy ze sprzedaży rzeczowego majątku trwałego oraz wartości niematerialnych i prawnych		21 048	33 762
Wpływy ze sprzedaży udziałów w jednostkach nie objętych konsolidacją		-	-
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych		73 682	51 304
Nabycie rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych i prawnych		(2 579 468)	(2 979 987)
Nabycie udziałów w jednostkach nie objętych konsolidacją		(78 000)	(12)
Nabycie krótkoterminowych papierów wartościowych		-	-
Otrzymane odsetki		135 164	232 705
Otrzymane dywidendy		4 770	24 759
Wpływy z tytułu leasingu finansowego		92 840	179 330
Pozostałe pozycje netto		121 069	2 557
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej		(2 208 895)	(2 455 582)
Przepływy Środków Pieniężnych z Działalności Finansowej			
Wpływy netto z wydania udziałów (emisji akcji) i innych instrumentów kapitałowych oraz dopłat do kapitału		-	-
Wpływy z tytułu zaciągnięcia kredytów i pożyczek		807 316	40 287
Splata kredytów i pożyczek		(37 469)	(2 335 664)
Wpływy z emisji papierów dłużnych		-	-
Wykup papierów dłużnych		-	-
Splata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego		(34 825)	(39 836)
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych		-	-
Wydatki z tytułu pochodnych instrumentów finansowych		-	-
Wyplacone dywidendy		(171 006)	(153 002)
Zapłacone odsetki		(9 737)	(43 337)
Pozostałe pozycje netto		(2 309)	(16 103)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej		551 970	(2 547 655)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto		(164 005)	(1 974 346)
Różnice kursowe netto		2 309	18 903
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu		1 584 868	3 559 214
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu		1 420 863	1 584 868

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM
za okres zakończony 31 grudnia 2008 roku

	Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)						Kapitały mniejszości	Kapitał własny razem
	Kapitał podstawowy (akcyjny)	Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartość nominalną	Inne kapitały rezerwowe	Zyski zatrzymane	Razem		
1 stycznia 2008	5 900 000	(44 525)	1 740 093	3 478 081	9 939 427	21 013 076	8 689	21 021 765
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	(8 849)	-	-	-	(8 849)	-	(8 849)
Wycena instrumentów finansowych	-	-	-	(40 759)	-	(40 759)	-	(40 759)
Wyplata dywidendy przez jednostkę stowarzyszoną konsolidowaną metodą praw własności	-	-	-	-	(868)	(868)	-	(868)
Pozostałe zmiany	-	-	-	-	(2)	(2)	2	-
Przeniesienia	-	14 314	-	7 291 731	(7 306 045)	-	-	-
Wyplata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	(1 121 000)	(1 121 000)	(106)	(1 121 106)
Zysk netto	-	-	-	-	865 297	865 297	445	865 742
31 grudnia 2008	5 900 000	(39 060)	1 740 093	10 729 053	2 376 809	20 706 895	9 030	20 715 925
1 stycznia 2007	5 900 000	(15 609)	1 740 093	2 890 068	10 631 137	21 145 689	7 671	21 153 360
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	(28 916)	-	-	-	(28 916)	-	(28 916)
Wyplata dywidendy przez jednostkę stowarzyszoną konsolidowaną metodą praw własności	-	-	-	-	(15 729)	(15 729)	-	(15 729)
Pozostałe zmiany	-	-	-	-	-	-	-	-
Przeniesienia	-	-	-	588 013	(588 013)	-	-	-
Wyplata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	(1 003 000)	(1 003 000)	(15)	(1 003 015)
Zysk netto	-	-	-	-	915 032	915 032	1 033	916 065
31 grudnia 2007	5 900 000	(44 525)	1 740 093	3 478 081	9 939 427	21 013 076	8 689	21 021 765

Informacja dodatkowa do skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień 31 grudnia 2008 roku

1. INFORMACJE OGÓLNE

1.1. Grupa Kapitałowa PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA („PGNiG SA”, „Spółka”; „Jednostka Dominująca”) jest Jednostką Dominującą Grupy Kapitałowej PGNiG („Grupa Kapitałowa”, „Grupa”) z siedzibą w Polsce w Warszawie, kod pocztowy 01-224, przy ulicy Marcina Kasprzaka 25. Z dniem 23 września 2005 roku, w związku ze sprzedażą na Giełdzie Papierów Wartościowych („GPW”) w Warszawie nowej emisji akcji, PGNiG SA z jednoosobowej spółki Skarbu Państwa stała się spółką publiczną.

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

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

Spółka została wpisana do rejestru handlowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy Wydział XVI Gospodarczy w dniu 30 października 1996 roku pod numerem RHB 48382. Aktualnie Spółka jest wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000059492.

Spółce nadano numer statystyczny REGON 012216736.

Spółka akcyjna jest prawnym następcą przedsiębiorstwa państwowego. Aktywa i pasywa przedsiębiorstwa państwowego zostały wniesione do spółki akcyjnej i ujęte w księgach według wartości z bilansu zamknięcia przedsiębiorstwa państwowego. Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest poszukiwanie i wydobywanie ropy i gazu, import, magazynowanie i sprzedaż paliw gazowych.

Grupa Kapitałowa jest jedyną pionowo zintegrowaną firmą w sektorze gazowym w Polsce i posiada wiodącą pozycję we wszystkich obszarach sektora gazowego w kraju. Polskie Górnictwo

Naftowe i Gazownictwo SA jest jednostką dominującą Grupy Kapitałowej.

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

Obrót i dystrybucja gazu ziemnego stanowiące, obok wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej, podstawową działalność Grupy Kapitałowej są regulowane przez Prawo Energetyczne, czego konsekwencją jest koncesjonowanie działalności oraz uzależnienie przychodów Grupy Kapitałowej od poziomu taryf dla paliw gazowych zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Działalność poszukiwawczo-wydobywcza regulowana jest przez Prawo geologiczne i górnicze i zgodnie z nim prowadzona jest na podstawie posiadanych koncesji.

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

Według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziły PGNiG SA jako podmiot dominujący oraz 33 spółki o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

- 26 spółek zależnych od PGNiG SA;
- 7 spółek pośrednio zależnych od PGNiG SA.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

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

W 2008 roku najistotniejsze zmiany w strukturze Grupy Kapitałowej PGNiG obejmowały:

- Podwyższenie kapitału zakładowego w spółce Mazowiecki

- Operator Systemu Dystrybucyjnego sp. z o.o. (obecnie Mazowiecka Spółka Gazownictwa sp. z o.o.) o kwotę 286.531 tysięcy złotych do poziomu 1.217.350 tysięcy złotych, które zostało zarejestrowane w KRS w dniu 24 stycznia 2008 roku. Kolejne podwyższenie kapitału zakładowego spółki o kwotę 34.388 tysięcy złotych do poziomu 1.251.738 tysięcy złotych zostało zarejestrowane w KRS w dniu 9 września 2008 roku;
- Podwyższenie kapitału zakładowego w spółce Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego sp. z o.o. (obecnie Karpacka Spółka Gazownictwa sp. z o.o.) o kwotę 165.363 tysięcy złotych do poziomu 1.476.112 tysięcy złotych, które zostało zarejestrowane w KRS w dniu 12 lutego 2008 roku. Kolejne podwyższenie kapitału zakładowego spółki o kwotę 8.841 tysięcy złotych do poziomu 1.484.953 tysięcy złotych zostało zarejestrowane w KRS w dniu 22 sierpnia 2008 roku;
 - Podwyższenie kapitału zakładowego w spółce Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego sp. z o.o. (obecnie Pomorska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.) o kwotę 93.391 tysięcy złotych do poziomu 596.141 tysięcy złotych, które zostało zarejestrowane w KRS w dniu 29 lutego 2008 roku. Kolejne podwyższenie kapitału zakładowego spółki o kwotę 18.555 tysięcy złotych do poziomu 614.696 tysięcy złotych zostało zarejestrowane w KRS w dniu 4 sierpnia 2008 roku;
 - Podwyższenie kapitału zakładowego w spółce Dolnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego sp. z o.o. (obecnie Dolnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.) o kwotę 104.697 tysięcy złotych do poziomu 651.145 tysięcy złotych, które zostało zarejestrowane w KRS w dniu 9 kwietnia 2008 roku. Kolejne podwyższenie kapitału zakładowego spółki o kwotę 3.918 tysięcy złotych do poziomu 655.063 tysięcy złotych zostało zarejestrowane w KRS w dniu 30 października 2008 roku;

Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG

Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG SA w zł	% kapitału PGNiG SA	% głosów PGNiG SA
Spółki zależne od PGNiG SA				
1 Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło sp. z o.o.	100 000 000,00	100 000 000,00	100,00%	100,00%
2 Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków sp. z o.o.	105 231 000,00	105 231 000,00	100,00%	100,00%
3 Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA sp. z o.o.	60 000 000,00	60 000 000,00	100,00%	100,00%
4 GEOFIZYKA Kraków sp. z o.o.	64 400 000,00	64 400 000,00	100,00%	100,00%
5 GEOFIZYKA Toruń sp. z o.o.	66 000 000,00	66 000 000,00	100,00%	100,00%
6 Poszukiwania Naftowe „Diament” sp. z o.o.	62 000 000,00	62 000 000,00	100,00%	100,00%
7 Zakład Robót Górniczych Krosno sp. z o.o.	26 903 000,00	26 903 000,00	100,00%	100,00%
8 PGNiG Norway AS (NOK) ¹⁾	497 327 000,00	497 327 000,00	100,00%	100,00%
9 Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. (EUR) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
10 „INVESTGAS” SA	502 250,00	502 250,00	100,00%	100,00%
11 Dolnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	655 063 000,00	655 063 000,00	100,00%	100,00%
12 Górnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	1 288 680 000,00	1 288 680 000,00	100,00%	100,00%
13 Karpacka Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	1 484 953 000,00	1 484 953 000,00	100,00%	100,00%
14 Mazowiecka Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	1 251 738 000,00	1 251 738 000,00	100,00%	100,00%
15 Pomorska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	614 696 000,00	614 696 000,00	100,00%	100,00%
16 Wielkopolska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	1 033 186 000,00	1 033 186 000,00	100,00%	100,00%
17 B.S. i P.G. „Gazoprojekt” SA	4 000 000,00	3 000 000,00	75,00%	75,00%
18 BUG Gazobudowa sp. z o.o.	39 220 000,00	39 220 000,00	100,00%	100,00%
19 Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet sp. z o.o.	23 500 000,00	23 500 000,00	100,00%	100,00%
20 Geovita sp. z o.o.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%	100,00%
21 Budownictwo Naftowe Naftomontaż sp. z o.o.	44 751 000,00	39 751 000,00	88,83%	88,83%
22 Górnictwo Naftowe sp. z o.o.	50 000,00	50 000,00	100,00%	100,00%
23 „NYSAGAZ sp. z o.o.”	3 700 000,00	1 887 000,00	51,00%	51,00%
24 ZRUG sp. z o.o. (Pogórska Wola)	4 300 000,00	4 300 000,00	100,00%	100,00%
25 BUD-GAZ PPUH sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%	100,00%
26 PPUiH „TURGAZ” sp. z o.o.	176 000,00	90 000,00	51,14%	51,14%
Spółki pośrednio zależne od PGNiG SA				
27 GEOFIZYKA Kraków Libya JSC (LYD) ¹⁾	1 000 000,00 ²⁾	600 000,00	60,00%	60,00%
28 Geofizyka Torun Kish Ltd (Rial) ¹⁾	10 000 000,00	10 000 000,00 ³⁾	100,00%	100,00%
29 Oil Tech International F.Z.E. (USD) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
30 Zakład Gospodarki Mieszkaniowej sp. z o.o. (Piła)	1 806 500,00	1 806 500,00	100,00%	100,00%
31 GAZ sp. z o.o. (Błonie)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%
32 GAZ MEDIA sp. z o.o. (Wołomin)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%
33 NAFT-STAL sp. z o.o.	667 500,00	450 000,00	67,40%	67,40%

¹⁾ Wartości podane w walutach obcych.

²⁾ Kapitał opłacony - 300 000,00 dinarów libijskich, w tym GEOFIZYKA Kraków sp. z o.o. opłaciła 180 000,00 dinarów libijskich.

³⁾ Kapitał nieopłacony.

Zakres jednostek

Nazwa jednostki	Kraj	Procentowy udział w kapitale	
		31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Spółki zależne			
GK GEOFIZYKA Kraków sp. z o.o. ²⁾	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 sp. z o.o. ³⁾	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 „Diamant” 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%
Mazowiecka Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Pomorska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Wielkopolska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
BUG Gazobudowa sp. z o.o. Zabrze	Polska	100,00%	100,00%
Budownictwo Naftowe Naftomontaż sp. z o.o.	Polska	88,83%	88,83%
Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
B.S. i P.G. „Gazoprojekt” SA	Polska	75,00%	75,00%
Geovita sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
INVESTGAS SA	Polska	100,00%	100,00%
Polskie LNG sp. z o.o. ⁴⁾	Polska	-	100,00%
Spółki zależne od spółki zależnej BN Naftomontaż Krosno sp. z o.o.			
NAFT-STAL sp. z o.o.	Polska	59,88%	59,88%
Spółki współzależne i stowarzyszone wyceniane metodą praw własności			
SGT EUROPOL GAZ SA ¹⁾	Polska	49,74%	49,74%
GAS - TRADING SA	Polska	43,41%	43,41%

¹⁾ W tym 48% to udział bezpośredni a 1,74% udział pośredni poprzez spółkę GAS - TRADING SA.

²⁾ GK GEOFIZYKA Kraków sp. z o.o. obejmuje Geofizykę Kraków sp. z o.o. oraz jej spółkę zależną GEOFIZYKA Kraków Libya JSC.

³⁾ GK Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków sp. z o.o. obejmuje Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków sp. z o.o. oraz jej spółkę zależną Oil Tech International - F.Z.E.

⁴⁾ Spółka konsolidowana do 8 grudnia 2008 roku tj. do dnia sprzedaży na rzecz OGP GAZ-SYSTEM SA.

- Podwyższenie kapitału zakładowego w spółce Wielkopolski Operator Systemu Dystrybucyjnego sp. z o.o. (obecnie Wielkopolska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.) o kwotę 131.128 tysięcy złotych do poziomu 978.287 tysięcy złotych, które zostało zarejestrowane w KRS w dniu 27 maja 2008 roku. Kolejne podwyższenie kapitału zakładowego spółki o kwotę 54.899 tysięcy złotych do poziomu 1.033.186 tysięcy złotych zostało zarejestrowane w KRS w dniu 22 stycznia 2009 roku;
- Podwyższenie kapitału zakładowego w spółce Górnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego sp. z o.o. (obecnie Górnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.) o kwotę 91.366 tysięcy złotych do poziomu 1.288.680 tysięcy złotych, które zostało zarejestrowane w KRS w dniu 25 czerwca 2008 roku;
- Podwyższenie kapitału zakładowego w spółce Geofizyka Kraków sp. z o.o. o kwotę 30.000 tysięcy złotych do poziomu 64.400 tysięcy złotych. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce w dniu 2 kwietnia 2008 roku;
- Podwyższenie kapitału zakładowego w spółce Polskie LNG sp. z o.o. o kwotę 11.000 tysięcy złotych do poziomu 50.000

tysięcy złotych. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce w dniu 7 stycznia 2008 roku. W dniu 28 listopada 2008 r. została zawarta umowa sprzedaży 100% udziałów spółki Polskie LNG sp. z o.o. pomiędzy PGNiG SA a OGP GAZ – SYSTEM SA; przejście 50.000 udziałów o wartości nominalnej 1.000 zł każdy na OGP GAZ – SYSTEM SA jako Kupującego nastąpiło w dniu 8 grudnia 2008 roku.

Pozostałe zmiany wielkości udziału PGNiG SA w spółkach związane były z następującymi operacjami:

- W dniu 5 lutego 2008 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Polski Serwis Płynów Wiertniczych sp. z o.o. podjęło uchwałę o umorzeniu 50 udziałów spółki PPIE-ZRiG PETROBALTIC SA bez obniżenia kapitału zakładowego spółki; postanowieniem sądu z dnia 10 marca 2008 roku wykreślono z KRS PPIE-ZRiG PETROBALTIC SA jako udziałowca spółki Polski Serwis Płynów Wiertniczych sp. z o.o. w związku z czym udział PGNiG SA w głosach na Zgromadzeniu Wspólników wzrósł do poziomu 15,56%;

- W dniu 31 marca 2008 roku spółka ZRUG Warszawa SA w likwidacji została wykreślona z KRS;
- W dniu 24 kwietnia 2008 roku spółka Zakład Remontowy Urządzeń Gazowniczych Wrocław sp. z o.o. w upadłości została wykreślona z KRS;
- W dniu 29 maja 2008 roku zarejestrowane zostało w KRS podwyższenie kapitału zakładowego w spółce ZRUG Zabrze sp. z o.o. o kwotę 2.500 tysięcy złotych; PGNiG SA nie uczestniczyło w tej operacji w związku z czym udział PGNiG SA w kapitale zakładowym spółki obniżył się do poziomu 11,43%;
- W dniu 18 czerwca 2008 roku Zarząd Spółki Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach SA dokonał przydziału PGNiG SA 4.000.001 akcji serii B o wartości nominalnej 5,00 zł i cenie emisyjnej 19,50 zł każda, stanowiących 10,23% kapitału zakładowego Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach SA. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach SA w KRS nastąpiła w dniu 22 lipca 2008 roku. Łączna wartość inwestycji wyniosła 78 mln zł.

Ponadto:

- W dniu 4 lutego 2008 roku zostały zarejestrowane w Holandii zmiany umowy spółki PGNiG Finance B.V.; nowa umowa spółki przewiduje m.in. zmianę nazwy na Polish Oil and Gas Company – Libya B.V. oraz całkowitą zmianę przedmiotu działalności. Zakres przedmiotu działalności (podstawowy) obejmuje obecnie: wydobywanie, produkcję, transport, rafinowanie i sprzedaż węglowodorów;
- W dniu 23 stycznia 2008 roku sąd wydał postanowienie w sprawie ogłoszenia upadłości spółki WALCOWNIA RUR JEDNOŚĆ sp. z o.o.; postanowienie to jest prawomocne od dnia 16 kwietnia 2008 roku.

1.4. Skład Zarządu PGNiG SA

Zgodnie ze Statutem Spółki, Zarząd PGNiG SA 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 SA na dzień 31 grudnia 2008 roku wchodziło pięć osób:

- Michał Szubski - Prezes Zarządu,
- Mirosław Dobrut - Wiceprezes Zarządu ds. Gazownictwa i Handlu,
- Radosław Dudziński - Wiceprezes Zarządu ds. Strategii,
- Sławomir Hinc - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
- Mirosław Szkałuba - Wiceprezes Zarządu ds. Pracowniczych i Restrukturyzacji.

W 2008 roku miały miejsce następujące zmiany w składzie Zarządu PGNiG SA:

- Rada Nadzorcza PGNiG SA na posiedzeniu w dniu 12 marca 2008 roku odwołała ze składu Zarządu Pana Krzysztofa Głogowskiego, Pana Zenona Kuchciaka, Pana Stanisława Niedbalca, Pana Tadeusza Zwierzyńskiego. Jednocześnie, Rada Nadzorcza PGNiG SA w dniu 12 marca 2008 roku powołała w skład Zarządu PGNiG SA Pana Michała Szubskiego, Pana Mirosława Dobrutę, Pana Radosława Dudzińskiego, Pana Sławomira Hincę;
- W dniu 20 marca 2008 roku Rada Nadzorcza PGNiG SA odwołała ze składu Zarządu PGNiG SA Pana Jana Anysza i jednocześnie powołała w skład Zarządu PGNiG SA Pana Mirosława Szkałubę, wybranego przez pracowników PGNiG SA.

Po 31 grudnia 2008 roku miała miejsce następująca zmiana w składzie Zarządu PGNiG SA:

- W dniu 28 stycznia 2009 roku Rada Nadzorcza PGNiG SA powołała w skład Zarządu PGNiG SA Pana Waldemara Wójcika.

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania skład Zarządu PGNiG SA był następujący:

- Michał Szubski - Prezes Zarządu,
- Mirosław Dobrut - Wiceprezes Zarządu ds. Gazownictwa i Handlu,
- Radosław Dudziński - Wiceprezes Zarządu ds. Strategii,
- Sławomir Hinc - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
- Mirosław Szkałuba - Wiceprezes Zarządu ds. Pracowniczych i Restrukturyzacji,
- Waldemar Wójcik - Wiceprezes Zarządu ds. Górnictwa Naftowego.

1.5. Prokurenci PGNiG SA

Według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku prokurentami PGNiG SA byli:

- Ewa Bernacik,
- Marek Dobryniewski,
- Stanisław Radecki,
- Waldemar Wójcik.

W 2008 roku miały miejsce następujące zmiany w składzie Prokurentów PGNiG SA:

- W dniu 3 stycznia 2008 roku Zarząd PGNiG SA powołał na prokurentów Spółki: Pana Jana Czerepokę, Pana Marka Dobryniewskiego i Pana Waldemara Wójcika.
- W dniu 17 marca 2008 roku nastąpiło odwołanie prokury Panu Janowi Czerepokowi. A w dniu 25 kwietnia 2008 roku odwołano prokurę Panu Bogusławowi Marcowi.
- W dniu 29 kwietnia 2008 roku Zarząd PGNiG SA powołał na prokurenta Spółki Pana Stanisława Radeckiego.

Po 31 grudnia 2008 roku miały miejsce następujące zmiany w składzie Prokurentów PGNiG SA:

- W dniu 14 lutego 2009 roku nastąpiło odwołanie prokury Panu Markowi Dobryniewskiemu oraz Panu Waldemarowi Wójcikowi. Jednocześnie Zarząd PGNiG SA powołał na Prokurentów Spółki Pana Tadeusza Kulczyka oraz Pana Zbigniewa Króla.

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania prokurentami PGNiG SA były następujące osoby:

- Ewa Bernacik,
- Zbigniew Król,
- Tadeusz Kulczyk,
- Stanisław Radecki.

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

1.6. Skład Rady Nadzorczej PGNiG SA

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

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

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

Zgodnie z § 36 ust. 3 Statutu PGNiG SA, 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 2008 roku Rada Nadzorcza składała się z dziewięciu 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,

- Maciej Kaliski - Członek Rady Nadzorczej,
- Marek Karabuła - Członek Rady Nadzorczej,
- Mieczysław Puławski - Członek Rady Nadzorczej,
- Jolanta Siergiej - Członek Rady Nadzorczej.

W 2008 roku miały miejsce następujące zmiany w składzie Rady Nadzorczej PGNiG SA:

- W dniu 7 lutego 2008 roku Pan Mirosław Szałuba złożył rezygnację z funkcji członka Rady Nadzorczej.
- W dniu 15 lutego 2008 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie

PGNiG SA odwołało ze składu Rady Nadzorczej PGNiG SA Pana Piotra Szwarca, Pana Jarosława Wojtowicza, Pana Andrzeja Rościszowskiego, Pana Wojciecha Arkuszewskiego. Jednocześnie, Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG SA, w dniu 15 lutego 2008 roku powołało w skład Rady Nadzorczej PGNiG SA Pana Stanisława Rychlickiego oraz Pana Grzegorza Banaszka.

- W dniu 28 kwietnia 2008 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG SA odwołało z dniem 29 kwietnia 2008 ze składu Rady Nadzorczej w związku z upływem kadencji, Pana Grzegorza Banaszka, Pana Kazimierza Chrobaka, Pana Mieczysława Kaweckiego, Pana Marcina Morynia, Pana Mieczysława Puławskiego, Pana Stanisława Rychlickiego.
- W dniu 30 kwietnia 2008 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG SA powołało w skład Rady Nadzorczej PGNiG SA, na wspólną kadencję rozpoczynającą się 30 kwietnia 2008 roku Pana Grzegorza Banaszka, Panią Agnieszkę Chmielarz, Pana Mieczysława Kaweckiego, Pana Huberta Konarskiego, Pana Marcina Morynia, Pana Mieczysława Puławskiego, Pana Stanisława Rychlickiego, Panią Jolantę Siergiej, Panią Joannę Stuglik.
- W dniu 18 listopada 2008 roku ze składu Rady Nadzorczej PGNiG SA zostali odwołani Pani Joanna Stuglik oraz Pan Hubert Konarski i jednocześnie zostali powołani Pan Maciej Kaliski oraz Pan Marek Karabuła.

Po 31 grudnia 2008 roku nie było zmiany w składzie Rady Nadzorczej PGNiG SA.

2. Informacje o stosowanych zasadach rachunkowości

2.1. Podstawa sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską (UE) na dzień 31 grudnia 2008 roku.

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

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

Najważniejsze zasady rachunkowości stosowane przez Grupę Kapitałową PGNiG zostały przedstawione poniżej.

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

Sprawozdanie finansowe Grupy zostało sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez Jednostkę Dominującą i jednostki zależne w okresie co najmniej 12 miesięcy po dniu bilansowym.

Zarząd Jednostki Dominującej nie stwierdza na dzień podpisania niniejszego sprawozdania finansowego istnienia faktów i okoliczności, które wskazywałyby na zagrożenia dla możliwości kontynuacji działalności w okresie 12 miesięcy po dniu bilansowym na skutek zamierzonego lub przymusowego zaniechania bądź istotnego ograniczenia przez nią dotychczasowej działalności.

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostanie przedstawione do zatwierdzenia przez Zarząd Jednostki Dominującej do publikacji w dniu 30 kwietnia 2009 roku.

Oświadczenie o zgodności

MSSF obejmują standardy i interpretacje zaakceptowane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości (RMSR) oraz Komitet ds. Interpretacji Międzynarodowej Sprawozdawczości Finansowej.

W roku bieżącym Grupa przyjęła wszystkie nowe i zweryfikowane standardy i interpretacje wydane przez Radę Międzynarodowych

Standardów Rachunkowości i Komitet ds. Interpretacji Międzynarodowych Standardów Rachunkowości i zatwierdzone do stosowania w UE, mające zastosowanie do prowadzonej przez nią działalności i obowiązujące w rocznych okresach sprawozdawczych od 1 stycznia 2008 roku. Przyjęcie nowych i zweryfikowanych standardów i interpretacji nie spowodowało zmian w zasadach rachunkowości Grupy wpływających na wielkości wykazywane w sprawozdaniach finansowych za lata ubiegłe i za rok bieżący.

2.2. Wpływ nowych standardów i interpretacji na sprawozdanie finansowe Grupy

Następujące interpretacje są obowiązujące na dzień 31 grudnia 2008 roku:

- Zmiany do MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena” oraz MSSF 7 „Instrumenty finansowe: ujawnianie informacji”- Przekwalifikowanie aktywów finansowych (mające zastosowanie do reklasyfikacji przeprowadzonych na dzień 1 lipca 2008 roku i po tej dacie).
- Zmiany do MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena” oraz MSSF 7 „Instrumenty finansowe: ujawnianie informacji”- Przekwalifikowanie aktywów finansowych, data wejścia w życie i postanowienia przejściowe (wchodzą w życie z dniem 1 lipca 2008 roku).
- Interpretacja KIMSF 11 „MSSF 2 – Wydanie akcji w ramach grupy i transakcje w nabytych akcjach własnych” (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 marca 2007 roku lub po tej dacie).
- Interpretacja KIMSF 12 „Umowy na usługi koncesjonowane” (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2008 roku lub po tej dacie).
- KIMSF 14 „MSR 19 - Ograniczenie ujmowania nadwyżki w programie określonych świadczeń, minimalne wymogi dotyczące ujęcia oraz wzajemne powiązania między tymi wymogami.”
- KIMSF ma zastosowanie po raz pierwszy do okresów rocznych rozpoczynających się od lub po 1 stycznia 2008 roku.

Przyjęcie powyższych interpretacji nie spowodowało znaczących zmian w polityce rachunkowości Grupy.

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

- MSSF 8 „Segmenty operacyjne”, zatwierdzony w UE 21 listopada 2007 roku (obowiązujący od 1 stycznia 2009 roku).
- Zmiany do MSSF 1 „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy” oraz do MSR 27 „Skonsolidowane i jednostkowe sprawozdania finansowe”, zatwierdzone w UE 23 stycznia 2009 roku (obowiązujące od 1 stycznia 2009).
- MSSF (2008) „Zmiany Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej”, zatwierdzone w UE 23 stycznia 2009 roku (większość zmian obowiązuje od 1 stycznia 2009 roku).
- Zmiany do MSR 32 „Instrumenty finansowe: prezentacja” i MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych, zatwierdzone w UE 21 stycznia 2009 roku (obowiązujące od 1 stycznia 2009 roku).

- MSR 1 (znowelizowany) „Prezentacja sprawozdań finansowych”, zatwierdzony w UE 17 grudnia 2008 roku (obowiązujący od 1 stycznia 2009 roku).
- MSR 23 (znowelizowany) „Koszty finansowania zewnętrzne”, zatwierdzony w UE 10 grudnia 2008 roku (obowiązujący od 1 stycznia 2009 roku).
- Zmiany do MSSF 2 „Płatności w formie akcji”, zatwierdzone w UE 16 grudnia 2008 roku (obowiązujące od 1 stycznia 2009 roku).
- Interpretacja KIMSF 13 „Programy lojalnościowe”, zatwierdzona w UE 16 grudnia 2008 roku (obowiązująca od 1 stycznia 2009 roku).

Grupa dokonała oceny skutków zastosowania tych interpretacji i zmian standardów i zidentyfikowała, że zmiany w zakresie MSR 1, MSSF 8 oraz MSR 23 mogą mieć wpływ na prezentację sprawozdania finansowego w momencie zastosowania. Grupa począwszy od 1 stycznia 2009 roku rozpocznie raportowanie uwzględniające proponowane zmiany.

Według szacunków Grupy pozostałe zmiany nie miałyby istotnego wpływu na skonsolidowane sprawozdanie finansowe, jeżeli zostałyby zastosowane przez Grupę na dzień bilansowy. Grupa nie zamierza stosować tych standardów i interpretacji przed datą ich obowiązywania.

MSSF w kształcie zatwierdzonym przez UE nie różnią się obecnie w znaczący sposób od regulacji przyjętych przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości, za wyjątkiem poniższych standardów, które według stanu na 7 kwietnia 2009 roku nie zostały jeszcze przyjęte do stosowania:

- MSSF 3 (znowelizowany) „Połączenia jednostek gospodarczych” (obowiązujący od 1 lipca 2009 roku).
- MSSF 1 (znowelizowany) „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy” (obowiązujący od 1 lipca 2009 roku).
- Zmiany do MSSF 7 „Instrumenty finansowe: ujawnianie informacji” (obowiązujące od 1 stycznia 2009 roku).
- Zmiany do MSR 27 „Skonsolidowane i jednostkowe sprawozdania finansowe” (obowiązujące od 1 lipca 2009 roku).
- Zmiany do MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena” (obowiązujące od 1 lipca 2009 roku).
- Zmiany do MSR 39 „Reklasyfikacja aktywów finansowych” oraz do MSSF 7 „Instrumenty finansowe: ujawnianie informacji (wchodzą w życie z dniem 1 lipca 2008 roku).
- Zmiany do KIMSF 9 „Ponowna ocena wbudowanych instrumentów pochodnych” oraz do MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena” (obowiązujące od 30 czerwca 2009 roku).
- Interpretacji KIMSF 12 „Umowy koncesyjne” (obowiązuje od 1 stycznia 2009 roku).
- Interpretacja KIMSF 15 „Umowy o budowę nieruchomości” (obowiązująca od 1 stycznia 2009 roku).
- Interpretacja KIMSF 16 „Zabezpieczenie inwestycji netto w jednostce zagranicznej” (obowiązująca od 1 października 2008 roku).
- Interpretacja KIMSF 17 „Dystrybucja aktywów niepieniężnych na rzecz właścicieli” (obowiązująca od 1 lipca 2009 roku).
- Interpretacja KIMSF 18 „Transfer aktywów od klientów” (obowiązująca od 30 czerwca 2009 roku).

Według szacunków Grupy, wymienione wyżej standardy, interpretacje i zmiany do standardów nie miałyby istotnego wpływu na skonsolidowane sprawozdanie finansowe, jeżeli zostałyby zastosowane przez Grupę na dzień bilansowy.

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

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

2.3. Przyjęte zasady rachunkowości

Zasady konsolidacji

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zawiera sprawozdanie finansowe PGNiG SA jako jednostki dominującej oraz sprawozdania jednostek kontrolowanych przez jednostkę dominującą (lub kontrolowanych przez jednostki zależne od jednostki dominującej) sporządzone na dzień 31 grudnia 2008 roku, za wyjątkiem spółek zależnych, których efekt na skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie byłby istotny. Kontrola występuje wówczas, gdy jednostka dominująca ma możliwość wpływania na politykę finansową i operacyjną podległej jednostki w celu osiągnięcia korzyści z jej działalności.

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

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

Wszelkie transakcje, salda, przychody i koszty pomiędzy podmiotami powiązanymi objętymi konsolidacją podlegają wyłączeniem konsolidacyjnym. Wyniki finansowe jednostek nabytych lub sprzedanych w ciągu roku są ujmowane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym od momentu nabycia oraz do momentu zbycia. W przypadku utraty kontroli nad jednostką zależną, skonsolidowane sprawozdanie finansowe uwzględnia wyniki za tę część roku objętego sprawozdaniem, w którym to okresie jednostka dominująca posiadała taką kontrolę.

Udziały mniejszości w 2008 roku obejmują część nie należących do Grupy udziałów w spółkach BSIPG Gazoprojekt SA, BN Naftomontaż sp. z o. o., oraz Naft-Stal sp. z o. o.

Inwestycje w jednostki stowarzyszone

Jednostką stowarzyszoną jest podmiot, na który jednostka do-

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

Nadwyżka ceny nabycia powyżej wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania aktywów netto jednostki stowarzyszonej na dzień nabycia jest ujmowana jako wartość firmy. W przypadku, gdy cena nabycia jest niższa od wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania aktywów netto jednostki stowarzyszonej na dzień nabycia, różnica ujmowana jest jako zysk w rachunku zysków i strat okresu, w którym nastąpiło nabycie. Zyski i straty wynikające z transakcji pomiędzy Grupą a jednostką stowarzyszoną podlegają wyłączeniom konsolidacyjnym zgodnie z udziałem Grupy w kapitałach jednostki stowarzyszonej. Dni bilansowe jednostek stowarzyszonych i Grupy są jednakowe i oba podmioty stosują spójne zasady rachunkowości. W przypadkach, gdy jest to konieczne, w sprawozdaniach finansowych jednostek stowarzyszonych dokonuje się korekt mających na celu ujednolicenie zasad rachunkowości stosowanych przez jednostkę z zasadami stosowanymi przez podmiot dominujący. Straty ponoszone przez jednostkę stowarzyszoną mogą świadczyć o utracie wartości jej aktywów, co powoduje konieczność rozpoznania odpisu aktualizującego na odpowiednim poziomie.

Udziały we wspólnym przedsięwzięciu

Udział Grupy we wspólnym przedsięwzięciu jest ujmowany metodą praw własności zgodnie z zasadami opisanymi dla inwestycji w jednostki stowarzyszone.

Przeliczanie pozycji wyrażonych w walucie obcej

Walutą funkcjonalną (wyceny) i walutą prezentacji spółki PGNiG SA i jej jednostek zależnych za wyjątkiem spółki POGC Libya B.V. oraz PGNiG Norway AS jest złoty (PLN). Transakcje wyrażone w walutach obcych są początkowo ujmowane według kursu waluty funkcjonalnej, obowiązującego na dzień zawarcia transakcji. Aktywa i zobowiązania pieniężne wyrażone w walutach obcych są przeliczane po kursie waluty funkcjonalnej, obowiązującej na dzień bilansowy. Wszystkie różnice kursowe są ujmowane w skonsolidowanym rachunku zysków i strat, z wyjątkiem różnic kursowych powstałych z przeliczenia aktywów i pasywów jednostek zagranicznych. Różnice te są ujmowane bezpośrednio w kapitale własnym aż do momentu zbycia udziałów w tych jednostkach. Pozycje niepieniężne wyceniane według kosztów historycznych w walucie obcej są przeliczane po kursie wymiany z dnia początkowej transakcji. Pozycje niepieniężne wyceniane według wartości godziwej w walucie obcej są przeliczane po kursie wymiany z dnia ustalenia takiej wartości godziwej.

W celu zabezpieczenia się przed ryzykiem zmian kursów walutowych, Jednostka Dominująca wykorzystuje walutowe transakcje forward oraz opcje (zob. poniżej zasady rachunkowości stosowane przez Grupę w odniesieniu do pochodnych instru-

w tysiącach złotych

mentów finansowych).

Walutą funkcjonalną zagranicznych oddziałów jest rupia pakietańska (PKR) dla Oddziału Operatorskiego w Pakistanie oraz złoty (PLN) dla Oddziału w Egipcie, Oddziału w Danii oraz Oddziału w Algierii, a dla jednostek zależnych (POGC Libya B.V. oraz PGNiG Norway AS) jest odpowiednio euro oraz korona norweska (NOK). Na dzień bilansowy aktywa i zobowiązania tych zagranicznych jednostek są przeliczane na walutę prezentacji PGNiG SA po kursie obowiązującym na dzień bilansowy, a ich rachunki zysków i strat są przeliczone po średnim kursie wymiany za dany rok obrotowy. Różnice kursowe powstałe w wyniku takiego przeliczenia są ujmowane bezpośrednio w kapitale własnym, jako jego odrębny składnik. W momencie zbycia podmiotu zagranicznego, zakumulowane odroczone różnice kursowe ujęte w kapitale własnym, dotyczące danego podmiotu zagranicznego, są ujmowane w rachunku zysków i strat.

Rzeczowe aktywa trwałe

Składniki rzeczowego majątku trwałego początkowo ujmowane są według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia (model wyceny wg kosztu historycznego).

Cena nabycia lub koszt wytworzenia obejmuje koszty poniesione na zakup lub wytworzenie rzeczowych aktywów trwałych oraz nakłady poniesione w terminie późniejszym w celu zwiększenia przydatności składnika, zamiany istotnych części lub jego odnowienia. Do ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pozycji rzeczowych aktywów trwałych nie zalicza się odsetek od finansowania zewnętrznego oraz różnic kursowych dotyczących wytworzenia składnika rzeczowych aktywów trwałych, które odnoszone są w rachunek zysków i strat w chwili poniesienia.

Części zamienne oraz wyposażenie związane z serwisem wykazywane są jako zapasy i ujmowane w rachunku zysków i strat w momencie ich wykorzystania. Istotne części zamienne oraz awaryjne wyposażenie kwalifikuje się do wykazania jako rzeczowe aktywa trwałe, jeżeli Grupa oczekuje, iż będą one wykorzystywane przez czas dłuższy niż jeden rok i możliwe jest ich przypisanie do poszczególnych pozycji rzeczowych aktywów trwałych. Grupa nie zwiększa wartości bilansowej 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 pozycji rzeczowych aktywów trwałych jako składnika aktywów, Grupa wykazuje go według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonego o zakumulowaną amortyzację oraz odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości. Amortyzację wylicza się dla wszystkich środków trwałych z pominięciem gruntów i środków trwałych w budowie, przez oszacowany okres ich ekonomicznej przydatności 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 z bilansu, 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.

Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze

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

Nakłady poniesione na wykonanie wstępnych analiz terenów (prace sejsmiczne, opracowanie i sporządzenie map geologicznych) Grupa ujmuje bezpośrednio jako koszt, w rachunku zysków i strat w okresie, w którym te nakłady zostały poniesione. Nakłady na wykonanie odwiertów, przeprowadzanych w ramach prac poszukiwawczych i rozpoznawczych, Grupa ujmuje w aktywach, jako środki trwałe w budowie.

Aktywowane wcześniej nakłady na wykonanie odwiertów uznanych za negatywne Grupa odpisuje w całości do rachunku zysków i strat, w okresie, w którym uznano odwiert za negatywny. Po tym, jak udowodniono techniczną wykonalność i komercyjną zasadność wydobywania gazu ziemnego i/lub ropy naftowej Grupa przeklasyfikowuje aktywa z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych do środków trwałych lub wartości niematerialnych, w zależności od tego czego dotyczy.

Koszty finansowania zewnętrznego

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

Nieruchomości inwestycyjne

Nieruchomość inwestycyjna to nieruchomość (grunt, budynek lub część budynku albo oba te elementy), które Spółka traktuje jako źródło przychodów z czynszów lub utrzymuje w posiadaniu ze względu na przyrost ich wartości, względnie obie te korzyści. Początkowo nieruchomości inwestycyjne są ujmowane według ceny nabycia z uwzględnieniem kosztów transakcji.

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

Nieruchomości inwestycyjne usuwane są z bilansu 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 z usunięcia nieruchomości inwestycyjnej z bilansu uj-

mowane są w rachunku zysków i strat w tym okresie, w którym dokonano takiej operacji.

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

Budynki i budowle 2 – 40 lat

Wartości niematerialne

Wartości niematerialne i prawne są to możliwe do zidentyfikowania niepieniężne składniki aktywów, nie posiadające postaci fizycznej, nad którymi Grupa sprawuje kontrolę i co do których prawdopodobne jest, że w przyszłości spowodują one wpływ korzyści ekonomicznych do Grupy.

Składnik wartości niematerialnych Grupa początkowo ujmuje w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia. Po początkowym ujęciu składnik wartości niematerialnych Grupa wycenia w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia pomniejszonym o umorzenie i łączną kwotę odpisów aktualizujących z tytułu utraty wartości. Stosowana metoda amortyzacji odzwierciedla sposób konsumowania korzyści ekonomicznych ze składnika wartości niematerialnych przez Grupę, przy czym, przy braku możliwości wiarygodnego określenia innego sposobu konsumowania tych korzyści stosuje się metodę liniową. Przyjętą metodę amortyzacji stosuje się w sposób ciągły w kolejnych okresach, chyba, że nastąpiła zmiana oczekiwanego sposobu konsumowania korzyści ekonomicznych.

Okres i metoda amortyzacji weryfikowane są na koniec każdego roku obrotowego. Jeśli oczekiwany okres użytkowania składnika aktywów różni się znacząco od poprzednich szacunków, dokonuje się zmiany okresu amortyzacji. Jeśli nastąpiła znacząca zmiana oczekiwanego sposobu rozłożenia w czasie korzyści ekonomicznych ze składnika aktywów, dokonuje się zmiany metody amortyzacji, aby odzwierciedlić tę zmianę. Powyższe zmiany Grupa ujmuje jako zmiany szacunków księgowych i odnosi w rachunek zysków i strat w okresie, w którym ma miejsce zmiana szacunków.

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

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

Prawo wieczystego użytkowania gruntu nabyte nieodpłatnie w drodze decyzji administracyjnej wydanej na podstawie ustawy z dnia 20 września 1990 roku o zmianie ustawy o gospodarce gruntami i wywłaszczaniu nieruchomości Grupa ujmuje wyłącznie pozabilansowo.

Prawo wieczystego użytkowania gruntu nabyte odpłatnie zaprezentowano jako wartości niematerialne i jest amortyzowane przez okres użytkowania. 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 jed-

nostka 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 i prawne o nieokreślonym okresie użytkowania nie podlegają amortyzacji.

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

Koszty badań i prac rozwojowych

Koszty prac badawczych nie podlegają aktywowaniu i są prezentowane w rachunku zysków i strat jako koszt okresu, w którym zostały poniesione. Koszty prac rozwojowych są kapitalizowane wyłącznie w sytuacji, gdy:

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

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

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

Leasing

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

Grupa jako leasingodawca

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

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

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

Grupa jako leasingobiorca

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

w tysiącach złotych

stającego zobowiązania była wielkością stałą. Koszty finansowe są odnoszone do rachunku zysków i strat.

Płatności z tytułu leasingu operacyjnego są odnoszone w rachunek zysków i strat przy zastosowaniu metody liniowej w okresie wynikającym z umowy leasingu.

Aktywa finansowe

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

Wszystkie inwestycje wyceniane są początkowo według ceny zakupu skorygowanej o koszty transakcji. Inwestycje klasyfikowane są jako „przeznaczone do obrotu” lub „dostępne do sprzedaży” i wyceniane są na dzień bilansowy według wartości godziwej. Zyski i straty wynikające ze zmiany wartości godziwej ujmowane są w rachunku zysków i strat za dany okres.

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

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

Dodatnia wycena instrumentów pochodnych, 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.

Aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży

Grupa klasyfikuje składnik aktywów trwałych (lub grupę do zbycia) jako przeznaczony do sprzedaży, jeśli jego wartość bilansowa zostanie odzyskana przede wszystkim w drodze transakcji sprzedaży, a nie poprzez jego dalsze wykorzystanie.

Sytuacja taka ma miejsce, gdy składnik aktywów (lub grupa do zbycia) jest dostępny do natychmiastowej sprzedaży w jego bieżącym stanie z uwzględnieniem jedynie normalnych i zwyczajowo przyjętych warunków dla sprzedaży tego typu aktywów (lub grup do zbycia) oraz jego sprzedaż jest wysoce prawdopodobna. Składnik aktywów (lub grupa do zbycia) klasyfikuje się jako przeznaczony do sprzedaży po podjęciu decyzji przez uprawniony, zgodnie ze statutem / umową Spółki, organ Spółki - Zarząd, Radę Nadzorczą lub Zgromadzenie Wspólników / Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy. Ponadto, składnik aktywów (lub grupa do zbycia)

musi być aktywnie oferowany na sprzedaż po cenie, która jest racjonalna w odniesieniu do jego bieżącej wartości godziwej. Dodatkowo, należy oczekiwać, że sprzedaż zostanie ujęta jako sprzedaż zakończona w czasie jednego roku od dnia klasyfikacji.

Grupa nie amortyzuje składnika aktywów trwałych od momentu klasyfikacji jako przeznaczony do sprzedaży.

Zapasy

Wartość zapasów w magazynie 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 w Centrali Spółki według średniej rzeczywistej ceny pozyskania, na którą składają się koszt nabycia paliwa gazowego ze wszystkich źródeł zagranicznych, rzeczywisty koszt wydobycia ze źródeł krajowych, koszt odzotowania 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.

Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności

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

Wartość należności aktualizuje się uwzględniając stopień prawdopodobieństwa ich zapłaty poprzez dokonanie odpisu aktualizującego, gdy istnieją obiektywne dowody na to, że nie będzie można odzyskać całości należnych kwot. Odpisy aktualizujące należności z tytułu dostaw paliwa gazowego dla odbiorców drobnych, o małym zużyciu paliwa gazowego, rozliczanych według grup taryfowych 1-4, kalkulowane są statystycznie. Podstawą tworzenia odpisów jest analiza danych historycznych o spłacie należności w okresie roku. Na bazie analizy wyliczane są wskaźniki spłacalności, które służą ustaleniu odpisów według struktury wiekowej należności.

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

Na wszystkie zarachowane odsetki tworzony jest odpis aktuali-

zujący w wysokości 100 %.

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

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

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

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

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty wykazane w bilansie obejmują środki pieniężne w banku i w kasie oraz krótkoterminowe aktywa finansowe o dużej płynności o pierwotnym okresie zapadalności nie przekraczającym trzech miesięcy, łatwo wymiernymi na określone kwoty środków pieniężnych oraz narażonymi na nieznaczne ryzyko zmiany wartości. Saldo środków pieniężnych i ich ekwiwalentów, wykazane w skonsolidowanym rachunku przepływów pieniężnych, składa się z określonych powyżej środków pieniężnych i ich ekwiwalentów, pomniejszonych o niespłacone kredyty w rachunkach bieżących.

Utrata wartości

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

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

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

Jeżeli wartość odzyskiwalna jest niższa od wartości księgowej netto składnika aktywów (lub grupy aktywów), wartość księgowa jest pomniejszana do wartości odzyskiwalnej. Strata z tytułu utraty wartości jest ujmowana jako koszt w okresie, w którym wystąpiła

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

Kapitały własne

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

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

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

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

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

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

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

Kredyty bankowe i pożyczki

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

Różnica pomiędzy wpływami netto a wartością wykupu jest wykazywana w przychodach lub kosztach finansowych w okresie

w tysiącach złotych

wykorzystywania kredytu lub pożyczki

Rezerwy

Rezerwy są tworzone w przypadku, kiedy w następstwie przeszłych zdarzeń powstaje potencjalne, możliwe do oszacowania zobowiązanie (obowiązek prawny lub obowiązek zwyczajowy), które w przyszłości może z dużym prawdopodobieństwem spowodować wypływ ze Spółki aktywów generujących korzyści ekonomiczne. Wysokość utworzonych rezerw jest weryfikowana na dzień bilansowy w celu ich skorygowania do wysokości bieżącej prognozy.

Grupa wycenia rezerwy dyskontując je, jeśli skutek zmiany wartości pieniądza w czasie jest istotny, z zastosowaniem stopy dyskontowej przed opodatkowaniem, która odzwierciedla bieżącą, rynkową ocenę wartości pieniądza w czasie oraz ryzyko związane z danym składnikiem pasywów, nie odzwierciedlone w najbardziej właściwym szacunku nakładów. Jeśli rezerwa jest dyskontowana, zwiększenie wartości rezerwy wynikające z upływu czasu jest ujmowane jako koszt finansowania zewnętrznego. Stopy dyskontowej nie powinno obciążać ryzyko, o które skorygowano szacunki przyszłych przepływów środków pieniężnych. W przypadku, gdy rezerwy dotyczą kosztów likwidacji aktywów związanych z wydobywaniem, początkowa wartość rezerwy zwiększa wartość odpowiedniego środka trwałego. Późniejsze korekty wysokości rezerwy będące skutkiem zmian szacunków są również traktowane jako korekta wartości środka trwałego.

Szczegółowy opis tytułów rezerw występujących w Grupie został opisany w punkcie 29.

Rozliczenia międzyokresowe

Spółki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej dokonują czynnych rozliczeń międzyokresowych, jeżeli dotyczą one wydatków, z których koszty dotyczą przyszłych okresów sprawozdawczych. Są one w bilansie prezentowane w oddzielnej pozycji aktywów. Bierne rozliczenia międzyokresowe są zobowiązaniami przypadającymi do zapłaty za towary lub usługi, które zostały otrzymane/wykonane, ale nie zostały opłacone, zafakturowane lub formalnie uzgodnione z dostawcą, łącznie z kwotami należnymi pracownikom (na przykład kwoty dotyczące naliczonego wynagrodzenia za urlop). Rozliczenia te w bilansie są wykazywane w pasywach łącznie ze zobowiązaniami z tytułu dostaw i usług oraz pozostałymi zobowiązaniami.

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

Do rozliczeń międzyokresowych przychodów Jednostka Dominująca zalicza wartość przychodów przyszłych okresów z tytułu prognozowanej sprzedaży gazu oraz z tytułu dodatkowych opłat za nieodebrany gaz wynikające z umów take or pay (bierz lub płac).

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

Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania

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

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

Zobowiązania finansowe

Zobowiązania finansowe wyceniane są w 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.

Przychody ze sprzedaży

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

Sprzedaż towarów i produktów

Przychody ze sprzedaży ujmowane są w wartości godziwej zapłat otrzymanych lub należnych i reprezentują należności za produkty, towary i usługi dostarczone w ramach normalnej działalności gospodarczej, po pomniejszeniu o rabaty, VAT i inne podatki związane ze sprzedażą (podatek akcyzowy). Sprzedaż towarów i produktów ujmowana jest w momencie dostarczenia towarów i produktów wraz z przekazaniem dotyczącego ich prawa własności. W celu prawidłowego zaliczenia przychodów ze sprzedaży gazu do właściwego okresu sprawozdawczego, na dzień bilansowy dokonywane są szacunki gazu dostarczonego do odbiorców indywidualnych w oparciu o tzw. „metodę zakupową”.

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

Świadczenie usług

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

wysokości poniesionych kosztów, które jednostka spodziewa się odzyskać.

Odsetki

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

Dywidendy

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

Przychody z tytułu wynajmu

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

Kontrakty budowlane

Przychody z umowy wycenia się według wartości godziwej otrzymanej lub należnej zapłaty.

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

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

W przypadku, kiedy istnieje prawdopodobieństwo, że koszty kontraktu przekroczą przychody, spodziewana strata na kontrakcie jest natychmiast rozpoznawana i ujmowana jako koszt.

Dotacje państwowe

Dotacje państwowe do aktywów trwałych są prezentowane w bilansie jako przychody przyszłych okresów a następnie stopniowo, drogą równych odpisów rocznych, odpisywane są w rachunek zysków i strat przez przewidywany okres użytkowania tych aktywów.

Podatek dochodowy

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

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

obowiązujące w danym roku obrotowym.

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

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

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

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

2.4. Główne przyczyny niepewności wartości szacunkowych

W procesie zastosowania przez Grupę polityki rachunkowości opisanej powyżej, Grupa przyjęła założenia dotyczące niepewności i szacunków, które miały najistotniejszy wpływ na wartości zamieszczone w sprawozdaniu finansowym. W związku z tym istnieje ryzyko istotnych zmian w następujących okresach dotyczących głównie następujących obszarów:

Sprawa dopłat do kapitału PI GAZOTECH sp. z o.o.

W 2008 roku toczyły się sprawy z powództwa PGNiG SA 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 dniu 4 lutego 2008 roku Sąd Apelacyjny oddalił apelację PGNiG SA dotyczącą sprawy o stwierdzenie nieważności uchwał Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku, w tym uchwały zobowiązującej PGNiG SA do dopłaty 52.000 tysięcy złotych do kapitału tej spółki. Wyrok jest prawomocny. Zabezpieczenie powództwa poprzez wstrzymanie wykonania uchwały o dopłatach z chwilą wydania wyroku przez Sąd Apelacyjny upadło. W dniu 8 lipca 2008 roku

w tysiącach złotych

została złożona skarga kasacyjna od wyroku Sądu Apelacyjnego z dnia 4 lutego 2008 roku. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, Spółka nie otrzymała informacji na temat rozpatrzenia skargi kasacyjnej przez Sąd Apelacyjny.

W dniu 5 lutego 2008 roku Sąd Apelacyjny w Warszawie oddalił apelację PGNiG SA w sprawie o ustalenie nieistnienia uchwały o umorzeniu udziałów, podjętej przez Zgromadzenie Wspólników PI GAZOTECH sp. z o.o. w dniu 23 kwietnia 2004 roku. Wyrok jest prawomocny. W dniu 27 maja 2008 roku została złożona skarga kasacyjna od wyroku Sądu Apelacyjnego z dnia 5 lutego 2008 roku. W związku z tym, że w dniu 5 grudnia 2008 roku Sąd wydał postanowienie o odmowie przyjęcia skargi kasacyjnej z 27 maja 2008 roku do rozpoznania. Oznacza to, iż powództwo Spółki w tej sprawie zostało prawomocnie i ostatecznie oddalone.

Wyrokiem z dnia 31 października 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG SA przeciw spółce PI GAZOTECH sp. z o.o. o stwierdzenie nieważności uchwały Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH sp. z o.o. z dnia 19 stycznia 2005 roku, zobowiązującej PGNiG SA do wniesienia dopłaty w kwocie 25.999 tysięcy złotych. W dniu 13 stycznia 2009 roku Spółka złożyła apelację od wyroku Sądu Okręgowego. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, Spółka nie otrzymała informacji na temat rozpatrzenia apelacji przez Sąd Apelacyjny.

W przypadku sprawy o uchylenie uchwały Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH sp. z o.o. z dnia 6 października 2005 roku, zobowiązującej PGNiG SA do wniesienia dopłaty w kwocie 6.552 tysięcy złotych w dniu 30 maja 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG SA i uchylił postanowienie w sprawie zabezpieczenia powództwa PGNiG SA. W dniu 22 lipca 2008 roku Spółka złożyła zażalenie na wskazane postępowanie, a w dniu 29 lipca 2008 roku apelację od wyroku Sądu Okręgowego. W dniu 12 listopada Sąd Apelacyjny uwzględnił zażalenie Spółki na postanowienie Sądu Okręgowego z dnia 30 maja 2008 roku o uchyleniu zabezpieczenia oraz przekazał sprawę do ponownego rozpatrzenia Sądowi Okręgowemu. W dniu 14 stycznia 2009 roku Sąd Okręgowy ponownie uchylił zabezpieczenie. Spółka złożyła wniosek o uzasadnienie postanowienia Sądu Okręgowego. Natomiast w przypadku apelacji od wyroku z dnia 30 maja 2008 roku, do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, Spółka nie otrzymała informacji na ten temat z Sądu Apelacyjnego.

W dniu 20 października 2008 roku złożony został pozew o stwierdzenie nieważności uchwał podjętych przez Zgromadzenie Wspólników PI GAZOTECH sp. z o.o. z dnia 19 września 2008 roku. Podstawy zaskarżenia ograniczono do kwestii stricte formalnych (zwołanie zgromadzenia przez osoby nieuprawnione oraz podjęcie uchwał z wykorzystaniem postanowienia uprzywilejowanego udziału Funduszu Abit-Inwest SA, sprzeczne z zasadą jednakowego traktowania udziałowców spółki kapitałowej). Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, sprawa ta nie została rozstrzygnięta.

W dniu 7 listopada 2008 roku Spółka złożyła do Sądu Okręgowego pozew o ustalenie nieistnienia uprzywilejowania co do prawa głosu z udziałów posiadanych w PI GAZOTECH sp. z o.o. przez Fundusz Kapitałowy Abit-Inwest SA. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, sprawa ta nie została rozstrzygnięta.

W związku z powyższym w sprawozdaniu za 2008 rok Jednostka Dominująca pozostawiła w księgach zobowiązanie i należność od PI GAZOTECH sp. z o.o. z tytułu dopłaty do kapitału zakłado-

wego w wysokości 82.472 tysięcy złotych oraz utworzony odpis na tą należność w kwocie 82.472 tysięcy złotych a także zwiększyła rezerwę na potencjalne koszty do wysokości 5.459 tysięcy złotych (z 924 tysięcy z końca 2007 roku).

Utrata wartości majątku trwałego

Podstawowe aktywa operacyjne Grupy stanowi majątek kopalniany, infrastruktura przesyłowa oraz magazyny paliwa gazowego. Wartość majątku została poddana testom na utratę wartości. Grupa skalkulowała i ujęła w księgach istotne kwoty odpisów z tytułu utraty wartości majątku bazując na ocenie ich przydatności do użycia obecnie i w przyszłości, planowanych likwidacji lub sprzedaży. Dla pewnych składników założenia przyjęte w związku z możliwością użytkowania, likwidacji i sprzedaży aktywów mogą ulec zmianie. Odpowiednie informacje odnośnie wartości odpisów z tytułu utraty wartości zamieszczono w Nocie 11.2.

W przypadku majątku kopalnianego istnieje niepewność związana z szacunkami zasobów gazu i ropy naftowej, na podstawie których szacowane są przepływy pieniężne dotyczące tego majątku. Zmiana szacunków zasobów ma bezpośredni wpływ na wielkość odpisów aktualizujących majątek kopalniany.

Istotnym elementem niepewności jest też ryzyko zmiany decyzji URE co do poziomu cen na usługi dystrybucji paliwa gazowego. Zmiana tych cen ma istotny wpływ na zmianę przepływów środków pieniężnych w spółkach dystrybucyjnych, co może skutkować koniecznością aktualizacji odpisów aktualizujących wartość majątku dystrybucyjnego.

Okresy ekonomicznej użyteczności składników środków trwałych

W punkcie 2.3. sprawozdania podano stawki amortyzacyjne dla głównych grup środków trwałych. Okresy ekonomicznej użyteczności środków trwałych oparto na ocenie służb technicznych, zajmujących się ich eksploatacją. Szacunkom takim towarzyszy niepewność, co do przyszłych warunków prowadzenia działalności gospodarczej, zmian technologicznych i konkurencji na rynku, które skutkować mogą inną oceną ekonomicznej przydatności składników i pozostałego okresu ich użyteczności, co w rezultacie może istotnie wpłynąć na wartość środków trwałych oraz koszty amortyzacji w przyszłości.

Szacowanie sprzedaży gazu

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

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

Rezerwy na ochronę środowiska

Znaczącą pozycję rezerw w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym stanowi rezerwa na koszty likwidacji odwiertów

oraz inne rezerwy na ochronę środowiska opisane w nodzie 29. Rezerwa ta jest oparta na szacunkach przyszłych kosztów likwidacji i rekultywacji, na którą znaczący wpływ ma przyjęta stopa dyskontowa oraz szacunek okresu przepływów pieniężnych.

Utrata wartości akcji SGT EUROPOL GAZ SA

Jednostka Dominująca przeprowadziła analizę pod kątem utraty wartości wycenianych akcji SGT EUROPOL GAZ SA stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych, opierając wyliczenia na danych zawartych w planie finansowym SGT EUROPOL GAZ SA na lata 2006 – 2019, o czym mowa szerzej w nodzie 6. Wyniki przeprowadzonych testów na utratę wartości wykazują znaczne różnice w zależności od przyjętych założeń dotyczących przyszłych przepływów pieniężnych, przyjętej stopy dyskontowej oraz szacunkowego okresu przepływów pieniężnych, w rezultacie może istotnie wpłynąć na wartość udziałów w przyszłości.

2.5. Zmiany prezentacji w sprawozdaniu finansowym

Zmiany prezentacji w rachunku zysków i strat

Grupa dokonała zmian w rachunku zysków i strat za 2007 rok w celu doprowadzenia danych za okres porównawczy do porównywalności z okresem bieżącym. Grupa dokonała zmiany w prezentacji kosztów finansowych z tytułu wyceny i rozliczenia transakcji pochodnych zabezpieczających kurs walutowy przy zakupie gazu z importu.

Różnice kursowe oraz koszty związane z wyceną i rozliczeniem transakcji pochodnych zgodnie z MSR, powinny korygować te pozycje rachunku wyników, których dotyczą. Taka prezentacja kosztów daje czytelny obraz Grupy, która w kosztach finansowych prezentuje jedynie koszty związane z zaciąganiem, bądź udzielaniem kredytów i pożyczek, natomiast w kosztach działalności operacyjnej – koszty, które są z nią bezpośrednio związane, np. zrealizowane różnice kursowe z tytułu zakupu walut obcych w celu zapłaty za gaz z importu. Zatem, zmiana ta jest spójna z dotychczasową prezentacją różnic kursowych od rozrachunków handlowych, które prezentowane były i są w działalności operacyjnej.

W związku z tym Grupa dokonała w rachunku zysków i strat za 2007 rok reklasyfikacji przychodów i kosztów dotyczących rozrachunków z tytułu zobowiązań handlowych (w tym dotyczące zobowiązań z tytułu zakupu gazu) oraz wyceny instrumentów pochodnych zabezpieczających zobowiązania handlowe (zakupu gazu), przenosząc je z pozycji przychodów lub kosztów finansowych do pozycji „Pozostałe koszty operacyjne netto”. W wyniku tego zmiany uległy wyniki operacyjne w obydwu prezentowanych w raporcie okresach porównawczych. Wynik przed opodatkowaniem oraz wynik netto nie uległy zmianie.

Grupa w 2008 roku wprowadziła zmianę prezentacji wyceny i rozliczenia transakcji pochodnych zabezpieczających aktywa zagraniczne. Dotychczas wycena i rozliczenia tych transakcji były prezentowane w działalności finansowej a różnice kursowe dotyczące zabezpieczonych aktywów były wykazywane w działalności operacyjnej. W związku z tym, że pozycje zabezpieczające dotyczą aktywów wykorzystywanych w działalności operacyjnej, Grupa prezentuje je obecnie w rachunku zysków i strat w działalności operacyjnej. W związku z tym Grupa dokonała również odpowiedniej reklasyfikacji w rachunku zysków i strat

za 2007 rok. Zmiana ta w ocenie Spółki pozwala na lepsze odzwierciedlenie w sprawozdaniu finansowym wyników na działalności operacyjnej i na działalności finansowej Grupy.

Grupa dodatkowo zmieniła prezentację ujęcia dyskonta dotyczącego rezerw na likwidację środków trwałych. Dotychczas zmiany tej rezerwy w części dotyczącej dyskonta były prezentowane w działalności finansowej w rachunku zysków i strat. Obecnie jest ona prezentowana w działalności operacyjnej łącznie z innymi zmianami dotyczącymi tej rezerwy. W związku z tym Grupa dokonała również odpowiedniej reklasyfikacji w rachunku zysków i strat za 2007 rok.

Zmiany wyniku operacyjnego i wyniku netto wynikające z wprowadzenia trzech powyższych zmian prezentacji zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Zmiany prezentacji w rachunku przepływów pieniężnych

W związku ze zmianą prezentacji w rachunku zysków i strat wyników na transakcjach pochodnych zabezpieczających kurs walutowy przy zakupie gazu z importu Grupa dokonała również odpowiednich zmian w rachunku przepływów środków pieniężnych. Obecnie zrealizowane wartości na transakcjach pochodnych zabezpieczających kurs walutowy przy zakupie gazu z importu prezentowane są w działalności operacyjnej a zrealizowane transakcje zabezpieczające wartości pożyczek są prezentowane w działalności inwestycyjnej. W związku z tym z działalności finansowej rachunku przepływów za 2007 rok została przeniesiona kwota 200 tysięcy złotych (301 tysięcy wpływów i 101 tysięcy wydatków) do działalności operacyjnej do pozycji „pozostałe pozycje netto”. Zmiana ta spowodowała spadek środków pieniężnych z działalności finansowej i jednocześnie wzrost środków pieniężnych z działalności operacyjnej o kwotę 200 tysięcy złotych.

Zmiana stanu środków pieniężnych netto oraz pozostałe pozycje z tytułu powyższych reklasyfikacji nie uległy zmianie.

Zmiany prezentacji w sprawozdaniu z segmentów działalności

Grupa dokonała reklasyfikacji nakładów inwestycyjnych na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne w sprawozdaniu z segmentów działalności za 2007 rok. Z segmentu obrót i magazynowanie została przeniesiona do segmentu poszukiwanie i wydobywanie wartość poniesionych nakładów na środki trwałe w budowie dotycząca nakładów na odwierty w kwocie 254.940 tysięcy złotych.

Nakłady te ewidencjonowane są w segmencie obrotu, ale w rzeczywistości po przyjęciu na środki trwałe majątek ten będzie wykorzystywany w segmencie wydobywanie. W związku z tym Grupa wykazała te nakłady w 2008 roku w segmencie poszukiwanie i wydobywanie i dokonała odpowiedniej korekty danych porównawczych za 2007 rok.

Grupa dokonała również korekty prezentacji zawyżonych obrotów w segmencie poszukiwanie i wydobywanie w sprawozdaniu z działalności segmentów za 2007 rok. Korekta polega na przesunięciu takiej samej kwoty 376.301 tysięcy złotych z pozycji sprzedaży między segmentami i pozycji pozostałych kosztów segmentu poszukiwanie i wydobywanie do kolumny eliminacji, w związku z tym zmiana ta nie ma wpływu na wynik tego segmentu ani na pozostałe kwoty sprawozdania. Kwota korekty wynika z ujęcia po stronie kosztów i przychodów kwoty eliminacji wewnętrznych w wysokości 188.150,5 tysięcy złotych z przeciwnym znakiem.

Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007					
Rachunek zysków i strat (wybrane pozycje)	Wartości prezentowane poprzednio	Reklasyfikacja różnic kursowych z wyceny i rozliczenia instrumentów pochodnych związanych z zakupem gazu*	Reklasyfikacja wyceny i rozliczenia instrumentów pochodnych związanych z aktywami zagranicznymi**	Reklasyfikacja dyskonta dotyczącego rezerw na likwidację środków trwałych**	Wartości po korektach
Pozostałe koszty operacyjne netto	(2 019 001)	(7 930)	13 391	3 925	(2 009 615)
Koszty operacyjne razem	(15 800 538)	(7 930)	13 391	3 925	(15 791 152)
Zysk z działalności operacyjnej	851 596	(7 930)	13 391	3 925	860 982
Przychody finansowe	282 287	(16 707)	(13 391)	(3 925)	248 264
Koszty finansowe	(115 129)	24 637	-	-	(90 492)
Zysk przed opodatkowaniem	1 002 728	-	-	-	1 002 728
Podatek dochodowy	(86 663)	-	-	-	(86 663)
Zysk netto	916 065	-	-	-	916 065

* Zmiana ta ma wpływ na segment obrotu i magazynowania.

** Zmiana ta ma wpływ na segment poszukiwanie i wydobywanie (powiększa wynik o 4.687 tysięcy złotych) i segment obrotu i magazynowania (pomniejsza wynik o 762 tysiące złotych).

3. Informacje dotyczące segmentów działalności

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

- a) **Segment poszukiwanie i wydobywanie.** Podstawową działalnością tego segmentu są pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania i wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Działalność poszukiwawczo-wydobywczą prowadzi zarówno PGNiG SA, jak i spółki Grupy Kapitałowej świadczące usługi w tym zakresie.
- b) **Segment obrotu i magazynowania.** 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 SA. Segment wykorzystuje na swoje potrzeby trzy podziemne magazyny gazu zlokalizowane w Mogilnie, Wierzchowicach i Husowie. Obsługą oraz rozbudową magazynów gazu zajmuje się PGNiG SA oraz INVESTGAS SA – spółka wchodząca w skład Grupy Kapitałowej. Segment prowadzi sprzedaż gazu wysokometanowego i zaazotanowego wprowadzanego do systemu przesyłowego oraz dystrybucyjnego. Obrót gazem regulowany jest przez Prawo energetyczne, a ceny ustalane są na podstawie taryf zatwierdzonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.
- c) **Segment dystrybucji.** Podstawową działalnością tego segmentu stanowi przesyłanie gazu ziemnego siecią dystrybucyjną. Dystrybucją gazu ziemnego zajmuje się sześć spółek (Spółki Gazownictwa), które dostarczają gaz do odbiorców domowych, przemysłowych i hurtowych. Ponadto spółki prowadzą eksploatację, remonty oraz rozbudowę sieci dystrybucyjnej.
- d) **Segment pozostała działalność.** Segment ten zajmuje się projektowaniem oraz realizacją obiektów budowlanych, maszyn i urządzeń dla sektora górniczego oraz paliwowo-energetycznego, a także świadczy usługi z zakresu branży hotelarsko-gastronomicznej. Powyższą działalność prowadzą przede wszystkim spółki Grupy Kapitałowej.

Aktywa segmentu obejmują wszystkie aktywa operacyjne wykorzystywane przez segment, na które składają się głównie - gotówka, należności, zapasy, środki trwałe w wartości pomniejszonej o umorzenia i odpisy aktualizujące. Podczas gdy większość aktywów może być bezpośrednio przyporządkowana do po-

szczególnych segmentów, wartość aktywów użytkowanych przez dwa lub więcej segmentów alokowana jest do poszczególnych segmentów na podstawie stopnia wykorzystania tych aktywów przez odpowiednie segmenty.

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

Zarówno aktywa jak i zobowiązania segmentu nie obejmują podatku odroczonego.

Transakcje wewnętrzne w ramach segmentu zostały wyeliminowane.

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

3.1. Segmenty branżowe

W poniższych tabelach przedstawione zostały dane dotyczące przychodów, kosztów i zysków oraz aktywów i pasywów poszczególnych segmentów branżowych Grupy za okresy zakończone 31 grudnia 2008 roku i 31 grudnia 2007 roku.

W I i II kwartale 2007 roku zarówno obrotem paliwem gazowym, jak i jego dystrybucją zajmowały się Spółki Gazownictwa Grupy Kapitałowej. W wyniku prawnego rozdzielenia obrotu paliwem gazowym od jego dystrybucji w połowie 2007 roku działalność związana z obrotem paliwem gazowym Grupy Kapitałowej została zintegrowana w PGNiG SA Spółki Gazownictwa zostały przekształcone w operatorów systemu dystrybucyjnego. W związku z tym w poniższym sprawozdaniu z segmentów działalności w okresie porównawczym zakończonym 31 grudnia 2007 roku segment dystrybucji obejmuje również przychody i koszty za I i II kwartał 2007 roku dotyczące sprzedawanego gazu, natomiast w sprawozdaniu z działalności segmentów za bieżący okres segment dystrybucji zawiera już jedynie przychody i koszty dotyczące usługi dystrybucyjnej a przychody i koszty dotyczące sprzedawanego gazu znajdują się w segmencie obrotu i magazynowania.

Okres zakończony 31 grudnia 2008 roku	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat						
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 129 205	16 116 182	27 763	158 898	-	18 432 048
Sprzedaż między segmentami	1 429 715	603 609	3 031 602	205 986	(5 270 912)	-
Przychody segmentu ogółem	3 558 920	16 719 791	3 059 365	364 884	(5 270 912)	18 432 048
Amortyzacja	(586 439)	(138 558)	(690 721)	(9 226)	-	(1 424 944)
Pozostałe koszty	(2 054 039)	(17 091 128)	(1 949 933)	(342 970)	5 231 644	(16 206 426)
Koszty segmentu ogółem	(2 640 478)	(17 229 686)	(2 640 654)	(352 196)	5 231 644	(17 631 370)
Wynik na działalności operacyjnej segmentu	918 442	(509 895)	418 711	12 688	(39 268)	800 678
Koszty finansowe netto						134 467
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		221				221
Zysk przed opodatkowaniem						935 366
Podatek dochodowy						(69 624)
Zysk netto	-	-	-	-	-	865 742
Bilans						
Aktywa segmentu	10 007 258	9 985 923	10 187 503	280 628	(2 004 906)	28 456 406
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		556 882				556 882
Aktywa nieprzypisane						217 122
Aktywa z tytułu odroczonego podatku						514 867
Aktywa ogółem	-	-	-	-	-	29 745 277
Kapitał własny ogółem						20 715 925
Zobowiązania segmentu	2 966 720	3 433 856	2 194 396	109 959	(2 004 906)	6 700 025
Zobowiązania nieprzypisane						977 086
Rezerwa na podatek odroczony						1 352 241
Pasywa ogółem	-	-	-	-	-	29 745 277
Pozostałe informacje dotyczące segmentu						
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne	(1 453 750)	(225 258)	(879 372)	(21 088)	-	(2 579 468)
Odpisy aktualizujące aktywa	(2 588 441)	(2 072 672)	(10 888 031)	(5 486)	-	(15 554 630)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						(53 346)

Okres zakończony 31 grudnia 2007 roku	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat						
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 054 235	9 468 768	5 013 685	115 446	-	16 652 134
Sprzedaż między segmentami	1 475 122	4 416 236	1 643 624	218 236	(7 753 218)	-
Przychody segmentu ogółem	3 529 357	13 885 004	6 657 309	333 682	(7 753 218)	16 652 134
Amortyzacja	(582 467)	(126 746)	(711 187)	(9 873)	-	(1 430 273)
Pozostałe koszty	(1 927 746)	(12 571 274)	(7 257 185)	(315 469)	7 710 795	(14 360 879)
Koszty segmentu ogółem	(2 510 213)	(12 698 020)	(7 968 372)	(325 342)	7 710 795	(15 791 152)
Wynik na działalności operacyjnej segmentu	1 019 144	1 186 984	(1 311 063)	8 340	(42 423)	860 982
Koszty finansowe netto						157 772
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		(16 026)				(16 026)
Zysk przed opodatkowaniem						1 002 728
Podatek dochodowy						(86 663)
Zysk netto						916 065
Bilans						
Aktywa segmentu	9 058 665	11 777 275	9 183 395	279 444	(2 938 092)	27 360 687
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		557 529				557 529
Aktywa nieprzypisane						63 871
Aktywa z tytułu odroczonego podatku						419 814
Aktywa ogółem						28 401 901
Kapitał własny ogółem						21 021 765
Zobowiązania segmentu	2 183 691	3 655 773	2 377 749	105 937	(2 938 092)	5 385 058
Zobowiązania nieprzypisane						464 719
Rezerwa na podatek odroczony						1 530 359
Pasywa ogółem						28 401 901
Pozostałe informacje dotyczące segmentu						
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne	(1 941 110)	(205 956)	(822 178)	(10 743)	-	(2 979 987)
Odpisy aktualizujące aktywa	(2 661 341)	(2 617 292)	(10 531 312)	(5 488)	-	(15 815 433)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						(55 628)

3.2. Segmenty geograficzne

Grupa prowadzi swoją działalność w przeważającej części na terenie kraju. Przychody ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów w obrocie eksportowym w 2008 roku stanowiły 5,21% (6,94% w 2007 roku) ogólnej kwoty przychodów netto ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów.

Grupa sprzedaje głównie do takich krajów jak: Szwajcaria, Indie, Wielka Brytania, Kazachstan, Pakistan, Egipt, Niemcy, Libia, Uganda, Syria, Ukraina, Węgry, Mozambik, Belgia, Norwegia, Czechy, Łotwa, Słowenia.

Również aktywa Grupy w przeważającej części znajdują się na terenie kraju. Wartość aktywów położonych poza granicami kra-

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Sprzedaż krajowa	17 470 943	15 496 872
Gaz wysokometanowy	15 007 748	13 343 694
Gaz zaazotowany	1 343 745	1 255 456
Ropa naftowa	430 388	335 142
Hel	12 280	12 270
Gaz propan butan	42 578	43 712
Gazolina	2 950	1 650
Gaz rozprężony	20 209	18 513
Usługi geofizyczno-geologiczne	124 493	45 079
Usługi poszukiwawcze	137 381	75 018
Produkcja budowlano-montażowa	56 603	25 095
Usługi projektowe	17 241	10 971
Usługi hotelowe	37 054	33 043
Pozostałe usługi	172 933	251 067
Pozostałe produkty	44 758	22 193
Towary i materiały	20 582	23 969
Sprzedaż eksportowa	961 105	1 155 262
Gaz wysokometanowy	28 380	27 877
Gaz zaazotowany	-	-
Ropa naftowa	345 199	442 731
Hel	15 295	18 228
Gaz propan butan	-	-
Gazolina	-	-
Gaz rozprężony	61	-
Usługi geofizyczno-geologiczne	236 345	326 534
Usługi poszukiwawcze	306 050	302 632
Produkcja budowlano-montażowa	7 438	14 098
Usługi projektowe	-	875
Usługi hotelowe	-	-
Pozostałe usługi	7 832	6 197
Pozostałe produkty	12 803	14 114
Towary i materiały	1 702	1 976
Razem	18 432 048	16 652 134

ju według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku stanowiła 6,19% (4,68% na dzień 31 grudnia 2007 roku) ogólnej kwoty aktywów. Działalność spółek Grupy na terenie Polski nie wykazuje istotnego

regionalnego zróżnicowania w zakresie ryzyka i poziomu zwrotu z poniesionych nakładów inwestycyjnych. W związku z powyższym Grupa prezentuje jedynie dane w podziale na segmenty branżowe.

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Aktywa położone w kraju	27 904 046	27 072 496
Aktywa położone za granicą kraju*	1 841 231	1 329 405
Razem	29 745 277	28 401 901

*Z tego kwota 1.412.335 tysięcy złotych na dzień 31 grudnia 2008 roku dotyczyła PGNiG Norway AS (1.075.353 na koniec 2007 roku).

w tysiącach złotych

4. Koszty operacyjne

4.1. Zużycie surowców i materiałów

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Zakup gazu	(10 982 923)	(7 727 120)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(648 758)	(604 491)
Razem	(11 631 681)	(8 331 611)

4.2. Świadczenia dla pracowników

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Wynagrodzenia	(1 637 925)	(1 488 811)
Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	(524 029)	(525 262)
Razem	(2 161 954)	(2 014 073)

4.3. Usługi obce

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Zakup usług przesyłowych	(1 367 121)	(1 464 580)
Pozostałe usługi obce	(1 422 033)	(1 227 944)
Razem	(2 789 154)	(2 692 524)

4.4. Pozostałe koszty operacyjne netto

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Zmiana stanu rezerw netto	(173 602)	47 906
Zmiana stanu odpisów netto*	(53 592)	(1 517 347)
Podatki i opłaty	(450 238)	(462 908)
Odsetki netto dotyczące działalności operacyjnej	162 075	308 245
Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej	(107 511)	(51 480)
Wynik na instrumentach pochodnych dotyczących działalności operacyjnej	360 451	(128 412)
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(21 924)	(51 854)
Przychody z bieżącego rozliczenia ujętych w bilansie przychodów przyszłych okresów	76 282	76 952
Różnica z wyceny majątku przekazanego dywidendą	14 881	226 567
Rezerwa na koszty związane z wycofywaniem aktywów z leasingu	48 448	(229 975)
Wynik ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	(30 909)	(19 395)
Ubezpieczenia majątkowe	(33 274)	(35 501)
Delegacje krajowe i zagraniczne	(50 221)	(52 237)
Zmiana stanu zapasów	7 942	(16 703)
Pozostałe koszty netto	(111 479)	(103 473)
Razem	(362 671)	(2 009 615)

*W tym w danych dla 2007 roku znajduje się aktualizacja odpisu DCF na majątek Spółek Gazownictwa w wysokości (1.317.341) tysięcy złotych.

5. Przychody i koszty finansowe

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Przychody finansowe	213 238	248 264
Zysk z instrumentów pochodnych	-	-
Przychody z tytułu odsetek	70 864	90 800
Dodatnie różnice kursowe	10 629	-
Aktualizacja wartości inwestycji	58 211	79 675
Zysk ze zbycia inwestycji	68 395	50 194
Dywidendy i udziały w zyskach	4 770	27 027
Pozostałe przychody finansowe	369	568
Koszty finansowe	(78 771)	(90 492)
Strata z instrumentów pochodnych	-	-
Koszty z tytułu odsetek	(17 153)	(44 108)
Ujemne różnice kursowe	-	(20 014)
Aktualizacja wartości inwestycji	(52 726)	(16 245)
Strata ze zbycia inwestycji	-	-
Prowizje od kredytów	(1 897)	(7 502)
Koszt udzielonych gwarancji	(1 576)	(1 201)
Pozostałe koszty finansowe	(5 419)	(1 422)
Wynik na działalności finansowej	134 467	157 772

6. Wycena jednostek stowarzyszonych metodą praw własności

6.1. Wartości bilansowa udziałów w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
SGT EUROPOL GAZ SA		
Udział Grupy PGNiG SA w kapitale spółki*	49,74%	49,74%
Podstawowa działalność	Przesył paliwa gazowego	Przesył paliwa gazowego
Wycena udziałów metodą praw własności	1 389 089	1 522 822
Cena nabycia	38 400	38 400
Udział w zmianie kapitałów	1 427 489	1 561 222
Odpis z tytułu utraty wartości	(888 789)	(1 022 522)
Wartość bilansowa inwestycji	538 700	538 700

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

GAS-TRADING SA		
Udział Grupy PGNiG SA w kapitale spółki	43,41%	43,41%
Podstawowa działalność	Handel	Handel
Wycena udziałów metodą praw własności	16 891	17 538
Cena nabycia	1 291	1 291
Udział w zmianie kapitałów	18 182	18 829
Odpis z tytułu utraty wartości	-	-
Wartość bilansowa inwestycji	18 182	18 829
Razem wartość bilansowa inwestycji	556 882	557 529

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

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Wartość bilansowa inwestycji na początek okresu	557 529	589 284
Wypłacona dywidenda przez GAS-TRADING SA	(868)	(15 729)
Wycena odniesiona w wynik finansowy, w tym:	221	(16 026)
Wycena SGT EUROPOL GAZ SA	-	(17 300)
Wycena GAS-TRADING SA	221	1 274
Wartość bilansowa inwestycji na koniec okresu	556 882	557 529

Jednostka Dominująca dokonała szacunku udziału w kapitałach własnych SGT EUROPOL GAZ SA opierając się na wartości tych kapitałów wynikającej ze sprawozdania finansowego SGT EUROPOL GAZ SA na dzień 31 grudnia 2008 roku sporządzonego zgodnie z Ustawą o rachunkowości, skorygowanego o różnice stosowanych w Grupie zasad rachunkowości oraz wyniki na transakcjach wewnątrz Grupy. Różnice zasad rachunkowości dotyczyły ujęcia kosztów odsetek w wartości netto środków trwałych. Grupa stosuje podejście wzorcowe ujmowania kosztów finansowania (MSR 23), w którym wartość początkowa środków trwałych nie obejmuje kosztów finansowania. Następnie Jednostka Dominująca przeprowadziła analizę pod kątem utraty wartości wycenianych akcji SGT EUROPOL GAZ SA stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych, opierając wyliczenia na danych zawartych w planie finansowym SGT EUROPOL GAZ SA na lata 2006 – 2019. Zdyskontowane przepływy obejmują wszystkie przepływy gotówkowe generowane przez SGT EUROPOL GAZ SA, w tym również przepływy związane z obsługą oprocentowanych obcych źródeł finansowania (koszty odsetkowe oraz spłatę kapitału kredytów i pożyczek). Na dzień 31 grudnia 2008 roku, używając metody praw własności,

Jednostka Dominująca wyliczyła wartość udziału w kapitale własnym spółki współzależnej w wysokości 1.427.489 tysięcy złotych.

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

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

Biorąc pod uwagę powyższe, Jednostka Dominująca stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych wyceniła wartość bilansową spółki SGT EUROPOL GAZ SA na dzień 31 grudnia 2008 roku na 538.700 tysięcy złotych. Wycena ta nie uległa zmianie w stosunku do wyceny na dzień 31 grudnia 2007 roku.

7. Podatek dochodowy

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

7.1. Podatek dochodowy wykazywany w rachunku zysków i strat

	Nota	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Zysk przed opodatkowaniem		935 366	1 002 728
Obowiązująca w okresie stawka podatkowa		19%	19%
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej		(177 720)	(190 518)
Różnice trwale pomiędzy wynikiem brutto a podstawą opodatkowania		108 096	103 855
Obciążenie podatkowe wykazane w rachunku zysków i strat		(69 624)	(86 663)
Bieżący podatek dochodowy	7.2.	(333 593)	(578 753)
Odroczony podatek dochodowy	7.3.	263 969	492 090
Efektywna stopa podatkowa		7%	9%

7.2. Bieżący podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Zysk przed opodatkowaniem (skonsolidowany)	935 366	1 002 728
Korekty konsolidacyjne	935	182 376
Różnice pomiędzy wynikiem brutto a podstawą opodatkowania podatkiem dochodowym	678 928	1 776 266
Przychody nie zaliczane do dochodu do opodatkowania	1 933 153	2 178 306
Koszty nie uznawane za koszty uzyskania przychodu	(2 821 351)	(4 030 691)
Przychody podatkowe nie zaliczane do księgowych	1 152 784	1 637 765
Koszty stanowiące koszt uzyskania przychodu, nie zaliczane do kosztów księgowych	(1 364 702)	(1 671 381)
Odliczenia od dochodu	2 648	(42 503)
Podstawa opodatkowania podatkiem dochodowym	1 615 229	2 961 370
Stawka podatkowa w danym okresie	19%	19%
Podatek dochodowy	(306 894)	(562 660)
Zwiększenia, zaniechania, zwolnienia, odliczenia i obniżki podatku	(26 699)	(16 093)
Podatek dochodowy bieżący wykazany w deklaracji podatkowej okresu	(333 593)	(578 753)
Bieżący podatek dochodowy wykazany w rachunku zysków i strat	(333 593)	(578 753)

7.3. Odroczonego podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu ujemnych różnic przejściowych*	85 720	(33 625)
Rezerwy z tyt. wypłat deputatów emerytalnych	(3 852)	(3 990)
Rezerwy z tyt. wypłat odpraw i nagród jubileuszowych	(6 949)	6 537
Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych	(3 114)	344
Rezerwa na niewykorzystane urlopy	667	1 059
Rezerwa na likwidację odwiertów	19 775	(13 177)
Pozostałe rezerwy	12 733	4 844
Odpisy aktualizujące środki trwałe	3 754	2 581
Odpisy aktualizujące udziały i akcje	(643)	(96)
Odpisy aktualizujące na odsetki od należności	-	520
Wycena negatywna zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	(3 365)	(3 552)
Wydatki związane z transakcjami zabezpieczającymi ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	-	(19 217)
Ujemne różnice kursowe	6 217	11 997
Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	33	(953)
Opłata przyłączeniowa	10 101	18 941
Strata podatkowa	(4 752)	4 752
Niewypłacone wynagrodzenia	2 736	294
Koszty dotyczące sprzedaży z obowiązkiem podatkowym w następnym miesiącu	-	(29 599)
Hiperinflacyjne przeszacowanie RMP	(1 027)	(1 027)
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	50 034	15 168
Pozostałe	3 372	(29 051)
Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu dodatnich różnic przejściowych	178 249	525 715
Dodatnie różnice kursowe od kredytów i lokat	(2 522)	426
Naliczone odsetki od pożyczek	(2 055)	(968)
Naliczone odsetki od należności	4	(498)
Wycena pozytywna zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	(23 759)	852
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	4 205	68 260
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	204 461	473 497
Pozostałe	(2 085)	(15 854)
Odroczony podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	263 969	492 090

* Bez zmiany podatku odroczonego ujmowanej bezpośrednio w kapitałach 9.200 tysięcy złotych, dotyczących wyceny instrumentów finansowych i różnic z przeliczenia podatku odroczonego spółek zagranicznych.

Bieżący okres sprawozdawczy obejmował okres podatkowy od 1 stycznia 2008 roku do 31 grudnia 2008 roku.

W 2008 roku obowiązywała 19% stawka podatku dochodowego od osób prawnych dla podmiotów działających na terenie Polski. W okresie porównawczym, tj. 2007 roku stawka ta wynosiła również 19%.

Przepisy dotyczące podatku od towarów i usług, podatku docho-

dowego od osób prawnych, fizycznych, czy składek na ubezpieczenia społeczne podlegają częstym zmianom, wskutek czego niejednokrotnie brak jest odniesienia do utrwalonych regulacji bądź precedensów prawnych. Obowiązujące przepisy zawierają również niejasności, które powodują różnice w opiniach, co do interpretacji prawnej przepisów podatkowych zarówno między organami państwowymi, jak i między organami państwowymi i przedsiębiorstwami. Rozliczenia podatkowe oraz inne (na przykład celne czy dewizowe) mogą być przedmiotem kontroli organów,

które uprawnione są do nakładania wysokich kar, a ustalone w wyniku kontroli dodatkowe kwoty zobowiązań muszą zostać wpłacone wraz z wysokimi odsetkami. Zjawiska te powodują, że ryzyko podatkowe w Polsce jest wyższe niż istniejące zwykle w krajach o bardziej rozwiniętym systemie podatkowym. W Polsce nie istnieją formalne procedury dotyczące uzgadniania ostatecznego poziomu wymiaru podatku. Rozliczenia podatkowe mogą zostać poddane kontroli przez okres pięciu lat. W efekcie kwoty wykazane w sprawozdaniu finansowym mogą ulec zmianie w późniejszym terminie po ostatecznym ustaleniu ich wysokości przez organa skarbowe.

Spółki zależne zagraniczne oraz oddziały zagraniczne Jednostki Dominującej oraz polskich spółek zależnych podlegają przepisom podatkowym krajów, na terenie których prowadzą działalność gospodarczą oraz przepisom wynikający z umów o unikaniu podwójnego opodatkowania. W przypadku oddziałów zagranicznych spółek zależnych, w 2008 i 2007 roku obowiązywały stawki podatkowe z przedziału od 30 do 37 % podstawy opodatkowania. Oddziały zagraniczne Jednostki Dominującej w 2008 i 2007 roku nie płaciły podatku dochodowego. W przypadku spółki zależnej PGNiG Norway AS marginalna stopa podatkowa wynosi 78% podstawy opodatkowania. Wynika to z tego, że działalność PGNiG Norway AS na szelfie kontynentalnym podlega opodatkowaniu w ramach dwóch równoległych systemów podatkowych:

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

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

- Możliwość zastosowanie wysokiej amortyzacji (roczna stawka amortyzacji wynosi 16,67 %) i rozpoczęcie okresu amortyzacji natychmiast po poniesieniu nakładów inwestycyjnych. W pierwszym roku, spółce przysługuje prawo do pełnej rocznej amortyzacji, niezależnie od daty poniesienia wydatku,
- Możliwość zastosowania w ramach reżimu podatku naftowego ulgi inwestycyjnej w wysokości 7,5% rocznie przez okres czterech lat. Ulga dotyczy nakładów inwestycyjnych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NSK) (z wyjątkiem kosztów poszukiwań) i wynosi 30% wydatków, które podlegają amorty-

zacji (7,5% razy 4 lata). Ulga ta jest odejmowana wyłącznie od podstawy opodatkowania podatkiem naftowym (stawka 50%) i nie dotyczy normalnego podatku dochodowego. Ma on stanowić zachętę do dalszych inwestycji na NSK. Jeżeli wartość ulgi przekracza wysokość dochodu w danym roku, może być odejmowany w kolejnych latach,

- Możliwość natychmiastowego odjęcia od przychodów całości wydatków na poszukiwania złoża. W sytuacji, gdy spółka nie uzyskuje dochodu, od którego może odliczyć koszty poszukiwań (jak obecnie PGNiG Norway AS), przysługuje jej prawo do natychmiastowego zwrotu 78% kosztów poszukiwań. Zwrot ma formę pieniężną, a przelew na konto spółki jest realizowany do końca kolejnego roku po roku objętym zeznaniem podatkowym.
- Koszty finansowe mogą być odliczane w obu systemach podatkowych.

W związku z powyższym spółka PGNiG Norway AS już w 2008 roku zaczęła amortyzować dokonane nakłady inwestycyjne oraz stosować opisaną ulgę inwestycyjną, ujmując je na razie jako podatek odroczony (w wysokości ujętej w pozycji „Ulgi inwestycyjne (Norwegia)” w tabeli 7.2.). W chwili uzyskania przychodów (tj. po 2011 roku) kwoty te zostaną odjęte od podstawy podatku bieżącego.

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

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

8. Działalność zaniechana

W 2008 roku Grupa nie zaniechała żadnej działalności. Grupa nie przewiduje również zaniechania żadnej z dotychczasowych działalności.

9. Zysk przypadający na jedną akcję

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

Zysk rozwodniony przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku netto za okres sprawozdawczy, przypadającego na zwykłych akcjonariuszy (po potrąceniu odsetek

od umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych na akcje zwykłe) przez średnią ważoną liczbę wyemitowanych akcji zwykłych występujących w ciągu okresu sprawozdawczego (skorygowaną o wpływ opcji rozwadniających oraz rozwadniających umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych na akcje zwykłe).

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

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	865 297	915 032
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej zastosowany do obliczenia rozwodnionego zysku na jedną akcję	865 297	915 032
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia podstawowego zysku na jedną akcję (tys. szt.)	5 900 000	5 900 000
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia rozwodnionego zysku na jedną akcję (tys. szt.)	5 900 000	5 900 000
Zysk podstawowy za okres obrotowy na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej	0,15	0,16
Zysk rozwodniony za okres obrotowy na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej	0,15	0,16

Data początku	Data końca	Liczba akcji zwykłych na rynku (w tys. szt.)	Liczba dni	Średnia ważona liczba akcji (w tys. szt.)
31 grudnia 2008				
2008-01-01	2008-12-31	5 900 000	366	5 900 000
Razem			366	5 900 000
31 grudnia 2007				
2007-01-01	2007-12-31	5 900 000	365	5 900 000
Razem			365	5 900 000

10. Dywidendy wypłacone i zaproponowane do wypłaty

Dywidendy zadeklarowane i wypłacone w okresie	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Wypłacona dywidenda na jedną akcję w złotych	0,19	0,17
Liczba akcji (tysiące sztuk)	5 900 000	5 900 000
Wartość wypłaconej dywidendy w tysiącach złotych, w tym:	1 121 000	1 003 000
- dywidenda wypłacona w formie rzeczowej do Skarbu Państwa	949 994	849 998
- dywidenda wypłacona w formie pieniężnej do Skarbu Państwa	6	2
- dywidenda wypłacona w formie pieniężnej dla pozostałych akcjonariuszy	171 000	153 000

Dywidenda za 2007 rok została wypłacona 1 października 2008 roku, a za 2006 rok 1 października 2007 roku.

netto w bilansie na dzień przekazania dywidendy został zaprezentowany w nocie 4.4.

Wpływ na wynik okresów z tytułu nadwyżki wartości majątku przekazanego dywidendą rzeczową nad wartością księgową

Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania nie została podjęta decyzja odnośnie podziału wyniku finansowego za rok 2008.

11. Rzeczowe aktywa trwałe

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Grunty	82 372	83 570
Budynki i budowle	13 557 215	12 542 252
Urządzenia techniczne i maszyny	2 322 574	2 129 116
Środki transportu i pozostałe	903 316	860 554
Razem środki trwałe	16 865 477	15 615 492
Środki trwałe w budowie	3 721 550	3 100 017
Razem rzeczowe aktywa trwałe	20 587 027	18 715 509

ŚRODKI TRWAŁE

31 grudnia 2008	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2008 roku, z uwzględnieniem umorzenia	83 570	12 542 252	2 129 116	860 554	15 615 492
Zwiększenie stanu	1 988	1 129 077	66 973	14 463	1 212 501
Zmniejszenie stanu	(3 621)	(284 105)	(17 483)	(20 799)	(326 008)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	1 392	1 049 653	456 035	186 539	1 693 619
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	20	28 186	29 866	10 598	68 670
Amortyzacja za rok obrotowy	(977)	(907 848)	(341 933)	(148 039)	(1 398 797)
Na dzień 31 grudnia 2008 roku, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji	82 372	13 557 215	2 322 574	903 316	16 865 477
Na dzień 1 stycznia 2008 roku					
Wartość brutto	91 877	28 486 648	3 857 286	1 609 789	34 045 600
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(8 307)	(15 944 396)	(1 728 170)	(749 235)	(18 430 108)
Wartość bilansowa netto na dzień 1 stycznia 2008 roku	83 570	12 542 252	2 129 116	860 554	15 615 492
Na dzień 31 grudnia 2008 roku					
Wartość brutto	91 488	29 962 452	4 320 545	1 764 607	36 139 092
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(9 116)	(16 405 237)	(1 997 971)	(861 291)	(19 273 615)
Wartość bilansowa netto na dzień 31 grudnia 2008 roku	82 372	13 557 215	2 322 574	903 316	16 865 477

31 grudnia 2007	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2007 roku, z uwzględnieniem umorzenia	88 469	13 899 904	2 119 767	879 491	16 987 631
Zwiększenie stanu	132	102 578	11 297	4 071	118 078
Zmniejszenie stanu	(5 305)	(103 244)	(50 552)	(40 320)	(199 421)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	2 215	850 083	405 927	170 614	1 428 839
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(964)	(1 284 344)	(20 495)	(12 879)	(1 318 682)
Amortyzacja za rok obrotowy	(977)	(922 725)	(336 828)	(140 423)	(1 400 953)
Na dzień 31 grudnia 2007 roku, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji	83 570	12 542 252	2 129 116	860 554	15 615 492
Na dzień 1 stycznia 2007 roku					
Wartość brutto	94 947	27 651 578	3 520 586	1 493 880	32 760 991
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(6 478)	(13 751 674)	(1 400 819)	(614 389)	(15 773 360)
Wartość bilansowa netto na dzień 1 stycznia 2007 roku	88 469	13 899 904	2 119 767	879 491	16 987 631
Na dzień 31 grudnia 2007 roku					
Wartość brutto	91 877	28 486 648	3 857 286	1 609 789	34 045 600
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(8 307)	(15 944 396)	(1 728 170)	(749 235)	(18 430 108)
Wartość bilansowa netto na dzień 31 grudnia 2007 roku	83 570	12 542 252	2 129 116	860 554	15 615 492

11.1. Rzeczowe aktywa trwałe użytkowane na podstawie leasingu finansowego

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

11.2. Odpisy aktualizujące rzeczowe aktywa trwałe

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na początek okresu wyniosła 13.281.016 tysięcy złotych, z tego:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 2 061 567 tysięcy złotych,
- majątek dystrybucyjny 10.479.748 tysięcy złotych,
- pozostały 739.701 tysięcy złotych.

	31 grudnia 2008			31 grudnia 2007			
	Wartość początkowa aktywowanego leasingu finansowego	Umorzenie	Odpis aktualizujący	Wartość bilansowa netto	Wartość początkowa aktywowanego leasingu finansowego	Umorzenie	Wartość bilansowa netto
Budynki i budowle	-	-	-	-	9 252	(3 240)	6 012
Urządzenia techniczne i maszyny	98 010	(28 619)	-	69 391	103 053	(43 183)	59 870
Środki transportu i pozostałe	19 302	(3 310)	(490)	15 502	16 832	(6 327)	10 505
Razem	117 312	(31 929)	(490)	84 893	129 137	(52 750)	76 387

	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 2008 roku	4 400	12 381 403	627 224	267 989	13 281 016	379 105	13 660 121
Zwiększenie stanu	886	303 260	52 778	3 363	360 287	81 420	441 707
Zmniejszenie stanu	(906)	(331 446)	(82 644)	(13 961)	(428 957)	(65 234)	(494 191)
Na dzień 31 grudnia 2008 roku	4 380	12 353 217	597 358	257 391	13 212 346	w 395 291	13 607 637
Na dzień 1 stycznia 2007 roku	3 436	11 097 059	606 729	255 110	11 962 334	273 834	12 236 168
Zwiększenie stanu	1 974	1 876 146	190 120	28 458	2 096 698	127 164	2 223 862
Zmniejszenie stanu	(1 010)	(591 802)	(169 625)	(15 579)	(778 016)	(21 893)	(799 909)
Na dzień 31 grudnia 2007 roku	4 400	12 381 403	627 224	267 989	13 281 016	379 105	13 660 121

W bieżącym okresie miało miejsce zwiększenie odpisów na kwotę 360.287 tysięcy złotych (z tego na majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej przypada 238.459 tysięcy złotych) oraz zmniejszenie na kwotę (428.957) tysięcy złotych (z tego na majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej - (330.862) tysięcy złotych).

W związku z przekazaniem aportów w postaci elementów sieci przesyłowej i dystrybucyjnej nastąpiło przesunięcie dotyczących ich odpisów aktualizujących w wysokości 397.751 tysięcy złotych z Jednostki Dominującej do spółek dystrybucyjnych.

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na koniec okresu wyniosła 13.212.346 tysięcy złotych, z tego:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 1.969.164 tysięcy złotych,
- majątek dystrybucyjny 10.444.209 tysięcy złotych,
- pozostały 798.973 tysięcy złotych.

Z kwoty odpisów na środki trwałe w budowie na koniec 2008 roku, 361.362 tysiące złotych dotyczyło aktywowanych nakładów na odwierty (na koniec 2007 roku odpis ten wynosił 347.402 tysięcy złotych).

12. Nieruchomości inwestycyjne

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Na początek okresu, z uwzględnieniem umorzenia	10 578	6 765
Zwiększenie stanu	1 759	-
Zmniejszenie stanu	(4 357)	(5)
Przeniesienia z/do rzeczowych aktywów trwałych	160	4 512
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	575	15
Amortyzacja za rok obrotowy	(534)	(709)
Na koniec okresu, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji	8 181	10 578
Na początek okresu		
Wartość brutto	14 398	9 505
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(3 820)	(2 740)
Wartość bilansowa netto	10 578	6 765
Na koniec okresu		
Wartość brutto	11 334	14 398
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(3 153)	(3 820)
Wartość bilansowa netto	8 181	10 578

Składnikami inwestycji w nieruchomości Grupy są budynki socjalno-biurowe częściowo przeznaczone pod wynajem oraz budynki i budowle przemysłowe a także grunty. Wartość bilansowa budynków socjalno-biurowych ujętych jako nieruchomości inwestycyjne na koniec bieżącego okresu wynosiła 4.201 tysięcy złotych roku (4.285 tysięcy złotych na koniec 2007 roku), natomiast wartość bilansowa budynków i budowli przemysłowych na koniec bieżącego okresu wynosiła 3.755 tysięcy złotych (4.392 tysięcy złotych na koniec 2007 roku). Wartość gruntów oraz prawa wieczystego użytkowania gruntów wynosiła 225 tysięcy złotych na koniec bieżącego okresu (1.901 tysięcy złotych na koniec 2007 roku).

Grupa w bieżącym okresie uzyskała przychody z wynajmu nieruchomości inwestycyjnych w wysokości 2.942 tysięcy złotych (2.813 tysiące złotych w 2007 roku).

Koszty operacyjne dotyczące nieruchomości inwestycyjnych, które zostały poniesione w związku z przychodami z wynajmu, wyniosły w bieżącym okresie 2.478 tysięcy złotych (1.959 tysięcy złotych w 2007 roku).

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

13. Wartości niematerialne

31 grudnia 2008	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Inne wartości niematerialne i prawne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2008 roku, z uwzględnieniem umorzenia	1 132	-	83 504	84 636
Zwiększenie stanu	-	-	24 144	24 144
Zmniejszenie stanu	-	-	(22 495)	(22 495)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	548	-	90 396	90 944
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	105	105
Amortyzacja za rok obrotowy	(221)	-	(25 392)	(25 613)
Na dzień 31 grudnia 2008 roku, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji	1 459	-	150 262	151 721
Na dzień 1 stycznia 2008 roku				
Wartość brutto	2 145	-	189 805	191 950
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 013)	-	(106 301)	(107 314)
Wartość bilansowa netto na dzień 1 stycznia 2008 roku	1 132	-	83 504	84 636
Na dzień 31 grudnia 2008 roku				
Wartość brutto	2 693	-	280 790	283 483
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 234)	-	(130 528)	(131 762)
Wartość bilansowa netto na dzień 31 grudnia 2008 roku	1 459	-	150 262	151 721

13.1. Odpisy aktualizujące wartości niematerialne i prawne

31 grudnia 2007	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Inne wartości niematerialne i prawne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2007 roku, z uwzględnieniem umorzenia	592	-	80 215	80 807
Zwiększenie stanu	-	-	4 110	4 110
Zmniejszenie stanu	-	-	(1 821)	(1 821)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie pomiędzy grupami	883	-	37 030	37 913
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(7 762)	(7 762)
Amortyzacja za rok obrotowy	(343)	-	(28 268)	(28 611)
Na dzień 31 grudnia 2007 roku, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji	1 132	-	83 504	84 636
Na dzień 1 stycznia 2007 roku				
Wartość brutto	1 262	-	141 974	143 236
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(670)	-	(61 759)	(62 429)
Wartość bilansowa netto na dzień 1 stycznia 2007 roku	592	-	80 215	80 807
Na dzień 31 grudnia 2007 roku				
Wartość brutto	2 145	-	189 805	191 950
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 013)	-	(106 301)	(107 314)
Wartość bilansowa netto na dzień 31 grudnia 2007 roku	1 132	-	83 504	84 636

	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Inne wartości niematerialne i prawne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2008 roku	-	-	8 032	8 032
Zwiększenie stanu	-	-	15	15
Zmniejszenie stanu	-	-	(120)	(120)
Na dzień 31 grudnia 2008 roku	-	-	7 927	7 927
Na dzień 1 stycznia 2007 roku	-	-	270	270
Zwiększenie stanu	-	-	7 762	7 762
Zmniejszenie stanu	-	-	-	-
Na dzień 31 grudnia 2007 roku	-	-	8 032	8 032

14. Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży - długoterminowe

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	11 004	18 696
Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży (wartość brutto)	78 000	-
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wartość brutto)	56 316	54 121
Razem brutto	145 320	72 817
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	8 153	13 264
Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży (wartość netto)**	27 680	-
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wartość netto)*	7 102	6 733
Razem netto	42 935	19 997

* Pomniejszone o odpis aktualizujący.

** Akcje Zakładów Azotowych w Tarnowie.

W pozycji „Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży” zostały zaprezentowane aktywa finansowe przeznaczone do sprzedaży, jednakże nie spełniające 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” zaprezentowano akcje Zakładów Azotowych Mościce SA w Tar-

nowie (ZAT). Ujemna wycena akcji ZAT została ujęta w kapitale z aktualizacji wyceny. Grupa ujęła spadek wartości akcji jako przeszacowanie, a nie utratę wartości ze względu na krótki okres posiadania akcji (od czerwca 2008 roku). Inwestycję w tę jednostkę, Grupa traktuje jako inwestycję długoterminową, dla której istnieje aktywny rynek, w związku z tym zmiany wartości inwestycji, wynikające ze zmiany jej bieżącej wartości rynkowej, odnoszone są bezpośrednio w kapitały Grupy do momentu podjęcia decyzji o jej zbyciu.

15. Inne aktywa finansowe

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Należności z tytułu leasingu finansowego (nota 15.1.)	674 484	2 288 845
Udzielone pożyczki	-	2 070
Należności z tytułu sprzedaży środków trwałych	-	-
Należności z tytułu gwarancji i zabezpieczeń	62	1 230
Lokaty długoterminowe	251	211
Pozostałe	1 879	1 868
Razem brutto	676 676	2 294 224
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(42)	(2 070)
Razem netto	676 634	2 292 154

15.1. Leasing finansowy

Umowa leasingu z dnia 6 lipca 2005 roku zawarta pomiędzy PGNiG SA i OGP Gaz - System sp. z o.o. (obecnie OGP Gaz - System SA) stanowi element „Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG SA” 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 SA. Przedmiot leasingu stanowią nieruchomości, rzeczy ruchome i prawa majątkowe. Umowa została zawarta na okres 17 lat.

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

Wpływy związane z umową leasingu systemu przesyłowego:

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Rata odsetkowa	125 374	219 085
Rata kapitałowa	92 840	188 177
Razem	218 214	407 262

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

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
- poniżej 1 roku	52 385	163 772
- powyżej 1 roku do 5 lat	185 603	593 676
- powyżej 5 lat	488 881	1 695 169
Razem	726 869	2 452 617
- należności krótkoterminowe	52 385	163 772
- należności długoterminowe	674 484	2 288 845

16. Aktywa z tytułu podatku odroczonego

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Rezerwy z tyt. wypłat deputatów emerytalnych	7 775	11 628
Rezerwy z tyt. wypłat odpraw i nagród jubileuszowych	60 723	70 299
Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych	-	3 141
Rezerwa na niewykorzystane urlopy	6 546	5 892
Rezerwa na likwidację odwiertów	95 531	75 756
Pozostałe rezerwy	38 384	25 651
Odpisy aktualizujące środki trwałe	74 265	71 765
Odpisy aktualizujące udziały i akcje	9 594	10 236
Odpisy aktualizujące na odsetki od należności	53	544
Wycena negatywna zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	3 421	6 911
Ujemne różnice kursowe	25 870	19 528
Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	224	180
Opłata przyłączeniowa	66 180	59 973
Niewypłacone wynagrodzenia wraz ze składkami ZUS	19 424	17 276
Strata podatkowa	-	4 752
Hiperinflacyjne przeszacowanie RMP	10 788	11 815
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	65 418	15 168
Pozostałe	30 671	9 299
Razem	514 867	419 814

17. Pozostałe aktywa trwałe

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Udostępnienie informacji geologicznej	28 244	24 688
Opłaty za ustanowienie użytkownika górniczego	3 618	722
Materiały wielokrotnego użytku	125	3 580
Pozostałe rozliczenia międzyokresowe czynne	3 356	1 883
Razem	35 343	30 873

18. Zapasy

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Materiały		
Według cen nabycia, w tym:	1 718 379	1 226 794
- paliwo gazowe	1 378 648	975 966
Według wartości netto możliwej do uzyskania, w tym:	1 703 697	1 193 990
- paliwo gazowe	1 378 648	958 302
Półprodukty i produkty w toku	-	
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	11 007	15 658
Według wartości netto możliwej do uzyskania	10 888	14 465
Produkty gotowe	-	
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	5 444	6 143
Według wartości netto możliwej do uzyskania	5 384	6 087
Towary	-	
Według cen nabycia	1 437	1 702
Według wartości netto możliwej do uzyskania	1 290	1 438
Zapasy razem, według niższej z dwóch wartości: ceny nabycia (kosztu wytworzenia) lub wartości netto możliwej do uzyskania	1 721 259	1 215 980

19. Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Należności z tytułu dostaw i usług	3 888 697	3 536 650
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	46 632	48 463
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	363 433	283 221
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	9 192	6 080
Wymagalna część udzielonych pożyczek	136 869	141 536
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	3 840	2 378
Należności z tytułu leasingu finansowego	52 385	163 772
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	83 638	85 798
Pozostałe należności	165 838	149 499
Razem należności brutto	4 750 524	4 417 397
W tym należności brutto od jednostek powiązanych (nota 39.1.)	270 979	278 175
Odpis aktualizujący należności wątpliwe (nota 19.1.)	(1 033 601)	(1 086 351)
Razem należności netto	3 716 923	3 331 046
w tym:		
Należności z tytułu dostaw i usług	3 216 506	2 805 602
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	2 822	3 689
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	363 433	283 221
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	9 192	6 080
Wymagalna część udzielonych pożyczek	-	-
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	3 840	2 378
Należności z tytułu leasingu finansowego	52 385	163 772
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	37	2 193
Pozostałe należności	68 708	64 111
W tym należności netto od jednostek powiązanych (nota 39.1.)	6 699	8 260

Należności z tytułu dostaw i usług wynikają głównie ze sprzedaży paliwa gazowego oraz usług dystrybucyjnych. Standardowe terminy płatności należności związanych z normal-

nym tokiem sprzedaży stosowane w spółkach Grupy Kapitałowej wynoszą 14 - 30 dni.

19.1. Odpisy aktualizujące należności

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Odpis aktualizujący, bilans otwarcia	(1 086 351)	(1 064 025)
Utworzenie odpisu	(149 921)	(421 785)
Rozwiązanie odpisu	186 600	395 934
Wykorzystanie odpisu	17 944	8 172
Transfery pomiędzy częścią krótkoterminową a długoterminową	(1 873)	(4 647)
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(1 033 601)	(1 086 351)

20. Rozrachunki z tytułu podatku bieżącego

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	281 399	184 556
Zmiana stanu należności z tytułu podatku bieżącego*	42 115	312
Należności z tytułu podatku bieżącego na początek	17 499	17 187
Należności z tytułu podatku bieżącego na koniec	59 614	17 499
Podatek dochodowy (koszt okresu)	333 593	578 753
Podatek dochodowy zapłacony w okresie	(609 555)	(482 222)
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu	47 552	281 399

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

21. Rozliczenia międzyokresowe

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Podatek od nieruchomości	24	-
Koszty zagospodarowania złóż	25 392	27 879
Ubezpieczenia majątkowe	7 961	7 276
Wycena kontraktów długoterminowych	17 571	5 342
Udostępnienie informacji geologicznej	3 020	2 375
Rozliczenia międzyokresowe czynne dotyczące środków trwałych oddanych w leasing	-	18 174
Remonty rozliczane w czasie	33	2 932
Serwis, aktualizacja programów	1 413	3 357
Czynsze i opłaty	2 514	1 852
Koszty finansowe rozliczane w czasie	116	207
Pozostałe koszty rozliczane w czasie	12 218	12 961
Razem	70 262	82 355

22. Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży - krótkoterminowe

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	-	6 678
Akcje notowane na giełdzie (wartość brutto)	-	-
Lokata krótkoterminowa (wartość brutto)	113	45
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość brutto)	7 662	18 491
Bony skarbowe (wartość brutto)	-	-
Razem brutto	7 775	25 214
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	-	3 870
Akcje notowane na giełdzie (wartość netto)*	-	-
Lokata krótkoterminowa (wartość netto)	113	45
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość netto)	6 382	18 491
Bony skarbowe (wartość netto)	-	-
Razem netto	6 495	22 406

*Pomniejszone o odpis aktualizujący.

23. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Środki pieniężne w kasie i w banku	155 600	211 570
Lokaty bankowe	763 022	725 002
Krótkoterminowe o wysokiej płynności papiery wartościowe*	496 010	635 800
Inne środki pieniężne**	7 307	11 263
Razem	1 421 939	1 583 635

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

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

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

24. Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży

W Grupie Kapitałowej do aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży zakwalifikowano następujące pozycje aktywów

Nazwa składnika aktywów trwałych (lub grupy)	Oczekiwany termin zbycia	Wartość bilansowa na 31 grudnia 2008	Warunki zbycia
Grunty i prawo wieczystego użytkowania gruntów	I połowa 2009 roku	339	sprzedaż w wyniku przetargu
Budynki i budowle	I połowa 2009 roku	386	sprzedaż w wyniku przetargu
Urządzenia techniczne i maszyny	I połowa 2009 roku	-	sprzedaż w wyniku przetargu
Środki transportu	I połowa 2009 roku	284	sprzedaż w wyniku przetargu
Pozostałe	I połowa 2009 roku	-	sprzedaż w wyniku przetargu
Razem		1 009	

25. Aktywa warunkowe

25.1. Należności warunkowe z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji

Jednostka przekazująca należność warunkową	Wysokość otrzymanej należności warunkowej w walucie	Waluta należności warunkowych
Należności warunkowe otrzymane przez PGNiG SA		
Minex Centrala Exportowo - Importowa SA	1 035	PLN
Zakład Elektroenergetyczny H. Cz. ELSEN sp. z o. o.	2 871	PLN
GASLINIA sp. z o. o.	3 125	PLN
GASLINIA sp. z o. o.	3 056	PLN
KRI SA	2 000	PLN
KRI SA	1 750	PLN
Linia K&K sp. z o.o.	896	PLN
K.D.P. sp. z o.o.	5 000	PLN
K.D.P. sp. z o.o.	5 725	PLN
K.D.P. sp. z o.o.	7 000	PLN
Media Odra Warta sp. z o.o.	3 000	PLN
PZU Oddział Okręgowy w Łodzi	920	PLN
Winnicki Paweł „WINNICKI”	536	PLN
PBG SA	2 722	PLN
PBG SA	1 963	PLN
PBG SA	85 217	PLN
Konsorcjum: PBG SA, Tecnimont S.p.A, Societe Francaise d’Etudes de Realisations d’Equipements Gaziers „SOFREGAZ” Plynoslav PARDUBICE HOLDING A.S. Plynoslav REGULACE PLYNU A.S.	66 429	PLN
Gazomontaż SA	531	PLN
PUT Nafta-Gaz-Serwis w Sanoku	657	PLN
INTERSPEED	1 200	PLN
Przedsiębiorstwo Robót Inżynieryjnych FART	880	PLN
Zakłady Przemysłu Wapienniczego TRZUSKAWICA SA	2 000	PLN
Zakłady Przemysłu Wapienniczego TRZUSKAWICA SA	1 600	PLN
STAR - DUST sp. z o.o.	5 100	PLN
Ceramika Końskie sp.z o.o.	2 000	PLN
MAN Trucks sp. z o.o.	951	PLN
POLDIM SA	608	PLN
Kopalnia Wapienia „Czatkowice” sp. z o.o.	511	PLN
Zakłady Chemiczne „Alwernia” SA	1 000	PLN
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „Geotermia Podhalańska” SA	590	PLN

Wysokość otrzymanej należności warunkowej* w PLN	Data ważności należności warunkowej	Rodzaj udzielonych należności warunkowych
1 035	27 lipiec 2010	*oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji
2 871	25 luty 2009	*oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji
3 125	31 styczeń 2009	gwarancja bankowa
3 056	21 grudzień 2017	*oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji
2 000	17 grudzień 2017	*oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji
1 750	11 luty 2009	gwarancja ubezpieczeniowa
896	5 luty 2018	*oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji
5 000	31 grudzień 2015	*oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji
5 725	31 grudzień 2015	*oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji
7 000	31 grudzień 2015	*oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji
3 000	31 grudzień 2009	gwarancja bankowa
920	30 czerwiec 2010	gwarancja należytego wykonania kontraktu
536	30 styczeń 2009	gwarancja należytego wykonania kontraktu
2 722	16 październik 2009	gwarancja ubezpieczeniowa
1 963	15 grudzień 2009	gwarancja ubezpieczeniowa
85 217	30 kwiecień 2013	gwarancja należytego wykonania kontraktu
66 429	18 styczeń 2013	gwarancja ubezpieczeniowa
531	4 grudzień 2010	gwarancja należytego wykonania kontraktu
657	28 czerwiec 2009	gwarancja należytego wykonania kontraktu
1 200	31 marzec 2009	gwarancja bankowa
880	7 lipiec 2009	gwarancja bankowa
2 000	31 grudzień 2010	gwarancja bankowa
1 600	bezterminowo	*oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji
5 100	31 grudzień 2013	*oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji
2 000	31 grudzień 2008	*oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji
951	bezterminowo	gwarancja bankowa
608	31 grudzień 2009	gwarancja bankowa
511	bezterminowo	Umowa o przelew wierzytelności
1 000	18 kwiecień 2011	*oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji
590	5 listopad 2010	*oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji

25.1. Należności warunkowe z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji cd.

Jednostka przekazująca należność warunkową	Wysokość otrzymanej należności warunkowej w walucie	Waluta należności warunkowych
Ceramika Tubądzin sp. z o.o. Ozorków	3 200	PLN
Poland Central Unit	550	PLN
Przeds.Robót Drog.-Most. sp. z o.o.	592	PLN
Reckitt Beckiser Produktion (Poland)	830	PLN
Huta Szkła CZECHY SA	950	PLN
EWE ENERGIA sp. z o.o.	1 150	PLN
Homanit Polska sp. z o.o. sp. komandytowa	2 250	PLN
Porcelana Chodzież	500	PLN
Farmutil	2 000	PLN
BRENTAG POLSKA sp. z o.o.	703	PLN
PBG SA, Wysogotowo Przeźmierowio	1 035	PLN
ZRUG sp. z o.o. Poznań	796	PLN
CETUS Energetyka Gazowa sp. z o.o. Świerklany	536	PLN
Pol-Max SA Świebodzin	750	PLN
Pozostałe otrzymane gwarancje i poręczenia (każda poniżej 500 tys. zł)	26 263	PLN
Należności warunkowe otrzymane przez Spółki Gazownictwa		
Energomontaż-Południe SA	1 092	PLN
CETUS Energetyka Gazowa sp. z o.o.	901	PLN
RZOUG GAZ-TECHNIKA sp. z o.o.	860	PLN
GAZOWNIA SERWIS sp. z o.o.	770	PLN
Górnośląski Zakład Obsługi Gazownictwa sp. z o.o. w Zabrze	901	PLN
TESGAS sp. z o.o.	1 079	PLN
TESGAS SA	735	PLN
Firma Budowlana Eugeniusz Dota	673	PLN
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	3 270	PLN
Należności warunkowe otrzymane przez pozostałe Spółki GK PGNiG		
FUNDACJA LUX VERITATIS	14 000	PLN
ATREM sp. z o.o. Przeźmierowo	717	PLN
Przedsiębiorstwo Budownictwa Ogólnego i Usług Piotr Flens	586	PLN
Siemens Financial Service Gmbh	742	PLN
Siemens Financial Service Gmbh	3 711	PLN
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	2 560	PLN
Razem		

*Oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji w trybie art. 777 § 1 pkt 4 k. p. c.

Wysokość otrzymanej należności warunkowej* w PLN	Data ważności należności warunkowej	Rodzaj udzielonych należności warunkowych
3 200	bezterminowo	*oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji
550	31 grudzień 2018	*oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji
592	14 luty 2009	gwarancja ubezpieczeniowa
830	7 maj 2009	gwarancja bankowa
950	31 grudzień 2009	gwarancja bankowa
1 150	30 wrzesień 2009	gwarancja bankowa
2 250	31 marzec 2010	gwarancja bankowa
500	Maksymalnie 12 m-cy od daty ustania umowy	*oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji
2 000	Maksymalnie 12 m-cy od daty ustania umowy	*oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji
703	10 luty 2009	gwarancja bankowa
1 035	30 wrzesień 2008	gwarancja należytego wykonania kontraktu
796	30 listopad 2011	gwarancja należytego wykonania kontraktu
536	29 listopad 2011	gwarancja należytego wykonania kontraktu
750	31 grudzień 2008	gwarancja bankowa
26 263	2008-2018	gwarancje bankowe, należytego wykonania kontraktu itp.
1 092	30 czerwiec 2009	gwarancja należytego wykonania kontraktu
901	27 luty 2009	gwarancja ubezpieczeniowa
860	27 luty 2009	gwarancja ubezpieczeniowa
770	27 luty 2009	gwarancja ubezpieczeniowa
901	27 luty 2009	gwarancja ubezpieczeniowa
1 079	4 czerwiec 2010	gwarancja bankowa
735	30 kwiecień 2011	gwarancja ubezpieczeniowa
673	10 czerwiec 2009	gwarancja ubezpieczeniowa
3 270	2008-2011	gwarancje bankowe, należytego wykonania kontraktu itp.
14 000	31 maj 2009	gwarancja bankowa
717	5 listopad 2009	gwarancja należytego wykonania kontraktu
586	30 czerwiec 2009	gwarancja należytego wykonania kontraktu
742	3 kwiecień 2009	gwarancja należytego wykonania kontraktu
3 711	3 kwiecień 2009	gwarancja należytego wykonania kontraktu
2 561	2008-2011	gwarancje bankowe, należytego wykonania kontraktu itp.
285 576		

25.2. Należności warunkowe z tytułu otrzymanych weksli

Podmiot, któremu został wystawiony weksel	Wysokość wystawionego weksla w walucie	Waluta wystawionego weksla	Wysokość wystawionego weksla w złotych	Data obowiązywania weksla
Weksle otrzymane przez PGNiG SA				
K.D.P. sp. z o. o.	4 181	PLN	4 181	10 listopad 2009
Systemy Grzewcze PHU „BEST”	500	PLN	500	bezterminowo
K&K sp. z o.o.	3 000	PLN	3 000	bezterminowo
Fabryka Porcelany Wałbrzych sa	1 000	PLN	1 000	31 grudzień 2009
Fabryka Porcelany Wałbrzych sa	800	PLN	800	21 sierpień 2012
HUTA SZKŁA LUCYNA Zakład NYSA	800	PLN	800	bezterminowo
Porcelana Śląska sp. z o.o. Katowice	3 461	PLN	3 461	bezterminowo
ZP Jopex Franciszek Jopek Zabrze	1 944	PLN	1 944	bezterminowo
Huta Będzin SA Będzin	510	PLN	510	bezterminowo
Jopex sp. z o.o.	1 029	PLN	1 029	bezterminowo
Uzdrowisko Krynica „Żegiestów” SA	500	PLN	500	bezterminowo
Kuźnia „Glinik” sp. z o.o. Gorlice	1 000	PLN	1 000	bezterminowo
Huta Szkła „MAKORA” s.j. Krosno	1 000	PLN	1 000	bezterminowo
Huta Szkła Deco-Glass Krosno	2 000	PLN	2 000	bezterminowo
Spółdzielnia Mleczarska Ryki	532	PLN	532	4 kwiecień 2018
Miejskie Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji w Lublinie sp. z o.o.	500	PLN	500	14 sierpień 2018
DEKORGLASS DZIAŁDOWO SA	790	PLN	790	bezterminowo
ZPJ Wistil SA	500	PLN	500	31 styczeń 2009
Pozostałe otrzymane weksle (każdy poniżej 500 tys. zł)	5 483	PLN	5 483	2008-2011
Weksle otrzymane przez Spółki Gazownictwa				
ZRUG Spółka z o.o. Poznań	2 289	PLN	2 289	2008-2011
GAZOBUDOWA sp. z o.o. Poznań	706	PLN	706	2005-2010
PHARMGAS sp.z o.o. Poznań	2 159	PLN	2 159	2008-2011
PBG SA	1 436	PLN	1 436	2008-2011
TESGAS sp. z o.o. Przeźmierowo	1 213	PLN	1 213	2008-2011
PHARMAGAZ POZNAŃ	723	PLN	723	28 grudzień 2009
PUH INTER-TECH Komorniki	699	PLN	699	2007-2010
PHARMGAS sp. z o.o. Poznań	524	PLN	524	30 styczeń 2012
Pozostałe otrzymane weksle (każdy poniżej 500 tys. zł)	3 574	PLN	3 574	2008-2010
Weksle otrzymane przez pozostałe Spółki GK PGNiG				
IZOSTAL SA Zawadzkie	1 500	PLN	1 500	6 wrzesień 2012
Pozostałe otrzymane weksle (każdy poniżej 500 tys. zł)	2 423	PLN	2 423	2008-2012
Razem			46 776	

26. Kapitał podstawowy

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Liczba akcji razem w tysiącach sztuk	5 900 000	5 900 000
Wartość nominalna jednej akcji w złotych	1	1
Kapitał zakładowy, razem	5 900 000	5 900 000

27. Kredyty, pożyczki i papiery dłużne

	Waluta	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/ wykupu	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007	Zabezpieczenie
Długoterminowe		Wartości w walucie				Wartości w PLN		
Zobowiązania z tytułu leasingu	PLN	17 880	10 733	6 - 9%	2008-2010	17 880	10 733	-
Zobowiązania z tytułu leasingu	CHF	5 029	5 998	Średnio 8%	11 lipiec 2010	14 087	12 963	-
Zobowiązania z tytułu leasingu	USD	3 068	3 154	Libor 1M	20 wrzesień 2012	9 088	7 681	-
Razem długoterminowe						41 055	31 377	

	Waluta	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
		Wartość w walucie	
Krótkoterminowe			
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	PLN	11 356	21 803
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	CHF	4 418	4 868
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	USD	1 359	413
Linia kredytowa w banku Pekao SA oddział Kraków	PLN	17 869	20 890
Linia kredytowa w banku Societe Generale SA	PLN	341	2 768
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Bank Handlowy SA	PLN	2 268	-
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Millennium SA	PLN	7 560	9 304
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Raiffeisen Bank Polska SA	PLN	3 291	-
Kredyt obrotowy w banku BRE SA	PLN	2 600	-
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Societe Generale SA	PLN	1 911	-
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao SA	PLN	23	192
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao SA	PLN	4 041	3 946
Kredyt obrotowy w banku Pekao SA	PLN	5 501	4 000
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Societe Generale SA	USD	-	1 484
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao SA	PLN	19 878	19 462
Linia kredytowa w banku ING Bank Śląski SA	PLN	-	4 801
Kredyt w rachunku bieżącym w banku BRE SA	PLN	-	1 236
Kredyt obrotowy w banku BRE SA	PLN	-	3 000
Kredyt krótkoterminowy w banku ING Bank Śląski SA	PLN	4 532	200
Kredyt w rachunku bieżącym BGK SA Piła	PLN	12 533	-
Limit kart Visa w Kredyt Bank	PLN	148	-
Kredyt w rachunku bieżącym BZ WBK SA Wrocław	PLN	908	-
Linia kredytowa w Konsorcjum Kredytowe (Bank Handlowy)	PLN	760 592	-
Razem krótkoterminowe			

Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007	Zabezpieczenie
		Wartość w PLN		
6 - 9%	2009	11 356	21 803	-
Średnio 8%	2009	12 376	9 659	-
LIBOR 1M	2009	4 027	1 848	-
WIBOR 1M+0,3	31 grudzień 2010	17 869	20 890	Hipoteka kaucyjna
WIBOR 1M+0,5	31 grudzień 2010	341	2 768	Cesja należności i weksel in blanco
WIBOR 1M+0,5	8 luty 2009	2 268	-	Cesja należności i weksel in blanco
WIBOR 1M+0,5	23 grudzień 2009	7 560	9 304	Pełnomocnictwo w rachunku bieżącym
WIBOR 1M+0,4	29 maj 2009	3 291	-	Weksel in blanco
WIBOR 1M+0,4	24 sierpień 2009	2 600	-	Weksel in blanco
WIBOR 1M+0,4	29 maj 2009	1 911	-	Pełnomocnictwo w rach. bież.
WIBOR 1M+0,3	30 wrzesień 2009	23	192	Zastaw rejestrowy, cesja należności do 50%
WIBOR 1M+0,7	31 styczeń 2009	4 041	3 946	Weksel, zastaw rejestrowy
WIBOR 1M+0,7	31 styczeń 2009	5 501	4 000	Weksel, zastaw rejestrowy
LIBOR 1M+0,4	31 sierpień 2008	-	3 615	Cesja wierzytelności
WIBOR 1M+0,4	31 grudzień 2009	19 878	19 462	Cesja wierzytelności
WIBOR 1M+1,2	27 listopad 2008	-	4 801	Weksel in blanco, cesje wierzytelności
WIBOR 1M+1,2	13 listopad 2008	-	1 236	Kaucje pieniężne, hipoteka, cesja z polisy ubezpieczeniowej
WIBOR 1M+1,2	30 kwiecień 2008	-	3 000	Kaucje pieniężne, hipoteka, cesja z polisy ubezpieczeniowej
WIBOR 1M+0,65	28 sierpień 2009	4 532	200	Weksel, zastaw rejestrowy
WIBOR 3M+0,3	31 maj 2010	12 533	-	Hipoteka kaucyjna, zastaw rejestrowy, cesja należności
limit kart VISA		148	-	-
WIBOR+1,2%	31 styczeń 2009	908	-	Zastaw rejestr. na jed. uczesz., pełnomo. do rachunku bieżącego.
6,36%	26 styczeń 2009	760 592	-	Gwarancje spółek gazownictwa
		871 755	106 724	

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

27.1. Wysokość przyznanych i niewykorzystanych linii kredytowych

Bank	31 grudnia 2008		31 grudnia 2007	
	Wartość przyznanych linii kredytowych	Wartość wykorzystanych linii kredytowych	Wartość przyznanych linii kredytowych	Wartość niewykorzystanych linii kredytowych
Komerční Banka a.s. Ostrava Czechy	-	-	1 348	1 348
PEKAO SA	-	-	4 500	4 308
Bank Handlowy SA	-	-	6 000	6 000
BRE Bank SA	-	-	2 000	764
BZ WBK SA	-	-	2 000	2 000
PEKAO SA	21 000	3 131	-	-
Societe Generale SA	3 000	2 659	3 000	232
Bank Handlowy SA	5 000	2 732	-	-
Millennium SA	10 000	2 440	10 000	696
RAIFFEISEN BANK SA	6 000	2 709	6 000	6 000
BRE Bank SA	6 000	3 400	5 000	5 000
Societe Generale SA	6 000	4 089	5 000	5 000
PEKAO SA	5 000	959	-	-
PEKAO SA	10 000	-	8 000	54
ING Bank Śląski SA	12 000	7 768	-	-
PEKAO SA	20 000	122	20 000	538
Societe Generale SA	3 615	3 615	3 653	38
Bank BGK	25 000	12 467	10 000	10 000
PEKAO SA	6 000	5 977	-	-
BRE Bank SA	11 000	8 985	-	-
KREDYT BANK SA	3 000	2 814	-	-
ING Bank Śląski SA	5 000	5 000	5 000	199
BZ WBK	3 900	2 992	-	-
PKO BP SA	500	500	-	-
PEKAO SA (dawne BPH SA)	-	-	40 000	40 000
Bank Handlowy SA	40 000	40 000	40 000	40 000
Millennium SA	40 000	40 000	40 000	40 000
PKO BP SA	30 000	30 000	40 000	40 000
PEKAO SA	40 000	40 000	40 000	40 000
Societe Generale SA	40 000	40 000	40 000	40 000
BRE Bank SA	40 000	40 000	40 000	40 000
Konsorcjum banków (agent: Bank Handlowy w Warszawie)*	2 503 440	1 705 093	3 223 800	3 223 800
Razem	2 895 455	2 007 452	3 595 301	3 545 977

*Linia kredytowa na 600 milionów EUR z datą zapadalności 27 lipca 2010 roku od konsorcjum banków (Bank Handlowy w Warszawie SA, Bank Polska Kasa Opieki SA, Calyon SA, Fortis Bank (Nederland) N.V., Powszechna Kasa Oszczędności BP, Societe Generale SA O. w Polsce, ING Bank Śląski SA, West LB AG, PEKAO SA (dawne BPH SA), Bank Millennium SA, Nordea Bank Polska SA, Landesbank Sachsen Girozentrale, DnB NOR Bank ASA).

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

28. Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego (wykazane w zobowiązaniach)

Zapadalność w terminie:	31 grudnia 2008		
	Wartość płatności (zdyskontowanych) ujętych w bilansie	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
do 1 roku	27 759	2 368	30 127
od 1 roku do 5 lat	41 055	2 188	43 243
pow. 5 lat	-	-	-
Razem	68 814	4 556	73 370

Zapadalność w terminie:	31 grudnia 2007		
	Wartość płatności (zdyskontowanych) ujętych w bilansie	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
do 1 roku	33 310	2 184	35 494
od 1 roku do 5 lat	31 371	1 361	32 732
pow. 5 lat	6	-	6
Razem	64 687	3 545	68 232

29. Rezerwy

	Nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne	Rezerwa na deputaty gazowe	Rezerwa na osłony socjalne	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów
Na dzień 1 stycznia 2008 roku	358 872	61 199	16 000	706 834
Utworzone w ciągu roku	47 491	1 073	57	413 993
Przeniesienia	-	-	-	-
Wykorzystane	(89 274)	(21 349)	(16 057)	(79 396)
Na dzień 31 grudnia 2008 roku	317 089	40 923	-	1 041 431
Długoterminowe	301 710	19 516	-	1 017 468
Krótkoterminowe	15 379	21 407	-	23 963
Na dzień 31 grudnia 2008 roku	317 089	40 923	-	1 041 431
Długoterminowe	304 020	38 802	11 467	684 552
Krótkoterminowe	54 852	22 397	4 533	22 282
Na dzień 31 grudnia 2007 roku	358 872	61 199	16 000	706 834

Rezerwa na karę UOKiK	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na potencjalne zobowiązanie z tytułu usługi przesyłowej	Centralny Fundusz Restrukturyzacji	Pozostałe	Razem
2 000	84 535	22 500	7 540	75 545	1 335 025
-	55 339	21 800	-	104 505	644 258
-	-	-	-	-	-
(2 000)	(6 021)	-	(780)	(89 085)	(303 962)
-	133 853	44 300	6 760	90 965	1 675 321
-	129 015	-	-	34 230	1 501 939
-	4 838	44 300	6 760	56 735	173 382
-	133 853	44 300	6 760	90 965	1 675 321
-	81 276	-	-	33 688	1 153 805
2 000	3 259	22 500	7 540	41 857	181 220
2 000	84 535	22 500	7 540	75 545	1 335 025

Rezerwa na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne

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

Stopa techniczna przyjęta do obliczenia zdyskontowanej wartości przyszłych wypłat należnych z tytułu odpraw emerytalnych ustalona została na poziomie 2,0%, jako wypadkowa zwrotu z długoletnich obligacji skarbowych o rentowności 6,5% rocznie

i rocznej inflacji w wysokości 4,4% (w 2007 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 3,8% jako wypadkowa stóp odpowiednio 5,7% i 1,8%).

Rezerwa na nagrody jubileuszowe wykazywana jest w wartości bieżącej zobowiązań wynikających z wyliczeń aktuarialnych. Saldo rezerw na odprawy emerytalne ujęte jest w bilansie w wysokości zobowiązania netto, czyli po skorygowaniu o nieujęte zyski i straty aktuarialne oraz koszty przeszłego zatrudnienia – świadczenia, do których nie nabyto uprawnień. Nieujęte zyski i straty aktuarialne oraz koszty przeszłego zatrudnienia rozliczne są w bieżący rachunek wyników przez okres 15 lat.

Na koniec 2008 roku w związku z zakończeniem programu restrukturyzacji zatrudnienia w GK PGNiG, Grupa zmieniła metodę

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Nagrody jubileuszowe		
Wartość zobowiązania ujęta w bilansie na początek okresu	263 096	240 476
Koszty odsetek	11 576	9 138
Koszty bieżącego zatrudnienia	9 490	16 247
Koszty przeszłego zatrudnienia	1 303	-
Wyłacone świadczenia	(43 485)	(38 633)
Aktuarialny zysk/strata	(25 082)	42 885
Straty/zyski z tytułu ograniczeń i rozliczeń	-	(7 017)
Inne (wyłączenie z konsolidacji spółki zależnej)	(4)	-
Wartość zobowiązania ujęta w bilansie na koniec okresu	216 894	263 096
Odprawy emerytalne		
Wartość zobowiązania ujęta w bilansie na początek okresu	95 776	97 024
Koszty bieżącego zatrudnienia	6 219	5 750
Koszty odsetek	5 152	4 015
Wartość netto zysku/straty aktuarialnej ujętej w ciągu roku	954	75
Wyłacone świadczenia	(10 220)	(8 286)
Koszty przeszłego zatrudnienia	2 314	909
Straty/zyski z tytułu ograniczeń i rozliczeń	-	(3 711)
Wartość zobowiązania ujęta w bilansie na koniec okresu	100 195	95 776
Razem wartość zobowiązania ujęta w bilansie na koniec okresu	317 089	358 872

aktualizacji wartości rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne. Nowa metoda w ocenie Spółki jest lepiej dopasowana do GK PGNiG.

Główne zmiany polegały na zmianie poniższych założeń:

- Założenia dotyczące prawdopodobieństwa rotacji i odejść na emeryturę: obecnie na podstawie informacji otrzymanych z jednostek Grupy o pracownikach, w stosunku do których ustał stosunek pracy w latach 2005 – 2008, zostały skonstruowane tablice prawdopodobieństw rotacji oraz odejść na emeryturę pracowników w zależności od płci, wieku, stażu pracy ogółem, stażu pracy w Grupie oraz wynagrodzenia. Tablica prawdopodobieństw rotacji nie obejmuje przypadków związanych z realizacją planów restrukturyzacyjnych oraz zmian organizacyjnych w ostatnich latach; poprzednio tablica mówiąca o częstości odejść w związku z otrzymaną emeryturą lub rentą były skonstruowane tylko w zależności od płci i wieku pracownika na podstawie informacji o odejściach pracowników z lat 1993-1999 z uwzględnieniem restrukturyzacji zatrudnienia z lat 2004 – 2007,
- Założenia dotyczące zgonów: obecnie brane są do wyliczeń wartości na podstawie standardowych Tablic trwania życia, natomiast poprzednio na podstawie danych z jednostek Grupy,
- Założenie o wzroście wynagrodzeń: obecnie brane są do wyliczeń wartości na podstawie trendów rynkowych; poprzednio na podstawie trendów w jednostkach Grupy,
- Stopa dyskonta: obecnie przyjęto 2% (spadek wynikający ze zmiany inflacji i orentowania długoterminowych papierów wartościowych); poprzednio było to 3,8%.

Spółka oszacowała, że wartość rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne liczone poprzednią metodą wynosiłyby dla Grupy na 31 grudnia 2008 roku 388.717 tysięcy złotych (zamiast ujętych w bilansie 317.089 tysięcy złotych). W przypadku ujęcia kwoty rezerw wyliczonych poprzednią metodą zamiast spadku o 41.783 tysięcy złotych w stosunku końca roku 2007, nastąpiłby wzrost tych rezerw 29.845 tysięcy złotych, co powodowałoby, że wynik operacyjny Grupy za rok 2008 byłby niższy o 71.628 tysięcy złotych a wynik netto o 58.019 tysięcy złotych.

Rezerwa na deputat gazowy wypłacany byłym pracownikom

Jednostka Dominująca dokonuje wypłat deputatów gazowych emerytom, którzy przeszli na emeryturę do końca 1995 roku. System wypłat obowiązywać będzie do 2010 roku, po którym Jednostka Dominująca zaprzestanie wypłaty deputatów. Wysokość rezerwy na koszty deputatów jest ustalona zgodnie z zasadami wyceny aktuarialnej stosowanej do wyliczenia rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne.

Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych

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

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

W związku z faktycznym zakończeniem w 2008 roku restrukturyzacji zatrudnienia w GK PGNiG, Grupa rozwiązała rezerwę z tego tytułu. Dodatkowe informacje na temat restrukturyzacji zostały przedstawione w nocie 41.

Pozostałe rezerwy na świadczenia emerytalne i podobne

Spółki Grupy Kapitałowej tworzą również inne rezerwy na świadczenia emerytalne i podobne, m.in. rezerwę na wypłatę odpraw z tytułu zwolnień grupowych.

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów

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

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

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. Odpisy na fundusz dokonywane są w wysokości od 3% do 10% wartości amortyzacji podatkowej majątku kopalnianego w korespondencji z pozostałymi kosztami operacyjnymi.

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

W związku ze zmianą na koniec 2008 roku stopy dyskonta wykorzystywanej do aktualizacji rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne, analogicznej zmianie uległa także stopa dyskonta wykorzystywana w wyliczeniach rezerwy na likwidację odwiertów. Zmiana stopy dyskonta z 3,8% do 2% spowodowała istotny wzrost rezerwy na likwidację odwiertów o 111.711 tysięcy złotych. Pozostała część wzrostu rezerwy wynikała głównie z istotnego wzrostu średniego kosztu likwidacji odwiertów. W przypadku Oddziału Sanok koszt ten wzrósł o 31% do 321,45 tysięcy złotych w 2008 roku z 245,11 tysięcy złotych z 2007 roku, a w przypadku Oddziału Zielonej Góry koszt ten wzrósł o 29% do 802,97 tysięcy złotych z 2008 roku z 622,26 tysięcy złotych z 2007 roku.

Rezerwa na karę Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK)

Saldo rezerwy na 1 stycznia 2008 roku dotyczyło wyłącznie kary Prezesa UOKiK, który uznał działanie PGNiG SA za praktykę ograniczającą konkurencję w postaci nadużywania przez Spółkę pozycji dominującej na krajowym rynku przesyłu gazu ziemnego poprzez odmowę świadczenia usług przesyłowych gazu ziemnego wydobywanego poza granicami Rzeczypospolitej Polskiej dla PHZ Bartimpex SA. W dniu 31 stycznia 2007 roku zapadł wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów o zapłacie kary przez PGNiG SA. W związku z tym że Sąd Apelacyjny w dniu 27 marca 2008 roku oddalił apelację PGNiG SA od ww wyroku, Spółka zapłaciła karę na rzecz UOKiK wykorzystując tym samym w całości zawiązaną na ten cel rezerwę.

Rezerwy związane z ochroną środowiska

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

Rezerwa na potencjalne zobowiązanie z tytułu usługi przesyłowej

W związku z wniesieniem przez firmę SGT EUROPOL GAZ SA sprawy przeciwko decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dotyczącej taryf za przesył gazu w roku 2007, Jednostka Dominująca przeprowadziła kalkulację dodatkowych kosztów, które poniesie PGNiG SA w sytuacji uchylecia taryfy za 2007 rok. Zgodnie z ostatnią ważną taryfą obowiązującą w drugiej połowie 2005 roku szacunkowa dopłata za usługę przesyłu gazu w 2007 roku może wynieść 22.500 tysięcy złotych. W związku z powyższym PGNiG SA zawiązała w 2007 roku rezerwę w kwocie 22.500 tysięcy złotych na poczet ww. opłaty. W związku z brakiem ostatecznego rozwiązania powyższej sprawy do końca 2008 roku, spółka PGNiG SA pozostawiła w księgach utworzoną rezerwę, powiększając ją na koniec 2008 roku o wartość szacunkową dopłaty za usługę przesyłu gazu za 2008 rok w kwocie 21.800 tysięcy złotych.

Centralny Fundusz Restrukturyzacji

Centralny Fundusz Restrukturyzacji został utworzony 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.

Pozostałe rezerwy

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

30. Przychody przyszłych okresów

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Długoterminowe		
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	646 792	707 721
Opłata przyłączeniowa	487 461	427 203
Pozostałe	5 079	7 442
Razem długoterminowe	1 139 332	1 142 366
Krótkoterminowe		
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	60 377	60 888
Opłata przyłączeniowa	24 412	15 720
Prognoza sprzedaży gazu	540 029	396 612
Pozostałe	13 953	13 841
Razem krótkoterminowe	638 771	487 061

31. Rezerwa na podatek odroczony

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Dodatnie różnice kursowe	5 170	2 619
Naliczone odsetki	3 624	1 605
Wycena pozytywna zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	26 871	3 112
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	8 774	13 338
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	1 300 010	1 502 548
Pozostałe	7 792	7 137
Razem	1 352 241	1 530 359

32. Inne zobowiązania długoterminowe

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Zobowiązania z tytułu koncesji, praw do informacji geologicznej i użytkowania górniczego	21 741	20 577
Pozostałe inne zobowiązania długoterminowe	2 321	1 082
Razem	24 062	21 659

33. Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 475 214	885 061
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług wobec jednostek powiązanych	7 697	9 894
Zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług	934 766	800 840
Zobowiązania z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	138 739	124 204
Zobowiązanie z tytułu dywidendy dla właściciela	-	-
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	52 487	40 421
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	28 744	32 164
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych	228 827	271 484
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych od jednostek powiązanych	37 253	34 092
Zobowiązanie z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału*	82 472	82 472
Zobowiązania wobec spółek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	7 955	27 794
Zobowiązania inne wobec jednostek powiązanych	7 148	910
Rozliczenia międzyokresowe bierne i zaliczki na dostawy	124 025	66 734
Pozostałe	97 213	31 911
Razem	3 222 540	2 407 981
W tym jednostki powiązane (nota 39.1.)	142 525	155 162

* Sprawa sporna dotycząca dopłat do kapitału Gazotech sp. z o.o., opisana szerzej w notcie 2.4.

34. Przyczyny występowania różnic pomiędzy bilansowymi pozycjami oraz zmianami wynikającymi ze zmian niektórych pozycji z rachunku przepływów środków pieniężnych

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
1) Środki pieniężne w bilansie na początek okresu	1 583 635	3 539 078
a) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na początek okresu*	(1 233)	(20 136)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w rachunku przepływów pieniężnych na początek okresu (1-a)	1 584 868	3 559 214
2) Środki pieniężne w bilansie na koniec okresu	1 421 939	1 583 635
b) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na koniec okresu	1 076	(1 233)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w rachunku przepływów pieniężnych na koniec okresu (2-b)	1 420 863	1 584 868
I. Zmiana stanu środków pieniężnych w bilansie (2-1)	(161 696)	(1 955 443)
II. Zmiana stanu różnic kursowych netto od środków pieniężnych (b-a)	2 309	18 903
Zmiana stanu środków pieniężnych w rachunku przepływów pieniężnych (I. - II.)	(164 005)	(1 974 346)

* Kwoty ujemne oznaczają przewagę ujemnych różnic kursowych od środków pieniężnych i pomniejszają saldo środków pieniężnych w bilansie. W rachunku przepływów pieniężnych różnice te są eliminowane.

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Bilansowa zmiana innych aktywów finansowych	1 615 520	983 225
Bilansowa zmiana stanu należności netto	(385 877)	(857 635)
Zmiana stanu należności z tytułu leasingu w aktywach finansowych - korekta działalności inwestycyjnej	(1 614 361)	(983 280)
Zmiana stanu należności z tytułu leasingu - korekty dział. inwest.	(111 387)	(55 151)
Zmiana stanu należności inwestycyjnych z tyt. sprzedaży WNiP oraz rzeczowych aktywów trwałych	(3 735)	(6 857)
Zmiana stanu należności z tytułu wyłączenia z konsolidacji spółki Polskie LNG sp. z o.o.	(2 049)	-
Pozostałe	(9)	(3 929)
Zmiana stanu należności netto w rachunku przepływów pieniężnych	(501 898)	(923 627)

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Bilansowa zmiana stanu zapasów	(505 279)	135 223
Środki trwałe w budowie przeniesione na zapasy - korekty dział. inwest.	43	1 511
Zmiana stanu zapasów w rachunku przepływów pieniężnych	(505 236)	136 734

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Bilansowa zmiana stanu rezerw	340 296	(18 622)
Zmiana stanu rezerwy na likwidację odwertów korygującej rzeczowe aktywa trwałe - korekta działalności inwestycyjnej	(301 940)	63 152
Zmiana stanu rezerw z tytułu wyłączenia z konsolidacji spółki Polskie LNG sp. z o.o.	199	-
Zmiana stanu rezerw w rachunku przepływów pieniężnych	38 555	44 530

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Bilansowa zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	814 559	234 494
Zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych z tyt. zakupu WNiP oraz rzeczowych aktywów trwałych	39 496	(53 110)
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu wyłączenia z konsolidacji spółki Polskie LNG sp. z o.o.	7 170	-
Pozostałe	-	(1 034)
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w rachunku przepływów pieniężnych	861 225	180 350

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Bilansowa zmiana stanu pozostałych aktywów	(4 470)	17 799
Bilansowa zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów	12 093	(50 029)
RMC dotyczące środków trwałych wyleasingowanych - reklasyfikacja w obrębie działalności operacyjnej	(18 487)	(16 576)
Zmiana stanu RMC z tyt. wyłącz. z konsolidacji spółki Polskie LNG sp. z o.o.	(84)	-
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów w rachunku przepływów pieniężnych	(10 948)	(48 806)

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Bilansowa zmiana stanu przychodów przyszłych okresów	148 676	387 575
PPO dotyczące środków trwałych wyleasingowanych - reklasyfikacja w obrębie działalności operacyjnej	(39)	-
Nieodpłatnie otrzymany majątek trwały	(577)	-
Zmiana stanu PPO z tyt. wyłącz. z konsolidacji spółki Polskie LNG sp. z o.o.	156	-
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w rachunku przepływów pieniężnych	148 216	387 575

35. Instrumenty finansowe i zasady zarządzania ryzykiem finansowym

35.1. Instrumenty finansowe według kategorii (wartości bilansowe)

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	-	-
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (udziały i akcje nie notowane na giełdzie)	15 255	23 867
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (akcje notowane na giełdzie)	27 680	-
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-
Pożyczki i należności	5 286 459	6 713 237
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych*	174 186	17 442
Środki pieniężne (środki w kasie i na rachunku oraz czeki i środki pieniężne w drodze)	162 907	222 833
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	3 004 676	1 570 112
Wartość ujemna instrumentów pochodnych*	16 723	36 185

*Spółka nie stosuje rachunkowości zabezpieczeń.

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

35.2. Zyski i straty netto dotyczące aktywów i zobowiązań finansowych

Zmiana wyceny wynikająca z przeszacowania instrumentów finansowych, odniesiona bezpośrednio na kapitały, dotyczy w całości akcji spółki Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach SA.

terminowego lub całkowitego braku wywiązania się kontrahenta firmy 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 Grupy. Grupa Kapitałowa stosuje zasadę zawierania transakcji dotyczących instrumentów finansowych z wieloma podmiotami charakteryzującymi się wysoką zdolnością kredytową. Przy wyborze partnerów finansowych, Grupa kieruje się przede wszystkim ich standingiem finansowym zweryfikowanym przez agencje ratingowe, a także udziałem w rynku oraz posiadaną reputacją.

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	-	-
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	353	471
Utrata wartości ujęta w wyniku finansowym za dany okres	353	471
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-
Pożyczki i należności	248 117	465 848
Odsetki od lokat, BSB, REPO	60 733	76 730
Odsetki od należności*	163 600	308 998
Odsetki od udzielonych pożyczek	10 095	14 070
Przychody netto z krótkoterminowych papierów wartościowych	64 167	48 852
Odpisy aktualizujące należności	(81 201)	(16 992)
Odpisy aktualizujące pożyczki	6 736	63 735
Wycena walutowa pożyczek udzielonych w walucie	23 987	(29 545)
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	612 715	30 199
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	(27 182)	(45 300)
Wartość ujemna instrumentów pochodnych	(252 264)	(158 611)
Razem wpływ na wynik finansowy	581 739	292 607

*W tym 125.374 tysięcy złotych odsetek od należności z tytułu leasingu finansowego (219.085 tysięcy złotych w 2007 roku).

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wycena ujmowana bezpośrednio w kapitale)	(50 320)	-
Razem wpływ na kapitały	(50 320)	-

35.3. Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym

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

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

Ryzyko kredytowe

Przez ryzyko kredytowe rozumiemy prawdopodobieństwo nie-

Grupa 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.

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych pożyczek wynika z pożyczek udzielonych jedynie spółkom zależnym i stowarzyszonym z Grupy Kapitałowej przez Jednostkę Dominującą. Udzielanie pożyczek tym spółkom odbywa się na podsta-

wie procedury wewnętrznej „Zasady udzielania pożyczek przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA spółkom z Grupy Kapitałowej oraz z udziałem kapitałowym PGNiG SA”, regulującej szczegółowo proces zawierania umów pożyczkowych oraz ich monitorowania, przez co minimalizuje się ekspozycję Jednostki Dominującej na ryzyko kredytowe z tego tytułu. Pożyczki są udzielane jedynie po spełnieniu przez wnioskujące spółki szeregu warunków i ustanowieniu zabezpieczeń. Poza tym spółki te działają we wspólnym interesie firmy co ogranicza istotnie ryzyko kredytowe z tego tytułu. Na największe wartościowo ryzyko kredytowe narażone są należności. Większość kwoty należności dotyczy należności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego, które realizowane są przez PGNiG SA.

W celu zminimalizowania ryzyka niespłacalności wierzytelności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego wprowadzane są jednolite zasady zawierania umów sprzedaży paliwa gazowego, dotyczące zabezpieczenia należności handlowych.

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

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

Spółka 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 SA stosuje poniższe zabezpieczenia należytego wykona-

nia 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 SA;
- Rating;
- Poręczenie.

W odniesieniu do nowo zawieranych umów wybór formy zabezpieczenia uzgadniany jest pomiędzy PGNiG SA 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 realizacja wstrzymania dostaw paliwa gazowego wraz z wypowiedzeniem umowy na podstawie art. 6 ust 3a Prawa Energetycznego. W ostateczności kierowane są powództwa do sądu oraz zgłoszenie odbiorcy do wpisu do Krajowego Rejestru Długów Biura Informacji Gospodarczej SA 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 porozumie-

Maksymalna ekspozycja na ryzyko kredytowe

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Udzielone pożyczki	-	-
Depozyty w innych jednostkach (Lokaty bankowe, BSB, REPO)	1 265 778	1 379 549
Należności handlowe	4 020 681	5 333 688
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	174 186	17 442
Udzielone gwarancje finansowe	8 276 643	7 902 149
Razem	13 737 288	14 632 828

nia o ratalnej spłacie zadłużenia oraz jednocześnie negocjowane wzmocnienie zabezpieczenia wykonania umowy. Co do zasady aktualnie nie zawiera się porozumień o umorzeniu należności głównej i odsetek.

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

Na koniec 2008 roku wartość należności przeterminowanych ujętych w bilansie Grupy, w przypadku których nie nastąpiła utrata wartości wynosiła 797.748. tysięcy złotych (518.570 tysięcy złotych na koniec 2007 roku).

Grupa identyfikuje, mierzy i minimalizuje własną ekspozycję kredytową na poszczególne banki, z którymi zawiera transakcje lokacyjne. Efekt redukcji ekspozycji kredytowej został osiągnięty przez dywersyfikację portfela kontrahentów (w szczególności dotyczy to banków), z którymi zawiera transakcje lokacyjne. Ponadto, z wszystkimi bankami, w których lokuje środki finansowe, Grupa podpisała Umowy Ramowe, szczegółowo regulujące warunki zawierania i rozliczania wszelkich transakcji finansowych. Znaczące i długoterminowe nadwyżki płynnych środków pieniężnych w 2008 roku Grupa lokowała w instrumenty wolne od ryzyka kredytowego o dużym stopniu płynności, w szczególności w bony skarbowe i obligacje emitowane przez Skarb Państwa.

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

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

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

Okres, jaki upłynął od terminu spłaty	31 grudnia 2008
do 1 miesiąca	639 081
od 1 do 3 miesięcy	152 019
od 3 miesięcy do 1 roku	5 970
od 1 roku do 5 lat	587
pow. 5 lat	91
Razem należności netto przeterminowane	797 748

Podobnie jak w przypadku ryzyka związanego z transakcjami lokacyjnymi ryzyko z tego tytułu jest wyceniane przez bieżącą weryfikację kondycji finansowej banków sprzedających gwarancje. Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu zawartych pochodnych instrumentów finansowych jest równa wartości bilansowej dodatniej wyceny według wartości godziwej. Podobnie jak w przypadku transakcji lokacyjnych pochodne transakcje finansowe są zawierane z bankami o uznanej renomie i wysokim standingu

finansowym. Ponadto ze wszystkimi współpracującymi bankami zawarte są Umowy Ramowe lub umowy ISDA regulujące szczegółowe zasady współpracy i określające kwoty progowe. Dzięki wszystkim tym działaniom Grupa nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego.

Ryzyko rynkowe

Poprzez ryzyko rynkowe rozumiemy prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany warunków na rynkach finansowych i towarowych na wartość ekonomiczną lub wynik finansowy firmy. 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).

Ryzyko walutowe

Przez ryzyko walutowe rozumiemy prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany kursów walutowych na wynik finansowy firmy. W 2008 roku Grupa nie posiadała istotnych kredytów denominowanych w walutach obcych.

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

Stopień narażenia na ryzyko walutowe dla Grupy jest znaczny i został przedstawiony w punkcie „Analiza wrażliwości”. Głównym celem podejmowanych przez Jednostkę Dominującą 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 rozumiemy prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany stóp procentowych na wynik finansowy firmy.

Ryzyko stopy procentowej, wynikające z udzielonych pożyczek w Grupie Kapitałowej nie było znaczące i Grupa nie zabezpieczała tego rodzaju ryzyka.

W grudniu 2008 roku Jednostka Dominująca skorzystała z linii kredytowej i na dzień 31 grudnia 2008 roku wykorzystana wartość wynosi 760 milionów złotych. Kredyt jest oparty o zmienną stopę zmienną WIBOR 1M plus marża 0,2%. Ryzyko stopy procentowej związanej z tym kredytem jest minimalne i nie jest zabezpieczone. Ryzyko stopy procentowej, wynikające z zaciągniętych kredytów przez spółki zależne z Grupy Kapitałowej nie było znaczące i Grupa nie zabezpieczała tego rodzaju ryzyka.

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

Ryzyko towarowe

Przez ryzyko towarowe rozumiemy prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany cen towarów na wynik finansowy firmy.

Ryzyko cenowe w Grupie związane głównie z kontraktami na dostawę 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. Dodatkowo prawo energetyczne dopuszcza możliwość wnioskowania o zmianę taryfy w przypadku wzrostu kosztu pozyskania paliwa gazowego w okresie kwartału o więcej niż 5%.

Jednostka Dominująca w 2008 roku nie identyfikowała szczegółowo i nie zabezpieczała tego rodzaju ryzyka.

Na dzień 31 grudnia 2008 roku Grupa posiadała instrument finansowy w postaci 4.000.001 akcji w spółce Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach SA notowanej na GPW w Warszawie, który był narażony na ryzyko zmian 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 35.2.

Ryzyko płynności

Głównym zadaniem w procesie zarządzania ryzykiem płynności jest bieżąca kontrola i planowanie poziomu płynności. Poziom płynności jest kontrolowany poprzez przygotowywanie prognozy przepływów pieniężnych obejmującej okres co najmniej 12 miesięcy i aktualizowany cyklicznie co miesiąc. Realizacja planowanych przepływów jest cyklicznie weryfikowana i obejmuje m.in. analizę niezrealizowanych przepływów pieniężnych, ich przyczyny i skutki. Zagrożenia związane 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 firmę działalności.

Grupa Kapitałowa na bieżąco kontroluje i planuje poziom swojej płynności finansowej. Zabezpieczając się przed ryzykiem płynności Grupa na koniec 31 grudnia 2008 roku miała podpisane umowy na linie kredytowe do wysokości 2.895.455 tysięcy złotych (3.595.301 tysięcy złotych na koniec 2007 roku). Bardziej szczegółowe informacje na ten temat zostały przedstawione w nocie 27.1. Na dzień 31 grudnia 2008 roku Jednostka Dominująca wykorzystowała linię kredytową na 600 milionów euro w wysokości 760 milionów złotych. Pozostałe spółki z Grupy wykorzystywały swoje linie kredytowe w 2008 roku na poziomie nieznacznie wyższym w porównaniu do końca 2007 roku.

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

Ryzyko płynności zostało znacząco ograniczone na skutek przy-

Analiza wymagalności zobowiązań finansowych wycenianych wg zamortyzowanego kosztu

31 grudnia 2008	Zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów i pożyczek	Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	Zobowiązania handlowe	Razem wydatki
do 1 roku	843 996	30 127	3 222 540	4 096 663
od 1 roku do 5 lat	-	43 243	17 810	61 053
pow. 5 lat	-	-	6 252	6 252
Razem	843 996	73 370	3 246 602	4 163 968

31 grudnia 2007	Zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów i pożyczek	Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	Zobowiązania handlowe	Razem wydatki
do 1 roku	73 414	35 494	2 407 981	2 516 889
od 1 roku do 5 lat	-	32 732	17 654	50 386
pow. 5 lat	-	6	4 005	4 011
Razem	73 414	68 232	2 429 640	2 571 286

jęcia przez Zarząd Jednostki Dominującej w dniu 4 lipca 2007 roku „Procedury zarządzania płynnością w PGNiG SA” Procedura została wdrożona do zastosowania przez wszystkie komórki organizacyjne firmy 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 i szczegółową kontrolę przepływów pieniężnych uwzględniającą prawdopodobieństwo terminu realizacji danych przepływów oraz planowaną pozycję gotówkową netto.

W poniższych tabelach została zaprezentowana analiza wymagalności zobowiązań finansowych.

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

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

Polityka Zarządzania Ryzykiem

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

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

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

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

Analiza wrażliwości

Do ustalenia racjonalnego zakresu zamian, jakie mogą wystąpić na poszczególnych czynnikach ryzyka walutowego Spółka wykorzystwała poziom zmienności (volatility) rynkowej (implikowanej) dla okresu półrocznego i przyjęła średnią wartość 30% dla analizy wrażliwości na koniec 2008 roku (dla 2007 roku była przyjęta zmienność na poziomie 10%). Okres półroczny odpowiada częstotliwości, z jaką PGNiG SA ujawnia wrażliwość instrumentów finansowych w sprawozdaniach Spółki.

Przeprowadzając analizę wrażliwości na ryzyko walutowe na dzień 31 grudnia 2008 roku obserwuje się, że zysk netto byłby o 271,51 milionów złotych niższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut umocnił się o 30% w stosunku do złotówki przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (spadek zysku o 296,53 milionów złotych z powodu umocnienia NOK i o 5,65 milionów złotych z powodu umocnienia USD oraz 0,28 milionów złotych z powodu umocnienia pozostałych walut, przy jednoczesnym wzroście o 30,94 milionów złotych z powodu umocnienia EUR).

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

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

Niższy zysk byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu ujemnej

Analiza wrażliwości instrumentów finansowych na zmiany stopy procentowej

	wartość bilansowa	zmiana o:	
	stan na 31.12.2008	+300 bp	-300 bp
Otrzymane kredyty	843 996	25 320	(25 320)
Zobowiązania leasingowe	68 814	2 064	(2 064)
Razem	912 810	27 384	(27 384)
	wartość bilansowa	zmiana o:	
	stan na 31.12.2007	+100 bp	-100 bp
Otrzymane kredyty	73 414	734	(734)
Zobowiązania leasingowe	64 687	647	(647)
Razem	138 101	1 381	(1 381)

Analiza wymagalności instrumentów pochodnych

	wartość bilansowa na dzień 31 grudnia 2008*	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	2 527	68 633	9 961	58 672	-
- wpływy	-	1 349 674	95 874	1 253 800	-
- wypływy	-	(1 281 041)	(85 913)	(1 195 128)	-
- opcje walutowe**	122 166	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- zapłacone premie od opcji	32 770	-	-	-	-
Razem	157 463	68 633	9 961	58 672	-

części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (ujemna wartość godziwa transakcji swap).

Ujemny wpływ na wynik instrumentów finansowych w walucie NOK zostałby częściowo osłabiony przez wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wyceny aktywów w tych walutach. Z powodu wzrostu kursu o 30% nastąpiłby wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wzrost ujemnych różnic kursowych na tych walutach od zobowiązań z tytułu dostaw i usług.

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2008 roku byłby o 419,73 milionów złotych wyższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut osłabił się o 30% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (wzrost o 316,93 milionów złotych z powodu osłabienia NOK i o 111,96 milionów złotych z powodu osłabienia USD przy jednoczesnym spadku o 9,43 milionów złotych z powodu osłabienia EUR, oraz wzrost o 0,28 milionów złotych z powodu osłabienia się pozostałych walut). Dodatni wynik byłby przede wszystkim rezultatem wzro-

stu dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (dodatnia wartość godziwa transakcji swap w NOK). Dodatni wynik byłby w znacznym stopniu osłabiony przez spadek dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych dla waluty USD zabezpieczających zobowiązania i wydatki z tytułu zakupów paliwa gazowego.

Przeprowadzając analizę wrażliwości na ryzyko walutowe na dzień 31 grudnia 2007 roku obserwuje się, że zysk netto byłby o 46,85 milionów złotych niższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut umocnił się o 10% w stosunku do złotówki przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (spadek zysku o 69,70 milionów złotych z powodu umocnienia NOK, przy jednoczesnym wzroście o 20,65 milionów złotych z powodu umocnienia USD, 2,14 milionów złotych z powodu umocnienia EUR, oraz 0,05 milionów złotych z powodu umocnienia pozostałych walut).

Największy wpływ na analizę wrażliwości ma wycena dodatnia i ujemna instrumentów pochodnych typu CCIRS zabezpieczających pożyczkę udzieloną spółce PGNiG Norway AS, która w spr-

	wartość bilansowa na dzień 31 grudnia 2007*	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	12 733	62 850	61 278	1 572	-
- wpływy	-	1 042 967	61 278	981 689	-
- wypływy	-	(980 117)	-	(980 117)	-
- opcje walutowe**	(32 537)	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- zapłacone premie od opcji	1 061	-	-	-	-
Razem	(18 743)	62 850	61 278	1 572	-

* Wartość bilansowa (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.

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

Analiza wrażliwości instrumentów finansowych w walutach obcych na zmiany kursów walut

Wartość bilansowa na 31 grudnia 2008	Zmian kursu o:
Aktywa finansowe	
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	435
Inne aktywa finansowe	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	123 757
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	174 186
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	92 830
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	
Podatek 19%	
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	
razem waluty	
Zobowiązania finansowe	
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	39 578
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	1 182 740
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	16 723
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	
Podatek 19%	-
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	
razem waluty	
Razem zwiększenie/zmniejszenie	
razem waluty	
Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:	
kurs EUR/PLN	3,3542
kurs USD/PLN	2,1194
kurs NOK/PLN	0,4197

wzrostu skonsolidowanym nie jest ujawniana.

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

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

Ujemny wpływ na wynik instrumentów finansowych w walucie

NOK zostałyby częściowo osłabiony przez wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wyceny aktywów w tych walutach. Z powodu wzrostu kursu o 10% nastąpiłby spadek ujemnej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wzrost ujemnych różnic kursowych na tych walutach od zobowiązań z tytułu dostaw i usług.

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2007 roku byłby o 15,00 milionów złotych wyższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut osłabił się o 10% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (wzrost o 69,70 milionów złotych z powodu osłabienia NOK przy jednoczesnym spadku o 51,33 milionów złotych z powodu osłabienia USD, spadku o 3,31 milionów złotych z powodu osłabienia EUR, oraz spad-

Ryzyko walutowe							
30%				-30%			
dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut
125	5	-	-	(125)	(5)	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
5 465	25 013	438	6 210	(5 465)	(25 013)	(438)	(6 210)
-	-	-	-	-	-	-	-
63 474	251 441	(7 489)	-	(36 921)	(113 871)	368 753	-
10 826	4 602	7 302	5 119	(10 826)	(4 602)	(7 302)	(5 119)
79 890	281 061	251	11 329	(53 337)	(143 491)	361 013	(11 329)
(15 179)	(53 402)	(48)	(2 152)	10 134	27 263	(68 592)	2 152
64 711	227 659	203	9 177	(43 203)	(116 228)	292 421	(9 177)
301 750				123 813			
-	3 934	-	7 939	-	(3 934)	-	(7 939)
41 692	284 097	25 301	3 732	(41 692)	(284 097)	(25 301)	(3 732)
-	-	341 033	-	-	6 322	(4 962)	-
41 692	288 031	366 334	11 671	(41 692)	(281 709)	(30 263)	(11 671)
(7 922)	(54 726)	(69 603)	(2 218)	7 922	53 525	5 750	2 218
33 770	233 305	296 731	9 453	(33 770)	(228 184)	(24 513)	(9 453)
573 259				(295 920)			
30 941	(5 646)	(296 528)	(276)	(9 433)	111 956	316 934	276
(271 509)				419 733			
3,6896	3,3542	3,3542	3,3542	3,0188	3,3542	3,3542	3,3542
2,1194	2,3313	2,1194	2,1194	2,1194	1,9075	2,1194	2,1194
0,4197	0,4197	0,4617	0,4197	0,4197	0,4197	0,3777	0,4197

ku o 0,05 milionów złotych z powodu osłabienia się pozostałych walut). Dodatni wynik byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (dodatnia wartość godziwa transakcji swap w NOK). Dodatni wynik byłby w znacznym stopniu obniżony poprzez wzrost ujemnej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych dla waluty USD zabezpieczających zobowiązania i wydatki z tytułu zakupów paliwa gazowego.

Na następujących stronach zostały przedstawione szczegółowe zestawienia analizy wrażliwości instrumentów finansowych w walucie w Grupie na zmiany kursów walutowych, odpowiednio dla 2008 roku i 2007 roku.

Spółka zbadała wrażliwość instrumentów finansowych z tytułu udzielonych pożyczek, zaciągniętych kredytów oraz zobowiązań w tysiącach złotych

leasingowych o zmiennej stopie, na zmianę stopy procentowej o +/-300 punktów bazowych dla 2008 roku (dla 2007 roku zmienność była ustalona na +/-100 punktów bazowych).

Na dzień 31 grudnia 2008 roku wrażliwość zobowiązań z tytułu kredytów oraz leasingu opartych o zmienną stopę, na zmianę stóp procentowych o +/-300 punktów bazowych wyniosła +/- 27,38 milionów złotych.

Na dzień 31 grudnia 2007 roku wrażliwość zobowiązań z tytułu kredytów oraz leasingu opartych o zmienną stopę, na zmianę stóp procentowych o +/-100 punktów bazowych wyniosła +/- 1,38 milionów złotych.

Ze względu na niedokładnie zidentyfikowane ryzyko cen towarów analiza wrażliwości dla tego ryzyka nie została przeprowadzona.

Wartość bilansowa na 31 grudnia 2007	Zmian kursu o:
Aktywa finansowe	
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	9 029
Inne aktywa finansowe	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	165 545
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	17 442
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	91 671
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	
Podatek 19%	
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	
razem waluty	
Zobowiązania finansowe	
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	35 765
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	484 279
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	36 185
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	
Podatek 19%	-
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	
razem waluty	
Razem zwiększenie/zmniejszenie	
razem waluty	
Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:	
kurs EUR/PLN	3,5820
kurs USD/PLN	2,4350
kurs NOK/PLN	0,4497

Ryzyko walutowe							
10%				-10%			
dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut
36	867	-	-	(36)	(867)	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
1 958	8 498	243	5 855	(1 958)	(8 498)	(243)	(5 855)
-	-	-	-	-	-	-	-
7 989	13 776	(16 093)	-	(59)	(226)	83 797	-
1 193	4 611	2 839	525	(1 193)	(4 611)	(2 839)	(525)
11 176	27 752	(13 011)	6 380	(3 246)	(14 202)	80 715	(6 380)
(2 123)	(5 273)	2 472	(1 212)	617	2 698	(15 336)	1 212
9 053	22 479	(10 539)	5 168	(2 629)	(11 504)	65 379	(5 168)
26 161				46 078			
-	1 314	-	2 262	-	(1 314)	-	(2 262)
9 609	32 126	2 632	4 061	(9 609)	(32 126)	(2 632)	(4 061)
(1 086)	(31 188)	70 406	-	10 449	82 616	(2 701)	-
8 523	2 252	73 038	6 323	840	49 176	(5 333)	(6 323)
(1 619)	(428)	(13 877)	(1 201)	(160)	(9 343)	1 013	1 201
6 904	1 824	59 161	5 122	680	39 833	(4 320)	(5 122)
73 011				31 071			
2 149	20 655	(69 700)	46	(3 309)	(51 337)	69 699	(46)
(46 850)				15 007			
3,9402	3,5820	3,5820	3,5820	3,2238	3,5820	3,5820	3,5820
2,4350	2,6785	2,4350	2,4350	2,4350	2,1915	2,4350	2,4350
0,4497	0,4497	0,4947	0,4497	0,4497	0,4497	1,9453	0,4497

36. Pochodne instrumenty zabezpieczające wyceniane według wartości godziwej odnoszone na rachunek zysków i strat

Metody wyceny instrumentów pochodnych

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

Na dzień 31 grudnia 2008 roku Jednostka Dominująca posiadała 3 rodzaje instrumentów pochodnych: Currency Basis Swapy, zakupione opcje Call oraz tzw. strategie risk reversal (zakupione opcje walutowe Call i sprzedane opcje Put). Wycena do wartości godziwej została przeprowadzona przy użyciu aplikacji Risk Hedging a w przypadku transakcji swap wycena została przesłana przez banki, z którymi zostały zawarte transakcje.

Wycena do wartości godziwej opcji Call i Put została przeprowadzona wg modelu Garmana-Kohlhagena przy użyciu danych rynkowych: stóp procentowych, kursów walutowych i zmienności (volatility), z dnia 31 grudnia 2008 roku.

Rachunkowość zabezpieczeń

Grupa Kapitałowa w 2008 roku nie stosowała zasad rachunkowości zabezpieczeń dlatego też zmiany w wartości godziwej zabezpieczanych instrumentów finansowych oraz instrumentów zabezpieczających zostały przedstawione w rachunku zysków i strat za dany okres obrotowy.

Wycena pozytywna instrumentów pochodnych na koniec okresu jest prezentowana w bilansie w odrębnej pozycji aktywów obrotowych. Natomiast wycena negatywna jest prezentowana w bilansie w odrębnej pozycji zobowiązań krótkoterminowych. Skutki wyceny otwartych pozycji odnoszone są w wynik finansowy okresu. W momencie realizacji instrumentu pochodnego różnica pomiędzy ostatnią wyceną a bieżącą wartością realizowaną odnoszona jest również w wynik finansowy okresu.

Instrumenty pochodne

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Opcja Call*						
Płatności za gaz	10 mln USD	25 lipiec 2008	9 styczeń 2009	2,1900	7 738	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	25 lipiec 2008	9 styczeń 2009	3,3200	4 270	-
Płatności za gaz	20 mln USD	28 lipiec 2008	9 styczeń 2009	2,3000	13 279	-
Płatności za gaz	20 mln USD	28 lipiec 2008	9 styczeń 2009	1,9100	-	-
Płatności za gaz	15 mln USD	28 lipiec 2008	9 styczeń 2009	2,2000	11 457	-
Płatności za gaz	15 mln USD	29 lipiec 2008	9 styczeń 2009	2,2200	11 158	-
Płatności za gaz	15 mln USD	29 lipiec 2008	20 styczeń 2009	2,2200	11 197	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	29 lipiec 2008	20 styczeń 2009	3,3200	4 279	-
Płatności za gaz	20 mln USD	31 lipiec 2008	20 styczeń 2009	2,3100	13 134	-
Płatności za gaz	20 mln USD	31 lipiec 2008	20 styczeń 2009	1,9230	-	-
Płatności za gaz	20 mln USD	31 lipiec 2008	20 styczeń 2009	2,2300	14 729	-
Płatności za gaz	20 mln USD	1 sierpień 2008	9 styczeń 2009	2,3350	12 579	-
Płatności za gaz	20 mln USD	1 sierpień 2008	9 styczeń 2009	1,9300	-	-
Płatności za gaz	6 mln EUR	17 wrzesień 2008	9 styczeń 2009	3,4500	4 345	-
Płatności za gaz	7 mln EUR	17 wrzesień 2008	10 luty 2009	3,4900	4 852	-
Płatności za gaz	8 mln EUR	18 wrzesień 2008	20 luty 2009	3,5050	5 463	-
Płatności za gaz	8 mln EUR	19 wrzesień 2008	10 marzec 2009	3,4600	5 848	-
Płatności za gaz	9 mln EUR	22 wrzesień 2008	20 marzec 2009	3,4400	6 785	-
Płatności za gaz	3 mln EUR	23 wrzesień 2008	20 luty 2009	3,4300	2 265	-
Płatności za gaz	20 mln USD	15 październik 2008	10 luty 2009	2,8000	4 819	-
Płatności za gaz	10 mln USD	5 listopad 2008	10 luty 2009	3,0000	1 392	-
Płatności za gaz	15 mln USD	5 listopad 2008	9 styczeń 2009	3,3000	114	-
Płatności za gaz	15 mln USD	5 listopad 2008	9 styczeń 2009	2,4705	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	13 listopad 2008	10 luty 2009	3,4000	506	-
Płatności za gaz	10 mln USD	13 listopad 2008	20 styczeń 2009	3,3800	193	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 listopad 2008	10 luty 2009	3,3000	639	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 listopad 2008	10 luty 2009	3,3000	639	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 listopad 2008	20 styczeń 2009	3,3000	264	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 listopad 2008	10 luty 2009	3,3800	530	-
Płatności za gaz	10 mln USD	24 listopad 2008	20 luty 2009	3,4500	597	-
Płatności za gaz	10 mln USD	24 listopad 2008	20 luty 2009	3,4500	597	-
Płatności za gaz	10 mln USD	25 listopad 2008	10 marzec 2009	3,4500	762	-
Płatności za gaz	10 mln USD	25 listopad 2008	10 marzec 2009	3,4500	762	-
Płatności za gaz	10 mln USD	25 listopad 2008	20 luty 2009	3,4200	633	-
Płatności za gaz	10 mln USD	26 listopad 2008	10 marzec 2009	3,4000	832	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 listopad 2008	10 marzec 2009	3,3300	944	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 listopad 2008	20 marzec 2009	3,4000	945	-
Płatności za gaz	10 mln USD	8 grudzień 2008	10 marzec 2009	3,4000	832	-
Płatności za gaz	10 mln USD	8 grudzień 2008	10 marzec 2009	3,4000	832	-
Płatności za gaz	10 mln USD	8 grudzień 2008	20 luty 2009	3,3800	686	-
Płatności za gaz	10 mln USD	9 grudzień 2008	20 luty 2009	3,4000	659	-
Płatności za gaz	10 mln USD	9 grudzień 2008	20 luty 2009	3,4000	659	-
Płatności za gaz	10 mln USD	12 grudzień 2008	10 marzec 2009	3,4000	832	-
Płatności za gaz	10 mln USD	15 grudzień 2008	20 marzec 2009	3,4000	945	-
Płatności za gaz	10 mln USD	15 grudzień 2008	20 marzec 2009	3,4000	945	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	10 sierpień 2007	10 styczeń 2008	3,8400	-	200
Płatności za gaz	5 mln EUR	23 październik 2007	10 marzec 2008	3,6800	-	317
Płatności za gaz	10 mln USD	20 listopad 2007	18 kwiecień 2008	2,5800	-	419
Płatności za gaz	10 mln USD	26 listopad 2007	18 kwiecień 2008	2,5700	-	413
					154 936	1 349

Collar						
Płatności za gaz	10 mln USD	19 lipiec 2007	10 styczeń 2008	2,8600-2,6195	-	(1 840)
Płatności za gaz	10 mln USD	19 lipiec 2007	10 styczeń 2008	2,8600-2,6185	-	(1 830)
Płatności za gaz	10 mln USD	28 sierpień 2007	10 styczeń 2008	3,0000-2,6750	-	(2 394)
Płatności za gaz	10 mln USD	7 wrzesień 2007	18 styczeń 2008	2,9900-2,6550	-	(2 187)
Płatności za gaz	10 mln USD	7 wrzesień 2007	8 luty 2008	2,9900-2,6550	-	(2 171)
Płatności za gaz	10 mln USD	7 wrzesień 2007	10 marzec 2008	2,9900-2,6490	-	(2 105)
Płatności za gaz	10 mln USD	10 wrzesień 2007	18 styczeń 2008	2,9900-2,6000	-	(1 639)
Płatności za gaz	10 mln USD	11 wrzesień 2007	8 luty 2008	2,9900-2,5945	-	(1 581)
Płatności za gaz	10 mln USD	11 wrzesień 2007	10 marzec 2008	2,9900-2,5890	-	(1 542)
Płatności za gaz	10 mln USD	12 wrzesień 2007	8 luty 2008	2,9500-2,5815	-	(1 456)
Płatności za gaz	10 mln USD	13 wrzesień 2007	8 luty 2008	2,9500-2,5680	-	(1 329)
Płatności za gaz	10 mln USD	13 wrzesień 2007	18 styczeń 2008	2,9500-2,5690	-	(1 332)
Płatności za gaz	10 mln USD	19 wrzesień 2007	10 marzec 2008	2,9000-2,5680	-	(1 352)
Płatności za gaz	10 mln USD	20 wrzesień 2007	10 marzec 2008	2,8700-2,5690	-	(1 360)
Płatności za gaz	10 mln USD	20 wrzesień 2007	18 styczeń 2008	2,8700-2,5665	-	(1 307)
Płatności za gaz	10 mln USD	2 października 2007	10 styczeń 2008	2,8000-2,5599	-	(1 244)
Płatności za gaz	10 mln USD	2 października 2007	20 luty 2008	2,8000-2,5500	-	(1 175)
Płatności za gaz	5 mln EUR	2 października 2007	8 luty 2008	3,8700-3,7070	-	(621)
Płatności za gaz	10 mln USD	10 października 2007	20 marzec 2008	2,8300-2,5300	-	(1 035)
Płatności za gaz	10 mln USD	10 października 2007	20 marzec 2008	2,8300-2,5300	-	(1 035)
Płatności za gaz	10 mln USD	23 października 2007	10 styczeń 2008	2,7000-2,4755	-	(433)
Płatności za gaz	10 mln USD	24 października 2007	20 luty 2008	2,7500-2,4350	-	(312)
Płatności za gaz	10 mln USD	5 listopad 2007	10 kwiecień 2008	2,7500-2,3705	-	(171)
Płatności za gaz	10 mln USD	5 listopad 2007	20 luty 2008	2,7500-2,3760	-	(105)
Płatności za gaz	10 mln USD	6 listopad 2007	10 kwiecień 2008	2,7500-2,3380	-	(102)
Płatności za gaz	10 mln USD	7 listopad 2007	20 luty 2008	2,7500-2,2700	-	(6)
Płatności za gaz	10 mln USD	9 listopad 2007	20 marzec 2008	2,7500-2,2765	-	(21)
Płatności za gaz	10 mln USD	12 listopad 2007	10 kwiecień 2008	2,7500-2,3350	-	(97)
Płatności za gaz	10 mln USD	12 listopad 2007	10 kwiecień 2008	2,7500-2,3400	-	(106)
Płatności za gaz	10 mln USD	20 listopad 2007	9 maj 2008	2,7700-2,3100	-	(82)
Płatności za gaz	10 mln USD	28 listopad 2007	20 maj 2008	2,7400-2,3100	-	(79)
Płatności za gaz	5 mln EUR	28 listopad 2007	25 styczeń 2008	3,7800-3,5630	-	(69)
Płatności za gaz	5 mln EUR	29 listopad 2007	10 kwiecień 2008	3,7600-3,5830	-	(167)
Płatności za gaz	10 mln USD	29 listopad 2007	18 styczeń 2008	2,6500-2,3510	-	(9)
Płatności za gaz	5 mln EUR	30 listopad 2007	22 luty 2008	3,7400-3,5700	-	(110)
Płatności za gaz	10 mln USD	30 listopad 2007	20 luty 2008	2,7400-2,2850	-	(10)
Płatności za gaz	10 mln USD	30 listopad 2007	20 marzec 2008	2,7400-2,2750	-	(19)
Płatności za gaz	5 mln EUR	30 listopad 2007	25 marzec 2008	3,7500-3,5470	-	(84)
Płatności za gaz	10 mln USD	30 listopad 2007	18 kwiecień 2008	2,7400-2,2730	-	(28)
Płatności za gaz	10 mln USD	5 grudzień 2007	9 maj 2008	2,7300-2,2740	-	(30)
Płatności za gaz	5 mln EUR	5 grudzień 2007	9 maj 2008	3,7500-3,5090	-	(35)
Płatności za gaz	10 mln USD	7 grudzień 2007	18 styczeń 2008	2,6300-2,3100	-	(1)
Płatności za gaz	10 mln USD	7 grudzień 2007	20 luty 2008	2,6600-2,3075	-	(15)
Płatności za gaz	10 mln USD	7 grudzień 2007	20 luty 2008	2,6600-2,2860	-	(5)
Płatności za gaz	10 mln USD	10 grudzień 2007	18 styczeń 2008	2,6400-2,3275	-	(3)
Płatności za gaz	10 mln USD	10 grudzień 2007	8 luty 2008	2,6300-2,3050	-	(5)
Płatności za gaz	10 mln USD	10 grudzień 2007	18 kwiecień 2008	2,6500-2,3000	-	(19)
Płatności za gaz	5 mln EUR	10 grudzień 2007	18 kwiecień 2008	3,7600-3,4600	-	(1)
Płatności za gaz	10 mln USD	11 grudzień 2007	20 luty 2008	2,6400-2,2930	-	(4)
Płatności za gaz	10 mln USD	11 grudzień 2007	20 maj 2008	2,6600-2,2940	-	(17)
Płatności za gaz	10 mln USD	11 grudzień 2007	20 maj 2008	2,6600-2,2980	-	(22)
Płatności za gaz	10 mln USD	13 grudzień 2007	9 maj 2008	2,6600-2,2980	-	(22)
Płatności za gaz	10 mln USD	13 grudzień 2007	18 styczeń 2008	2,6400-2,2990	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 grudzień 2007	10 kwiecień 2008	2,7000-2,2910	-	(30)
Płatności za gaz	10 mln USD	28 grudzień 2007	10 marzec 2008	2,7200-2,2980	-	(26)
Płatności za gaz	10 mln USD	28 grudzień 2007	9 maj 2008	2,7100-2,2960	-	(46)
					-	(32 826)

Forward						
Zakup inwestycyjny	1,54 mln USD	10 styczeń 2007	5 maj 2008	2,7495	-	(484)
Zakup inwestycyjny	0,56 mln USD	11 styczeń 2007	1 kwiecień 2008	2,7450	-	(174)
					-	(658)
Cross Currency Interest Rate Swap						
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	8 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4686	3 430	4 605
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	12 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4627	(1)	4 833
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	15 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4596	1 645	2 522
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	19 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4534	(2 954)	1 868
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	22 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4588	1 388	2 265
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	30 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4461	(1 682)	(2 701)
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	18 styczeń 2008	17 styczeń 2011	0,4530	1 026	-
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	18 styczeń 2008	17 styczeń 2011	0,4530	(325)	-
					2 527	13 392
Razem					157 463	(18 743)
	Z tego:	 premia od opcji*	 aktywa		32 770	1 061
		wycena pozytywna	 aktywa		141 416	16 381
		Wycena negatywna*	 zobowiązania		(16 723)	(36 185)

* Część premii od opcji dotycząca instrumentów pochodnych z wyceną negatywną została zaprezentowana w aktywach.

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Wynik na wycenie instrumentów pochodnych - niezrealizowane	143 839	30 199
Wynik na instrumentach pochodnych - zrealizowane	216 612	(158 611)
Razem wynik na instrumentach pochodnych ujęty w rachunku zysków i strat	360 451	(128 412)

37. Zobowiązania warunkowe

37.1. Zobowiązania warunkowe z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji

Na dzień 31 grudnia 2008 roku obowiązywała umowa zawarta 22 września 2005 roku przez PGNiG SA ze Spółkami Gazownic-

twą, dotycząca udzielenia gwarancji w związku z Umową Kredytową zawartą przez PGNiG SA z konsorcjum banków w dniu 27 lipca 2005 roku. Umowa ta dotyczy udzielonych solidarnie przez Spółki, Bankowi Handlowemu w Warszawie SA (Agentowi Kredytu) nieodwołalnych i bezwarunkowych gwarancji ter-

Kredytobiorca	Udzielone zobowiązanie warunkowego w walucie	Waluta zobowiązania warunkowego
Zobowiązania warunkowe udzielone przez PGNiG SA		
PGNiG Norway AS	627 556	EUR
EUROPOL GAZ SA	56 000	PLN
Polish Oil and Gas Company LIBYA B.V.	108 000	USD
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	406	EUR
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Spółki Gazownictwa		
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Spółki Gazownictwa	1 250 000	EUR
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Geofizyka Kraków sp. z o.o.		
Urząd Celny w Pakistanie	800	USD
Oil India Comany LTD	2 363	USD
Oil India Limited Libya	664	EUR
Oil India Limited Libya	1 000	USD
Oil Gas Development Company Pakistan	1 470	USD
Meezan Bank Limited	100	USD
Komercni Banka a.s.	5 000	CZK
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Geofizyka Toruń sp. z o.o.		
Oil india	1 386	USD
CAIRN	1 194	USD
Cairn	1 240	USD
Oil india	1 801	USD
RIL	640	USD
ADANI	1 259	USD
Jubilant	354	USD
Oil india	658	USD
Comissioner	2 223	INR
ADANI	650	USD
GSPC	1 156	USD
GSPC	1 974	USD
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	370	USD
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	33	PLN
Zobowiązania warunkowe udzielone przez PNiG Jasło sp. z o.o.		
PeBeKa SA	987	PLN
RWE DEA GmbH	550	EUR
Zobowiązania warunkowe udzielone przez BUG Gazobudowa Zabrzesp. z o.o.		
GAZ-SYSTEM SA Warszawa	388	PLN
IMP Promont Montaza Lubljana	128	EUR
Hydrobudowa Polska SAPrzeźmierowo	2 298	PLN
GAZ-SYSTEM Oddz.w Gdańsku	655	PLN
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Naftomontaż Krosno sp. z o.o.		
MICROTECH Ltd SA Wrocław	112	PLN
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Diament sp. z o.o.		
GS Engineering&Konstruktion	535	PLN
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	1 234	PLN
Razem		

* Zobowiązania warunkowe w walucie przeliczone wg kursów NBP z dnia 31 grudnia 2008 roku.

minowej spłaty kredytu do kwoty 1.250.000 tysięcy EUR do dnia przypadającego 18 miesięcy po dacie rozwiązania umowy odnośnie Transzy A Kredytu, tj. do dnia 27 stycznia 2012 roku. Spółka dokonała spłaty kredytu terminowego w kwocie 600.000 tysięcy EUR zapewniając sobie jednocześnie możliwość wykorzystania kwoty w tej samej wysokości w ramach kredytu odnawialnego. Gwarancje Spółek Gazownictwa stanowią teraz jego zabezpieczenie.

W tabeli 37.1. Spółka nie prezentuje gwarancji bankowych, które na zlecenie Jednostki Dominującej zostały wystawione przez banki na rzecz beneficjentów, wobec których Jednostka Dominująca posiada istotne zobowiązania z tytułu zawartych umów na dostawę towarów i usług. Na dzień 31 grudnia 2008 roku wartość takich gwarancji bankowych wynosiła 754.714 tysięcy złotych a na dzień 31 grudnia 2007 roku 1.051.920 tysięcy złotych.

Udzielone zobowiązanie warunkowe* w PLN	Data ważności zobowiązania warunkowego	Rodzaj udzielonego zobowiązania warunkowego
2 618 413	1 styczeń 2050	gwarancja
56 000	30 wrzesień 2012	poręczenie kredytu
319 874	1 czerwiec 2013	gwarancja
1 692	28 luty 2010	gwarancja bankowa
5 215 500	27 styczeń 2012	gwarancja spłaty
237	31 grudzień 2009	gwarancja celna
6 998	31 sierpień 2009	gwarancja należytego wykonania kontraktu
2 771	23 marzec 2010	gwarancja należytego wykonania kontraktu
2 962	27 styczeń 2009	gwarancja wadialna
4 353	28 kwiecień 2009	gwarancja należytego wykonania kontraktu
296	31 styczeń 2009	gwarancja należytego wykonania kontraktu
783	31 marzec 2009	gwarancja bankowa
4 104	15 listopad 2010	gwarancja bankowa
3 536	11 listopad 2010	gwarancja bankowa
3 673	8 luty 2010	gwarancja bankowa
5 334	15 wrzesień 2009	gwarancja bankowa
1 896	30 grudzień 2009	gwarancja bankowa
3 730	25 lipiec 2010	gwarancja bankowa
1 048	5 październik 2009	gwarancja bankowa
1 948	17 grudzień 2010	gwarancja bankowa
136	10 luty 2009	gwarancja bankowa
1 925	30 lipiec 2009	gwarancja bankowa
3 422	18 grudzień 2009	gwarancja bankowa
5 847	2 listopad 2009	gwarancja bankowa
1 095	2009-2010	gwarancje bankowe
33	2009	gwarancje bankowe
987	4 grudzień 2009	gwarancja należytego wykonania kontraktu
2 295	17 kwiecień 2009	gwarancja należytego wykonania kontraktu
388	30 maj 2012	gwarancja należytego wykonania kontraktu
533	8 marzec 2013	gwarancja należytego wykonania kontraktu
2 298	31 grudzień 2010	gwarancja należytego wykonania kontraktu
655	30 grudzień 2012	gwarancja należytego wykonania kontraktu
112	18 grudzień 2009	poręczenie wekslowe
535	14 luty 2010	gwarancja należytego wykonania kontraktu
1 234	2009-2011	gwarancja należytego wykonania kontraktu
8 276 643		

37.2. Zobowiązania warunkowe z tytułu wystawionych weksli

Podmiot, któremu został wystawiony weksel	Wysokość wystawionego weksla w walucie	Waluta wystawionego weksla	Wysokość wystawionego weksla w złotych	Data obowiązywania weksla
Weksle wystawione przez Geofizyke Kraków sp. z o.o.				
ECS,BPH Leasing,Sogelege	2 134	PLN	2 134	30 wrzesień 2012
Weksle wystawione przez Geofizyka Toruń sp. z o.o.				
BRE BANK SA	6 000	PLN	6 000	24 sierpień 2009
Raiffeisen Bank SA	6 000	PLN	6 000	29 maj 2009
Weksle wystawione przez PNiG Jasło sp. z o.o.				
Bank PeKaO SA	5 000	PLN	5 000	31 styczeń 2009
Bank PeKaO SA	10 000	PLN	10 000	31 styczeń 2009
Bank PeKaO SA	987	PLN	987	4 grudzień 2009
ING BANK ŚLĄSKI SA	12 000	PLN	12 000	27 sierpień 2009
Weksle wystawione przez Diament sp. z o.o.				
BRE BANK SA	4 000	PLN	4 000	bezterminowo
Weksle wystawione przez Wielkopolską Spółka Gazownictwa sp. z o.o.				
Europejski Fundusz Leasingowy	190	PLN	190	15 luty 2009
Weksle wystawione przez Gazobudowę Zabrze sp. z o.o.				
PKN Orlen	20	PLN	20	bezterminowo
TU ALLIANZ Polska SA W-wa	8 000	PLN	8 000	14 marzec 2009
ERGO HESTIA Katowice	1 000	PLN	1 000	bezterminowo
PKN Orlen	10	PLN	10	bezterminowo
Weksle wystawione przez Naftomontaż Krosno sp. z o.o.				
TU InterRisk SA O/Kielce	6 382	PLN	6 382	7 maj 2009
Pozostałe (każdy poniżej 500 tys. zł)	1 197	PLN	1 197	2009-2011
Weksle wystawione przez Geovitę sp. z o.o.				
PKO BP SA	1 000	PLN	1 000	31 marzec 2010
Razem			63 920	

37.3. Inne zobowiązanie warunkowe

Podatek od nieruchomości

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

Obowiązek podatkowy od rurociągów istnieje od 2001 roku. Oddział w Zielonej Górze w poprzednich latach utworzył rezerwy na roszczenia gmin z tytułu podatku od nieruchomości w wysokości 821,3 tysięcy złotych. W związku z pozytywnym rozwiązaniem dotychczasowych spraw sądowych związanych z tym roszczeniem PGNiG SA 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 – 2008. Spółka na koniec 2008 roku ponownie skalkulowała to zobowiązanie. Ewentualne nie przeterminowane zobowiązanie z tego tytułu, wraz z odsetkami, nie wykazane w sprawozdaniu finansowym, wynosi na dzień 31 grudnia 2008 roku 123.145,6 tysięcy złotych (na koniec 2007 roku zobowiązanie to wynosiło 125.495,8 tysięcy złotych).

Roszczenia dotyczące nieruchomości

Ponadto wobec PGNiG SA zgłaszane są roszczenia właścicieli nieruchomości gruntowych:

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

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

38. Zobowiązania pozabilansowe

38.1. Zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
W okresie 1 roku	18	1 952
W okresie od 1 do 5 lat	30	1 082
Powyżej 5 lat	-	-
Razem	48	3 034

38.2. Zobowiązania inwestycyjne

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów	3 071 099	625 761
Stan realizacji umów na dzień bilansowy	302 909	320 755
Zobowiązania wynikające z umów po dniu bilansowym	2 768 190	305 006

39. Informacje o podmiotach powiązanych

Podmiot powiązany		Sprzedaż na rzecz podmiotów powiązanych	Zakupy od podmiotów powiązanych
Jednostki stowarzyszone konsolidowane metodą praw własności	31 grudnia 2008	36 001	510 515
	31 grudnia 2007	50 302	96 113
Podmioty zależne i stowarzyszone nie konsolidowane	31 grudnia 2008	20 882	587 794
	31 grudnia 2007	21 458	215 834
Razem podmioty powiązane	31 grudnia 2008	56 883	1 098 309
	31 grudnia 2007	71 760	311 947

39.1. Transakcje z podmiotami powiązanymi

Najistotniejszymi transakcjami z akcjonariuszami w 2008 oraz 2007 roku były wypłaty dywidendy przedstawione dokładnie w nocie 10.

W 2008 roku Jednostka Dominująca ani spółki od niej zależne nie zawarły żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż warunki rynkowe.

Grupa sporządza dokumentację dla transakcji z jednostkami powiązanymi 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 powiązanymi, w przypadku gdy łączna kwota zobowiązań/należności (z jednym kontrahentem na podstawie jednej umowy) lub jej równowartość w złotych przekracza w roku kalendarzowym wartość 100 tysięcy euro dla transakcji towarowych oraz 30 tysięcy euro dla transakcji związanych ze świadczeniem usług, sprzedażą lub udostępnieniem wartości niematerialnych i prawnych. Grupa stosuje metody i sposób kalkulacji zysków oraz określenia ceny przedmiotu transakcji wskazane w art. 11 Ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych, tj. porównywalnej ceny niekontrolowanej, ceny odsprzedaży, rozsądnej marży („koszt plus”) oraz dodatkowe metody zysku transakcyjnego (podziału zysków, marży transakcyjnej netto).

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

W roku 2008 roku Jednostka Dominująca uzyskała największe obroty z następującymi podmiotami, których akcjonariuszem lub udziałowcem jest Skarb Państwa: Operator Gazociągów Przesyłowych „GAZ-SYSTEM” sp. z o.o., Polski Koncern Naftowy ORLEN SA, Rafineria Trzebinia SA, Zakłady Azotowe ANWIL SA, Zakłady Azotowe POLICE SA, Zakłady Azotowe PUŁAWY SA. Wartość sprzedaży do powyższych jednostek w 2008 roku wyniosła 3.019 milionów złotych, co stanowiło 16,4% przychodów ze sprzedaży (w 2007 roku odpowiednio 2.634 milionów złotych i 15,8%). Wartość zakupów od powyższych jednostek w 2008 roku wyniosła 1.401 milionów złotych, co stanowiło 7,9% kosztów operacyjnych (w 2007 roku odpowiednio 1.497 milionów złotych i 9,5%). Na dzień 31 grudnia 2008 roku wartość bilansowa należności wyniosła 1.119 milionów złotych (w 2007 roku 2.792 milionów złotych) natomiast wartość zobowiązań wyniosła 84 miliony złotych (w 2007 roku 110 milionów złotych).

Należności brutto od podmiotów powiązanych	Należności netto od podmiotów powiązanych	Udzielone pożyczki brutto podmiotom powiązanym	Udzielone pożyczki netto podmiotom powiązanym	Zobowiązania wobec podmiotów powiązanych
3 840	3 840	120 526	-	7 955
2 378	2 378	131 083	-	27 794
130 270	2 859	16 343	-	134 570
134 261	5 882	12 523	-	127 368
134 110	6 699	136 869	-	142 525
136 639	8 260	143 606	-	155 162

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

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Wynagrodzenie osób zarządzających	20 799	21 854
Jednostka dominująca	4 641	1 780
Jednostki zależne	13 570	11 364
Jednostka współzależna	1 929	8 130
Jednostki stowarzyszone	659	580
Wynagrodzenie osób nadzorujących	7 682	9 235
Jednostka dominująca	312	305
Jednostki zależne	3 677	3 287
Jednostka współzależna	3 119	5 153
Jednostki stowarzyszone	574	490
Razem	28 481	31 089

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

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Członkowie Zarządów		
Oprocentowanie (%)	1%-5%	1%-5%
Warunki spłaty (na ile lat)	3-10 lat	1,5-10 lat
Wartości pożyczek pozostałych do spłaty	128	110
Członkowie Rad Nadzorczych		
Oprocentowanie (%)	0%-5%	0%-5%
Warunki spłaty (na ile lat)	1,25-5 lat	1,25-5 lat
Wartości pożyczek pozostałych do spłaty	8	17
Razem wartości pożyczek pozostałych do spłaty	136	127

39.5. Wynagrodzenie wypłacone Członkom Zarządu oraz Rady Nadzorczej Jednostki Dominującej

Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008			
Imię i nazwisko	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w 2008 roku	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2008 roku	Razem wynagrodzenie wypłacone w 2008 roku
Razem Zarząd w tym:	4 641,25	2 716,97	7 358,22
Michał Szubski - prezes zarządu	211,37	240,04	451,41
Mirosław Dobrut - wiceprezes zarządu	184,80	82,39	267,19
Radosław Dudziński - wiceprezes zarządu	189,35	203,00	392,35
Sławomir Hinc - wiceprezes zarządu	184,12	218,33	402,45
Mirosław Szkałuba - wiceprezes zarządu	192,83	130,33	323,16
Ewa Bernacik - prokurent	334,57	74,39	408,96
Marek Dobryniewski - prokurent	342,25	37,24	379,49
Stanisław Radecki - prokurent	401,39	37,24	438,63
Waldemar Wójcik - prokurent	442,51	36,95	479,46
Osoby zarządzające w 2008 roku, ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2008 roku:			
Krzysztof Głogowski	318,05	386,91	704,96
Jan Anysz	337,75	271,76	609,51
Zenon Kuchciak	315,85	323,64	639,49
Stanisław Niedbalec	268,22	270,33	538,55
Tadeusz Zwierzyński	318,59	174,69	493,28
Jan Czerepok	352,90	133,26	486,16
Bogusław Marzec	246,70	96,47	343,17
Razem Rada Nadzorcza w tym:	312,23	165,30	477,53
Stanisław Rychlicki	32,65	48,49	81,14
Marcin Moryń	37,24	-	37,24
Mieczysław Kawecki	37,24	34,89	72,13
Agnieszka Chmielarz	24,96	21,65	46,61
Grzegorz Banaszek	32,65	-	32,65
Maciej Kaliski	4,65	-	4,65
Marek Karabuła	4,65	-	4,65
Mieczysław Puławski	37,24	-	37,24
Jolanta Siergiej	24,96	18,91	43,87
Osoby nadzorujące w 2008 roku ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2008 roku:			
Wojciech Arkuszewski	4,73	-	4,73
Kazimierz Chrobak	12,27	2,00	14,27
Hubert Konarski	20,48	-	20,48
Andrzej Rościszewski	4,73	-	4,73
Joanna Stuglik	20,48	19,34	39,82
Mirosław Szkałuba	3,84	-	3,84
Piotr Szwarc	4,73	20,02	24,75
Jarosław Wojtowicz	4,73	-	4,73
Razem	4 953,48	2 882,27	7 835,75

Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007

Imię i nazwisko	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w 2007 roku	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2007 roku	Razem wynagrodzenie wypłacone w 2007 roku
Razem Zarząd w tym:	1 779,89	2 816,67	4 596,56
Głogowski Krzysztof - prezes zarządu	222,74	840,75	1 063,49
Anysz Jan - członek zarządu	270,31	178,21	448,52
Kuchciak Zenon - członek zarządu	242,26	779,49	1 021,75
Niedbałec Stanisław - członek zarządu	251,72	377,95	629,67
Zwierzyński Tadeusz - członek zarządu	226,04	130,28	356,32
Marzec Bogusław - prokurent	315,06	470,38	785,44
Bernacik Ewa - prokurent	251,76	39,61	291,37
Razem Rada Nadzorcza w tym:	304,74	128,47	433,21
Rościszewski Andrzej	33,86	-	33,86
Szwarc Piotr	33,86	56,66	90,52
Chrobak Kazimierz	33,86	6,00	39,86
Arkuszewski Wojciech	33,86	-	33,86
Kawecki Mieczysław	33,86	31,95	65,81
Moryń Marcin	33,86	-	33,86
Puławski Mieczysław	33,86	-	33,86
Szkałuba Mirosław	33,86	33,86	67,72
Wojtowicz Jarosław	33,86	-	33,86
Razem	2 084,63	2 945,14	5 029,77

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

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG oraz sprawozdanie finansowe PGNiG SA za rok 2008 weryfikuje spółka Deloitte Audyt sp. z o.o. Umowa z audytorem została podpisana na okres trzech lat (lata 2007-2009) w dniu 16 sierpnia 2007 roku. Zakres umowy obejmuje:

- badanie sprawozdań finansowych za lata 2007, 2008, 2009
- przegląd sprawozdań finansowych za I kwartał 2008, 2009, 2010 roku
- przegląd sprawozdań finansowych za I półrocze 2007, 2008, 2009 roku
- przegląd sprawozdań finansowych za 3 kwartały 2007, 2008, 2009 roku.

Wynagrodzenie dla podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych wypłacone lub należne za lata 2007-2008 zostało zaprezentowane w poniższej tabeli.

39.7. Wspólne przedsięwzięcia nie podlegające konsolidacji

W 2008 roku PGNiG SA współpracowała na terytorium Polski z następującymi firmami: FX Energy Poland sp. z o.o., EuroGas Polska sp. z o.o., Energia Bieszczady sp. z o.o.

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

W 2008 roku PGNiG SA kontynuowała prowadzenie wspólnych prac z firmą FX Energy Poland sp. z o.o. na obszarach:

- „Płotki” (Umowa o Wspólnych Operacjach z dnia 12 maja 2000 roku z późniejszymi zmianami)
- „Płotki” – „PTZ” – (tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla, Umowa Operacyjna Użytkowników Górniczych z dnia 26 października 2005 roku)
- „Poznań” (Umowa o Wspólnych Operacjach z dnia 1 czerwca 2005 roku)
- Blok 255 (Umowa o Wspólnych Operacjach z dnia 29 października 1999 roku).

W ramach „Porozumienia w sprawie rozliczeń gazu ziemnego wydobywanego z otworu Klęka 11” prowadzona była eksploatacja złoża Klęka. Ponadto na obszarze „Płotki” kontynuowano reprocessing i reinterpretację danych sejsmicznych. W odwierconym w 2007 roku otworze Roszków-1 wykonano pomiary wydajności i próby złożowe. W 2008 roku zostało również udokumentowane złożo gazu ziemnego Roszków o zasobach wydobywalnych 0,9 mld m³.

Na obszarze „Poznań” w 2008 roku prowadzono reprocessing i interpretację wcześniejszych danych sejsmicznych, mających na celu przygotowanie nowych obiektów pod wiercenia w 2008 roku i latach następnych. W 2008 roku wykonane zostały zdjęcia sejsmiczne 2D Lutynia-Taczanów oraz zdjęcia sejsmiczne 3D Kórnik-Środa Wielkopolska i Żerków-Pleszew. Zakończono wiercenie

	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2007 do 31 grudnia 2007
Badanie rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	155	185
Badanie rocznego jednostkowego sprawozdania finansowego	175	205
Inne usługi poświadczające, w tym za przegląd sprawozdań finansowych	540	440
Usługi doradztwa podatkowego	-	-
Pozostałe usługi	288	26
Razem	1 158	856

3 otworów poszukiwawczych: Grundy-2, Kromolice-1, i Środa Wielkopolska-6 oraz rozpoczęto wiercenie otworu Kromolice-2.

W 2008 roku kontynuowano eksploatację złoża gazu ziemnego Zaniemyśl na obszarze „Płotki”-„PTZ” oraz wydobywanie gazu ziemnego ze złoża Wilga (Blok 255).

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 2008 roku PGNiG SA wspólnie z Eurogas Polska sp. z o.o. oraz Energia Bieszczady sp. z o.o. prowadziła prace studialne oraz analizy geologiczno-geofizyczne w celu wyznaczania obszarów na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów na obszarze „Bieszczady”. Ponadto wykonano zdjęcie sejsmiczne 2D Kostarowce-Zahutyń. Koncesje oraz prawo użytkowania górniczego do poszukiwania i rozpoznawania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na powyższym obszarze należą do operatora, tj. PGNiG SA.

Wszystkie opisane powyżej wspólne przedsięwzięcia nie były konsolidowane w 2008 oraz 2007 roku, ponieważ wszystkie związane z nimi aktywa, zobowiązania, przychody oraz koszty zostały ujęte w bilansie i rachunku zysków i strat PGNiG SA w proporcjach odpowiadających udziałowi we wspólnym przedsięwzięciu.

39.8. Działalność poza granicami kraju

Udziały PGNiG SA w spółkach zagranicznych

Ukraina

Spółka „Dewon” ZSA jest spółką akcyjną typu zamkniętego (nie giełdową). 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 4.157,8 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2008 roku) i dzieli się na 120,0 tysięcy akcji o wartości nominalnej 92,89 UAH każda. Zaangażowanie w spółce wynosi 4.055,2 tysięcy UAH to jest 1.512,6 tysięcy zł tych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2008 roku).

Struktura własności akcji przedstawia się następująco:

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

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

Eksploatacja złoża Sachalinskoje odbywa się w ramach joint venture, na podstawie umowy zawartej przez spółkę „Dewon” ZSA z NAK „Nadra Ukrainy” (posiadaczem licencji na eksploatację węglowodorów) i spółką PoltavaNaftoGasGeologia. Licencja, którą posiada NAK „Nadra Ukrainy” udzielona została na dwa lata i jej ważność wygasa 24 kwietnia 2009 roku.

Oman

Kapitał zakładowy spółki „Sahara Petroleum Technology LLC” wynosi 150,0 tysięcy RO (omańskich riali), to jest 1.155,7 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 31 grudnia 2008) i dzieli się na 150,0 tysięcy udziałów o wartości 1 RO każdy. Zaangażowanie PGNiG SA w spółce wynosi 73,5 tysięcy riali, to jest 566,3 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 31 grudnia 2008 roku). Struktura własności udziałów przedstawia się następująco:

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

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

Spółka nigdy nie podjęła działalności, do której prowadzenia zo-

stała powołana. W związku z tym PGNiG SA dąży do jej likwidacji i wycofania swych udziałów ze spółki.

Niemcy

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

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

Obaj partnerzy objęli po 50% udziałów w każdej ze spółek. Kapitał zakładowy założonych spółek wynosi po 200 tysięcy EURO (to jest 834,5 tysięcy złotych według średniego kursu NBP z dnia 31 grudnia 2008 roku, a ich siedziby znajdują się w Poczdamie. 50 % udział PGNiG SA na koniec roku 2008 miał wartość 417,2 tysięcy złotych.

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 czerwcu 2008 roku Zgromadzenie Wspólników podjęło uchwałę o dokonaniu przez Wspólników wpłaty na kapitał rezerwy w kwocie 80 tysięcy EUR.

Norwegia

W dniu 24 maja 2007 roku PGNiG SA powołało w Norwegii spółkę zależną – PGNiG Norway AS z siedzibą w Stavanger w Norwegii w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością jako spółkę celową do zadań PGNiG na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NCS). Następnie w dniu 9 czerwca 2007 roku spółka została zarejestrowana.

Na koniec 31 grudnia 2008 roku zaangażowanie kapitałowe PGNiG SA w spółce wynosiło 497.327, tysięcy NOK to jest 210.767 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2008 roku). Spółka PGNiG Norway umożliwia Grupie Kapitałowej realizację następujących celów:

- Dywersyfikację dostaw paliwa gazowego,
- Podniesienie bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego,
- Międzynarodową ekspansję w sektorze poszukiwań i wydobycia ropy i gazu,
- Rozwój międzynarodowej działalności w zakresie obrotu paliwem gazowym.

Spółka PGNiG Norway AS została powołana w szczególności do wykonania umowy zawartej w dniu 28 lutego 2007 roku pomiędzy PGNiG SA a Mobil Development Norway AS i ExxonMobil Produktion Norway Inc. dotyczącą nabycia 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 PGNiG Norway AS posiada prawo do 11,9175% (po dokonanej unityzacji złóż Skarv i Snadd ze złożem Idun w dniu 14 września 2007 roku) produkcji pochodzącej ze złoża Skarv/Snadd/Idun.

W 2008 roku spółka PGNiG Norway AS kontynuowała prace nad zagospodarowaniem ww złóż. Na potrzeby zakupu udziału w złożach oraz potrzeby inwestycyjne Jednostka Dominująca udzieliła spółce pożyczkę w kwocie 3.800.000 tysięcy NOK. Pożyczka jest uruchomiana w transzach a datę spłaty ustalono na grudzień 2022 roku. W 2008 roku spółka otrzymała następną transzę pożyczki w wysokości 688.000 tysięcy NOK. Saldo otrzymanej pożyczki przez spółkę PGNiG Norway AS na dzień 31 grudnia 2008 roku wynosiło 2.488.000 tysięcy NOK to jest 1.054.414 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2008 roku).

Jedynym właścicielem PGNiG Norway AS jest PGNiG SA w Warszawie. Przedmiot działalności PGNiG Norway AS obejmuje w szczególności eksploatację ropy naftowej i gazu ziemnego i inną działalność podobnego typu, jak również wszelką inną działalność z tym związaną. Dodatkowo PGNiG Norway AS ma możliwość zaangażowania się w projekty infrastrukturalne, jak np. budowa i operatorstwo na gazociągach.

Holandia - Libia

Spółka PGNiG Finance B.V. została zawiązana w dniu 14 września 2001 roku do obsługi emisji obligacji PGNiG SA denominowanych w EUR. Jedynym udziałowcem spółki jest PGNiG SA. Jej kapitał zakładowy wynosi 20 tysięcy EUR to jest 83 tysiące złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2008 roku).

W styczniu 2008 roku Zarząd PGNiG SA podjął uchwałę w sprawie wyrażenia zgody na wykorzystanie spółki PGNiG Finance B.V. na potrzeby prowadzenia działalności poszukiwawczo-wydobywczej na terytorium Libii. W tym samym dniu Zarząd PGNiG SA 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.).

Zarząd spółki Polish Oil and Gas Company – Libya B.V. podjął działania, które doprowadziły do podpisania w lutym 2008

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

W lutym 2008 roku została udzielona przez PGNiG SA na rzecz National Oil Corporation gwarancja dotycząca realizacji przez POGC – Libya B.V. zobowiązań koncesyjnych na kwotę 108.000 tysięcy USD to jest 319.874 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2008 roku).

W czerwcu 2008 roku PGNiG SA udzielił Spółce pożyczki w wysokości 20.000 tysięcy USD. to jest 59.236 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2008 roku). Środki z pożyczki, zgodnie z przedstawionym Planem Działalności na rok 2008, mają zapewnić realizację zobowiązań koncesyjnych w pierwszym roku działalności operacyjnej Spółki.

Udziały Grupy w koncesjach poszukiwawczych

Projekt na Norweskim Szelfie Kontynentalnym

Do celów realizacji projektu na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG SA powołała spółkę PGNiG Norway AS. W dniu 30 października 2007 roku PGNiG Norway AS nabyła od Mobil Development Norway A/S i ExxonMobil Production Norway Inc 15% udziałów w trzech obszarach koncesyjnych obejmujących złoża Skarv i Snadd oznaczonych (PL 212, PL 212B, PL 262). Pozostałe udziały należą do: British Petroleum (Operator) – 30%, StatoilHydro – 30%, E.ON Ruhrgas Norge – 25%. Podstawowym zadaniem spółki PGNiG Norway AS jest poszukiwanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym oraz udział w projektach infrastrukturalnych związanych z morską działalnością przesyłową.

Zagospodarowanie złóż jest prowadzone przez British Petroleum wraz z PGNiG Norway AS, StatoilHydro i E.ON Ruhrgas. W wyniku unicyzacji złóż Skarv i Snadd ze złożem Idun na Norweskim Szelfie Kontynentalnym udziały poszczególnych spółek w obszarze eksploatacyjno-poszukiwawczym w przybliżeniu wynoszą:

- British Petroleum (Operator) 24%
- StatoilHydro 36%
- E.ON Ruhrgas Norge 28%
- PGNiG Norway AS 12%

W chwili obecnej projekt Skarv wszedł w fazę zagospodarowania złoża. Rozpoczęcie wydobywania planowane jest w 2011 roku. Projekt zagospodarowania złóż obejmuje wykonanie 16 odwiertów, w tym 7 do eksploatacji ropy, 5 – gazu ziemnego i 4 odwiertów iniekcyjnych (do zatłaczania). W późniejszej fazie odwierty iniekcyjne zostaną przekształcone w gazowe otwory eksploatacyjne w celu pełnego wyeksploatowania złoża. Mobilizację urządzenia wiertniczego przewiduje się w 2009 roku.

Zgodnie z szacunkami nakłady inwestycyjne na rozwój złóż

wyniosą około 5 miliardów USD, z czego nakłady inwestycyjne Grupy wyniosą około 600 milionów USD. Na koniec 31 grudnia 2008 roku dotychczas poniesione przez Grupę (poprzez spółkę zależną PGNiG SA) nakłady inwestycyjne ujęte w bilansie Grupy wyniosły 2.966.985 tysięcy NOK to jest 1.257.408 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2008 roku), natomiast związane z tym przedsięwzięciem bezpośrednie koszty ujęte w rachunku zysków i strat za 2008 rok wyniosły 91.796 tysięcy NOK to jest 39.151 tysięcy złotych (przeliczone po średnim kursie NOK stanowiącym średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez NBP na ostatni dzień każdego miesiąca danego okresu obrotowego).

Inne prace poszukiwawcze za granicą

PGNiG SA prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie Umowy zawartej pomiędzy PGNiG SA a Rządem Pakistanu w dniu 18 maja 2005 roku na realizację poszukiwań i eksploatację węglowodorów w obszarze koncesji Kirthar. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z firmą Pakistan Petroleum Ltd. zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG SA – 70%, a PPL – 30%. Z uwagi na brak dostępnego urządzenia, rozpoczęcie wiercenia pierwszego otworu poszukiwawczego Rahman-1 zostało przesunięte na I kwartał 2009 roku.

W dniu 6 grudnia 2007 roku PGNiG SA podpisała umowę cesji udziałów w koncesji poszukiwawczo-wydobywczej 1/05 na obszarze Dani i objęła operatorstwo. Obecnie udziały wynoszą: PGNiG SA – 40%, Odin Energi A/S – 40%, rządowa firma duńska Nordsofonden – 20%. W dniu 5 kwietnia 2008 roku decyzją Duńskiej Agencji Energii powyższa koncesja została przedłużona do 5 października 2009 roku pod warunkiem wykonania zdjęcia sejsmicznego 3D o powierzchni nie mniejszej niż 50 km². W bieżącym roku wykonano reprocessing archiwalnych materiałów sejsmicznych 2D w celu lokalizacji zdjęcia sejsmicznego 3D, którego wykonanie planowane jest w 2009 roku. 3 kwietnia 2009 roku PGNiG SA odkupiło 40% udziałów w duńskiej koncesji od Odin Energi A/S. Wartość tej transakcji wyniosła 6,25 milionów koron duńskich to jest 3,74 milionów złotych (według kursu NBP z dnia 3 kwietnia 2009 roku).

W 2007 roku PGNiG SA wygrała przetarg na koncesję poszukiwawczą poszukiwawczo-wydobywczą Bahariya (Blok nr 3) w Egipcie. Koncesja obejmuje obszar o łącznej powierzchni 4.414,4 km². Po ratyfikowaniu umowy PSA (Production Sharing Agreement) PGNiG SA przewiduje przeprowadzenie reprocessingu oraz 1.450 km² sejsmiki 2D.

W 2007 roku PGNiG SA wygrała przetarg operatorski i uzyskała prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych na koncesji poszukiwawczo-wydobywczej numer 113 zlokalizowanej w basenie naftowym Murzuq (zachodnia Libia). W dniu 4 lutego 2008 roku na potrzeby prowadzenia projektu libijskiego spółka PGNiG Finance B.V. została przekształcona na Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. Spółka uzyskała ze strony PGNiG SA gwarancję wykonania zobowiązań koncesyjnych. W dniu 25 lutego 2008 roku POGC Libya B.V. podpisała z państwową libijską firmą naftową National Oil Corporation umowę EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement). Umowa ta została ratyfikowana przez rząd libijski 1 czerwca 2008 roku. W I kwartale 2009 roku

rozpoczęto prace sejsmicznych 2D i 3D.

W lutym 2008 roku PGNiG SA podpisała list intencyjny z firmą Iranian Offshore Oil Company (IOOC) w sprawie zagospodarowania złoża gazowo-kondensatowego Lavan.

Oddziały Grupy poza granicami kraju:

Grupa posiada poza granicami kraju oddziały, które prowadzą działalność operacyjną lub wspierają działalność rozwojową Grupy poza granicami kraju.

PGNiG SA – Jednostka Dominująca:

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

Geofizyka Kraków sp. z o.o.:

Oddział Pakistan Branch – Islamabad;
Zakład Słowacja w Bratysławie;
Zakład Czechy w Ostrawie;
Oddział Libia Branch - Trypolis.

Geofizyka Toruń sp. z o.o.:

Oddział w Jebel Ali - Zjednoczone Emiraty Arabskie, Dubaj;
Oddział w Jemenie - Sana, Okręg Al.-Amana;
Oddział w Syrii – Damascus;
Oddział w Tajlandii – Bangkok.

PNiG Jasło sp. z o.o.:

Oddział w Libii - Trypolis.

PNiG Kraków sp. z o.o.:

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

PNiG Piła sp. z o.o.:

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

40. Zatrudnienie (dane w osobach)

Zatrudnienie na koniec okresu w podziale na segmenty	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Centrala Spółki PGNiG SA*	837	604
Poszukiwanie i wydobywanie	10 725	10 151
Obrót i magazynowanie	4 088	4 104
w tym spółki konsolidowane metodą praw własności	295	294
Dystrybucja	13 746	13 538
Pozostałe	2 044	1 928
Razem	31 440	30 325

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

41. Informacje na temat procesu restrukturyzacji w grupie kapitałowej

W 2008 roku zakończony został II etap Programu restrukturyzacji zatrudnienia w GK PGNiG, który pierwotnie miał się kończyć w 2007 roku, ale uchwałą NWZ PGNiG SA został przedłużony na 2008 roku. W wyniku realizacji Programu w latach 2000 - 2008 restrukturyzacją zatrudnienia objęto ogółem 21.159 pracowników PGNiG SA i spółek z GK PGNiG. Realizacja Programu miała decydujący wpływ na spadek zatrudnienia w latach jego realizacji o ogółem prawie 15.500 osób, tj. z ok. 42 tysięcy osób do około 26,4 tysięcy pracowników zatrudnionych na czas nieokreślony.

W 2008 roku uwarunkowania rynkowe spowodowały, że spadek zatrudnienia w Grupie Kapitałowej PGNiG uległ praktycznie zahamowaniu, a liczba przyjmowanych do pracy w Grupie Kapitałowej PGNiG zaczęła przekraczać liczbę pracowników obejmowanych w tym okresie restrukturyzacją zatrudnienia. Ewolucja Programu w stronę dodatkowego premiowania odejść na wcześniejszą emeryturę, stało w sprzeczności z celami Grupy Kapitałowej. Wobec powyższego Strona Społeczna i Zarząd PGNiG SA uznali, że po 9-ciu latach zakończyła się restrukturyzacja zatrudnienia w Grupie Kapitałowej PGNiG, w dotychczasowej formule.

W 2008 roku w trybie negocjacji z Partnerami społecznymi, ustalono treść „Programu racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2009 – 2011 (III etap)”. 11 grudnia 2008 roku NWZ PGNiG SA przyjęło Program i od stycznia 2009 roku wszedł on w życie. W odróżnieniu od uprzednich Programów restrukturyzacji zatrudnienia, jest to Program w formule „na gotowość”, na sytuacji szczególnej, wymagającej stosowania przez danego pracodawcę jednolitej dla wszystkich spółek ustalonej w Programie procedury.

Realizacja Programu w danym roku kalendarzowym następuje wyłącznie na podstawie odpowiedniej uchwały organu danego podmiotu, zgodnie z umową/statutem spółki, a w przypadku poszczególnych oddziałów PGNiG SA, Zarządu PGNiG SA. Decyzje o realizacji Programu podejmowane będą „wyłącznie w przypadkach, gdy jest to uzasadnione skalą projektowanych działań

restrukturyzacyjnych, związanych ze zmniejszeniem zatrudnienia i/lub likwidacją stanowisk”. Dopiero spełnienie procedur korporacyjnych z uwzględnieniem kompetencji związków zawodowych daje prawo do tzw. tytułów osłonowych.

Niezależnie odrębną uchwałą NWZ PGNiG SA przedłużono na lata 2009 – 2011 „okres obowiązywania kapitału rezerwowego pn. Centralny Fundusz Restrukturyzacji”. Tak jak w poprzednich latach, środki CFR mogą być uruchamiane na warunkach określonych w Programie, wyłącznie na podstawie konkretnej uchwały NWZ PGNiG SA, m.in. na rzecz byłych pracowników tych podmiotów GK PGNiG, które znalazły się w trudnej sytuacji finansowo – ekonomicznej.

Powyższe założenia zostały potwierdzone w Porozumieniu zawartym w Warszawie 22 grudnia 2008 roku pomiędzy Spółką PGNiG SA reprezentowaną przez Prezesa Zarządu i Wiceprezesa Zarządu ds. Pracowniczych i Restrukturyzacji a właściwymi organizacjami związków zawodowych górnictwa naftowego i gazownictwa, reprezentowanymi przez ich Przewodniczących.

Przeprowadzono zmiany w obszarze obrotu gazem ziemnym. W ich rezultacie zlikwidowano odrębny Oddział Handlowy, tworząc w jego miejsce odpowiednie departamenty Centrali Spółki oraz sześć terenowych Oddziałów Obrotu Gazem: Dolnośląski we Wrocławiu, Górnośląski w Zabrze, Karpacki w Tarnowie, Mazowiecki w Warszawie, Pomorski w Gdańsku, Wielkopolski w Poznaniu.

Zgodnie z kierunkami określonymi w Strategii PGNiG SA (przyjętej przez Zarząd PGNiG SA i opublikowanej w dniu 13 listopada 2008 roku; raport bieżący nr 87/2008), kontynuowano prace analityczne – projektowe, dla porządkowania struktur Grupy Kapitałowej przez konsolidowanie spółek o zbliżonym profilu działania. Jedną z przesłanek takich projektów jest tworzenie silniejszych pod względem wykonawczym i finansowym spółek PGNiG SA, mogących w przyszłości podjąć się realizacji kluczowych dla polskiego gazownictwa i górnictwa naftowego projektów inwestycyjnych oraz prac poszukiwawczych w Polsce i zagranicą.

42. Zestawienie oraz objaśnienie różnic pomiędzy danymi ujawnionymi w sprawozdaniu finansowym i porównywalnych danych finansowych, a uprzednio sporządzonymi i opublikowanymi sprawozdaniami finansowymi

W porównaniu do danych zawartych w sprawozdaniu finansowym za IV kwartał 2008 roku opublikowanym w dniu 2 marca 2008 roku w niniejszym sprawozdaniu wprowadzono następujące zmiany:

W wyniku dokonanej analizy Spółka przeprowadziła korektę zawyżonych szacunków przychodów w latach poprzednich w łącznej w wysokości 46.071 tysięcy złotych. Zgodnie z MSR 8 dokonane zmiany wartości szacunkowych są wynikiem bieżą-

Zmiany zysku z działalności operacyjnej

Zysk z działalności operacyjnej ze sprawozdania za IV kwartał 2008 roku	885 495
a) Zmiana stanu odpisów aktualizujących aktywa	(83 582)
b) Pozostałe	(1 235)
Zysk z działalności operacyjnej ze sprawozdania za 2008 rok	800 678

Zmiany zysku netto za okres sprawozdawczy

Zysk netto za okres sprawozdawczy ze sprawozdania za IV kwartał 2008 roku	928 987
a) Zmiana stanu odpisów aktualizujących aktywa	(83 582)
b) Pozostałe	7 837
c) Podatek dochodowy dotyczący wprowadzonych korekt	8 507
d) Korekta podatku odroczonego	3 993
Zysk netto za okres sprawozdawczy ze sprawozdania za 2008 rok	865 742

Główna korekta wyniku została spowodowana zwiększeniem odpisów aktualizujących na należności (46.071 tysięcy złotych) i rzeczowy majątek trwały (35.786 tysięcy złotych).

W bieżącym okresie sprawozdawczym Spółka dokonała przeglądu stosowanej metody kalkulacji szacowanych przychodów z tytułu dostarczanego paliwa gazowego odbiorcom indywidualnym.

cej oceny oraz oczekiwanych pożytków związanych z szacunkami przychodów z tytułu dostarczanego paliwa gazowego odbiorcom indywidualnym.

W związku z ostateczną weryfikacją wartości przepływów pieniężnych generowanych przez majątek kopalniany, które stanowią podstawę testów na utratę wartości tego majątku, Jednostka Dominująca dokonała zwiększenia odpisów aktualizujących majątek kilkunastu kopalń na łączną kwotę 35.786 tysięcy złotych.

43. Zarządzanie kapitałem

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

Grupa monitoruje stan kapitałów stosując wskaźnik dźwigni, który jest liczony jako stosunek zadłużenia netto do sumy kapi-

tałów powiększonych o zadłużenie netto. Zasady Grupy stanowią, by wskaźnik ten nie przekroczył 35%. Do zadłużenia netto Grupa wlicza kredyty i pożyczki, zobowiązania z tytułu leasingu finansowego, zobowiązania z tytułu dostaw i usług i inne zobowiązania, pomniejszone o środki pieniężne i ekwiwalenty środków pieniężnych. Kapitał obejmuje kapitał własny należny akcjonariuszom Jednostki Dominującej.

	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Kredyty i pożyczki oraz zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	912 810	138 101
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i inne zobowiązania	3 294 154	2 711 039
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (-)	(1 421 939)	(1 583 635)
Zadłużenie netto	2 785 025	1 265 505
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)	20 706 895	21 013 076
Kapitał i zadłużenie netto	23 491 920	22 278 581
Wskaźnik dźwigni	11,9%	5,7%

44. Informacja na temat nieodpłatnego nabycia akcji spółki PGNiG SA 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 SA.

W związku z powyższym, zgodnie z art. 38 ust. 2 Ustawy, prawo do nieodpłatnego nabycia akcji Spółki przez uprawnionych pracowników powstanie w dniu 1 października 2008 roku i wygaśnie w dniu 1 października 2009 roku. W związku z tym, że w dniu 12 lutego 2009 roku weszła w życie ustawa o zmianie ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji z dnia 19 grudnia 2008 roku, zgodnie ze znowelizowanym art. 38 ust. 2 termin wygaśnięcia do nieodpłatnego nabycia akcji Spółki został przesunięty na 1 października 2010 roku.

Zgodnie z art. 36 ust. 1 Ustawy uprawnionym pracownikom przysługuje 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 wynosi 61.516 osób. Zgodnie z przyjętym harmonogramem, proces wydawania akcji został uruchomiony w dniu 6 kwietnia 2009 roku.

Wartość rynkowa powyższego pakietu akcji na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania (7 kwietnia 2009 roku) wynosiła 2.512.500 tysięcy złotych.

Zgodnie z art. 38 ust. 3 Ustawy akcje nabyte nieodpłatnie przez uprawnionych pracowników nie mogą być przedmiotem obrotu przed dniem 1 lipca 2010 roku natomiast akcje nabyte nieodpłatnie przez członków zarządu Spółki przed dniem 1 stycznia 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 SA akcje będą wydawane z puli akcji należących do Skarbu Państwa. W związku z tym Spółka ponosi jedynie koszty administracyjne związane z operacją wydania akcji uprawnionym pracownikom.

45. Zdarzenia po dniu bilansowym

- a. **Zmniejszenie dostaw gazu z kierunku wschodniego oraz ograniczenie dostaw do dużych odbiorców.** W związku z „konfliktem gazowym” pomiędzy rosyjskim dostawcą gazu Gazpromem a Ukrainą od dnia 2 stycznia 2009 roku występują ograniczenia w dostawach gazu dla PGNiG SA z kierunku wschodniego. W wyniku tego Spółka PGNiG SA podjęła decyzję o zmniejszeniu dostaw gazu do Zakładów Azotowych Puławy SA oraz PKN ORLEN SA. Ograniczenie dostaw występowało pomiędzy 7 a 19 stycznia 2009 roku. Spółka na bieżąco informowała o zaistniałej sytuacji komunikatami nr 1/2009, 2/2009, 3/2009, 4/2009, 6/2009, 7/2009, 11/2009, 12/2009, 13/2009, 14/2009. Zgodnie z ostatnim komunikatem (do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania) nr 29/2009 w tej sprawie, dostawy gazu ziemnego z kierunku wschodniego były realizowane na poziomie ok. 78% w stosunku do pierwotnie planowanych ilości. Oznacza to, że dostawy w ramach kontraktu z RosUkrEnergo AG nadal nie były realizowane. Brakujące ilości gazu były uzupełniane z podziemnych magazynów gazu, co pozwalało na pełne pokrycie zapotrzebowania odbiorców PGNiG SA na gaz ziemny W związku z tym do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, zapotrzebowanie na gaz ziemny klientów w Polsce było w pełni pokrywane.
- b. **Objęcie udziałów w licencjach.** Jednostka zależna od Spółki, PGNiG Norway AS poinformowała 6 stycznia 2009 roku, że bezpłatnie obejmie 30% udziałów w licencji PL350 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym na podstawie umowy z StatoilHydro Petroleum AS. Bezpośrednim operatorem na Licencji jest E.ON Ruhrgas Norge A/S (40% udziałów). Pozostałymi partnerami są StatoilHydro ASA (25% udziałów) oraz StatoilHydro Petroleum AS (5% udziałów). W związku z uzyskaniem w lutym 2009 roku zgody od norweskiego Ministerstwa Ropy i Gazu na bezpłatne objęcie 30% udziałów w licencji PL350, PGNiG Norway AS stał się właścicielem licencji z mocą od 1 stycznia 2009 roku. Natomiast w dniu 13 lutego 2009 roku spółka zależna PGNiG Norway AS objęła 25% udziałów w licencji PL419 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, na podstawie umowy z Nexen Exploration Norge AS. Zgodnie z zapisami umowy, PGNiG Norway objęła 25% udziałów w licencji za symboliczną kwotę 1,00 NOK (równowartość kwoty 0,5277 PLN zgodnie z tabelą kursów średnich NBP nr 31/A/NBP/2009 z dnia 13 lutego 2009 roku). Bezpośrednim operatorem na Licencji jest Nexen Exploration Norge AS (30% udziałów), a pozostałymi partnerami są Wintershall Norge ASA (25% udziałów) oraz Edison International Spa (20% udziałów). Objęcie udziałów w Licencji PL419 uzależnione jest od uzyskania zgody Norweskiego Ministerstwa ds. Węglowodorów i Energii oraz Norweskiego Ministerstwa Finansów.
- c. W dniu 22 stycznia 2009 roku Sąd Rejonowy dla Poznania-Nowe Miasto i Wilda w Poznaniu, VIII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego wydał postanowienie w przedmiocie podwyższenia kapitału zakładowego Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. („WSG”) Kapitał zakładowy został podwyższony z kwoty 978.287 tysięcy złotych do kwoty 1.033.186 tysięcy złotych, tj. o kwotę 54.899 tysięcy złotych poprzez utworzenie nowych, równych i niepodzielnych 54.899 (słownie: pięćdziesiąt cztery tysiące osiemset dziewięćdziesiąt dziewięć) udziałów o wartości nominalnej 1.000 zł (słownie: jeden tysiąc złotych) każdy. Nowo utworzone udziały zostały objęte przez jedynego współnika PGNiG SA i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej. Wartość ewidencyjna aktywów wniesionych w formie wkładu niepieniężnego w księgach rachunkowych PGNiG SA wynosi 54.899 tysięcy złotych. Po zarejestrowaniu podwyższenia kapitału zakładowego WSG sp. z o.o. ogólna liczba głosów w spółce wynosi 1.033.186. PGNiG posiada 100% udziałów w spółce WSG sp. z o.o., reprezentujących 100% głosów na zgromadzeniu współników.
- d. W dniu 28 stycznia 2009 roku Rada Nadzorcza PGNiG SA powołała w skład Zarządu PGNiG SA Pana Waldemara Wójcika, na stanowisko Członka Zarządu - Wiceprezesa PGNiG ds. Górnictwa Naftowego.
- e. W dniu 14 lutego 2009 roku nastąpiło odwołanie prokury Panu Markowi Dobryniowskiemu oraz Panu Waldemarowi Wójcikowi. Jednocześnie Zarząd PGNiG SA powołał na Prokurentów Spółki Pana Tadeusza Kulczyka oraz Pana Zbigniewa Króla.
- f. W dniu 23 lutego zakładowe organizacje związkowe działające w PGNiG SA rozpoczęły spór zbiorowy z pracodawcą. Spór zbiorowy dotyczy ustalenia wysokości wskaźnika przyrostu wynagrodzeń w roku 2009 w PGNiG SA Biorąc pod uwagę sytuację gospodarczą w kraju oraz sytuację ekonomiczną Spółki, Zarząd PGNiG podjął decyzję o nie uwzględnieniu żądań organizacji związkowych działających w PGNiG SA polegających na ustaleniu wskaźnika przyrostu wynagrodzeń na poziomie 11% w skali roku, w tym 5,5% do wykorzystania w pierwszym półroczu 2009. Zarząd PGNiG SA oświadczył, że dołoży wszelkich starań w celu wypracowania rozwiązań kończących spór, a zarazem uwzględniających możliwości finansowe Spółki.
- g. W dniu 2 marca 2009 roku Zarząd PGNiG SA poinformował, że analiza dotychczasowego przebiegu eksploatacji wskazuje na zmianę w zakresie prognozy wydobycia gazu ziemnego w 2009 roku, który zmniejszy się z poziomu ok. 4,6 mld m³ do ok. 4,3 mld m³. Nowa prognoza wydobycia gazu ziemnego wynika ze zgłaszanego nieznacznie niższego zapotrzebowania na gaz zaazotowany przez część klientów przemysłowych pobierających gaz bezpośrednio ze złóż. Dodatkowo na niższe prognozowane wydobycie wpływ mają przesunięcia planów inwestycyjnych dotyczących zagospodarowania nowych złóż gazu ziemnego, a także problemy natury geologiczno-żółowej występujące na aktualnie eksploatowanych złóżach. Jednocześnie Zarząd PGNiG SA poinformował, iż prognoza wydobycia gazu ziemnego na rok 2010 wynosi 4,3 mld m³.