



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE FINANSOWE

ZA ROK ZAKOŃCZONY

31 GRUDNIA 2012 ROKU

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu

Grażyna Piotrowska-Oliwa

Wiceprezes Zarządu

Radosław Dudziński

Wiceprezes Zarządu

Sławomir Hinc

Wiceprezes Zarządu

Mirosław Szałuba

Warszawa, 5 marca 2013 roku

SPIS TREŚCI

WYBRANE DANE FINANSOWE	5
JEDNOSTKOWY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT	6
JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW	6
JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ	7
JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE Z PRZEPIŃWÓW PIENIĘŻNYCH	8
SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM	9
INFORMACJA DODATKOWA DO JEDNOSTKOWEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2012 roku	10
1. INFORMACJE OGÓLNE	10
2. STOSOWANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI	16
3. SEGMENTY OPERACYJNE	41
4. KOSZTY OPERACYJNE	44
5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE	46
6. PODATEK DOCHODOWY	46
7. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA	47
8. ZYSK NA JEDNĄ AKCJĘ	48
9. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY	48
10. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE	49
11. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE	53
12. WARTOŚCI NIEMATERIALNE	54
13. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY – DŁUGOTERMINOWE	57
14. INNE AKTYWA FINANSOWE	58
15. AKTYWA Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO	58
16. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE	59
17. ZAPASY	59
18. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI	60
19. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO	60
20. POZOSTAŁE AKTYWA	61
21. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY – KRÓTKOTERMINOWE	61
22. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY	61
23. AKTYWA TRWAŁE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY	61
24. KAPITAŁ PODSTAWOWY	61
25. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE	62
26. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU ŚWIADCZEŃ PRACOWNICZYCH	65
27. REZERWY	67
28. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW	68
29. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO	68
30. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE	68
31. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA	68
32. PRZYCZYNY WYSTĘPOWANIA RÓŻNIC POMIĘDZY ZMIANAMI STANU NIEKTÓRYCH POZYCJI SPRAWOZDANIA Z SYTUACJI FINANSOWEJ ORAZ ZMIANAMI STANU TYCH POZYCJI WYKAZANYMI W SPRAWOZDANIU Z PRZEPIŃWÓW PIENIĘŻNYCH	69
33. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM	70
34. INSTRUMENTY POCHODNE	85
35. ZOBOWIĄZANIA I NALEŻNOŚCI WARUNKOWE	89
36. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE	90
37. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH	90
38. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH)	102
39. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM	102
40. INNE ISTOTNE INFORMACJE	103
41. ZDARZENIA PO KOŃCU OKRESU SPRAWOZDAWCZEGO	107

WYBRANE DANE FINANSOWE
za okres zakończony 31 grudnia 2012 roku

	PLN		EUR	
	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011
I. Przychody ze sprzedaży	25 539	21 821	6 119	5 271
II. Zysk z działalności operacyjnej	1 812	1 196	434	289
III. Zysk przed opodatkowaniem	2 260	1 962	541	474
IV. Zysk netto	1 918	1 733	460	419
V. Całkowite dochody	1 707	1 809	409	437
VI. Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	474	847	114	205
VII. Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(4 579)	(2 057)	(1 097)	(497)
VIII. Środki pieniężne netto z działalności finansowej	4 204	1 579	1 007	381
IX. Środki pieniężne netto, razem	99	369	24	89
X. Zysk netto i rozwodniony zysk netto na jedną akcję (w PLN / EUR)	0,33	0,29	0,08	0,07
	Stan na 31 grudnia 2012	Stan na 31 grudnia 2011	Stan na 31 grudnia 2012	Stan na 31 grudnia 2011
XI. Aktywa razem	36 641	29 251	8 963	6 623
XII. Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	14 660	8 978	3 586	2 033
XIII. Zobowiązania długoterminowe	7 278	2 158	1 780	489
XIV. Zobowiązania krótkoterminowe	7 382	6 820	1 806	1 544
XV. Kapitał własny	21 981	20 273	5 377	4 590
XVI. Kapitał podstawowy	5 900	5 900	1 443	1 336
XVII. Liczba akcji (średnia ważona w mln. szt.)	5 900	5 900	5 900	5 900
XVIII. Wartość bilansowa i rozwodniona wartość bilansowa na jedną akcję (w PLN / EUR)	3,73	3,44	0,91	0,78
XIX. Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (w PLN / EUR)	-	0,12	-	0,03

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

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

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do euro ustalone przez NBP

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Średni kurs w okresie	4,1736	4,1401
Kurs na koniec okresu	4,0882	4,4168

JEDNOSTKOWY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT
za okres zakończony 31 grudnia 2012 roku

	Informacja dodatkowa	Okres od 1	Okres od 1
		stycznia 2012 do 31 grudnia 2012	stycznia 2011 do 31 grudnia 2011
(w milionach złotych)			
		zbadane	przekształcone
Przychody ze sprzedaży	3	25 539	21 821
Zużycie surowców i materiałów	4	(15 483)	(13 523)
Świadczenia pracownicze	4	(990)	(905)
Amortyzacja		(603)	(568)
Usługi obce	4	(5 811)	(5 618)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby		13	33
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	4	(853)	(44)
Koszty operacyjne razem		(23 727)	(20 625)
Zysk z działalności operacyjnej		1 812	1 196
Przychody finansowe	5	728	1 027
Koszty finansowe	5	(280)	(261)
Zysk przed opodatkowaniem		2 260	1 962
Podatek dochodowy	6	(342)	(229)
Zysk netto		1 918	1 733
Zysk netto i rozwodniony zysk netto na jedną akcję, przypisany zwykłemu akcjonariuszom (dane w złotych)		0,33	0,29

JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW
za okres zakończony 31 grudnia 2012 roku

	Informacja dodatkowa	Okres od 1	Okres od 1
		stycznia 2012 do 31 grudnia 2012	stycznia 2011 do 31 grudnia 2011
(w milionach złotych)			
		zbadane	przekształcone
Zysk netto		1 918	1 733
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		(9)	10
Stosowanie rachunkowości zabezpieczeń		(249)	135
Aktualizacja wyceny aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży		-	(53)
Podatek odroczonej dotyczący rachunkowości zabezpieczeń		47	(16)
Inne całkowite dochody netto		(211)	76
Całkowite dochody razem		1 707	1 809

JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ
na dzień 31 grudnia 2012 roku

	Informacja dodatkowa	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011	1 stycznia 2011
		(w milionach złotych)		
		zbadane	przekształcone	przekształcone
AKTYWA				
Aktywa trwałe (długoterminowe)				
Rzeczowe aktywa trwałe	10	14 098	13 036	11 544
Nieruchomości inwestycyjne	11	2	3	3
Wartości niematerialne	12	204	159	133
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	13	7 263	6 460	6 409
Inne aktywa finansowe	14	5 780	2 901	2 261
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	15	395	345	289
Pozostałe aktywa trwałe	16	47	26	21
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem		27 789	22 930	20 660
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)				
Zapasy	17	2 427	1 897	879
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	18	5 172	3 170	3 295
Należności z tytułu podatku bieżącego	19	24	5	-
Pozostałe aktywa	20	17	28	14
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	34	105	285	78
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	22	1 034	935	566
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	23	73	1	2
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem		8 852	6 321	4 834
Aktywa razem		36 641	29 251	25 494
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY				
Kapitał własny				
Kapitał podstawowy	24	5 900	5 900	5 900
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej		1 740	1 740	1 740
Skumulowane inne całkowite dochody		(59)	152	76
Zyski zatrzymane		14 400	12 481	11 454
Kapitał własny razem		21 981	20 273	19 170
Zobowiązania długoterminowe				
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	25	4 390	-	-
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	26	81	97	99
Rezerwy	27	1 576	1 154	1 077
Przychody przyszłych okresów	28	559	257	76
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	29	632	634	601
Inne zobowiązania długoterminowe	30	40	16	15
Zobowiązania długoterminowe razem		7 278	2 158	1 868
Zobowiązania krótkoterminowe				
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	31	2 763	2 660	2 824
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	25	3 879	3 591	1 219
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	34	393	417	104
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	19	-	-	136
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	26	190	62	50
Rezerwy	27	152	88	119
Przychody przyszłych okresów	28	5	2	4
Zobowiązania krótkoterminowe razem		7 382	6 820	4 456
Zobowiązania razem		14 660	8 978	6 324
Zobowiązania i kapitał własny razem		36 641	29 251	25 494

JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

za okres zakończony 31 grudnia 2012 roku

Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011
	(w milionach złotych)	
	zbadane	przekształcone
Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
Zysk netto	1 918	1 733
Korekty o pozycje:		
Amortyzacja	603	568
Zysk/(Strata) z tytułu różnic kursowych netto	9	(263)
Odsetki i dywidendy netto	(364)	(687)
Zysk/(Strata) z działalności inwestycyjnej	147	(36)
Podatek dochodowy bieżącego okresu	342	200
Pozostałe pozycje netto	179	370
Podatek dochodowy zapłacony	32 (378)	(409)
	2 456	1 476
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej przed zmianą stanu kapitału obrotowego		
Zmiana stanu kapitału obrotowego:		
Zmiana stanu należności	32 (1 787)	274
Zmiana stanu zapasów	32 (529)	(1 018)
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych	32 112	11
Zmiana stanu rezerw	32 66	(20)
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	32 174	139
Zmiana stanu pozostałych aktywów	32 (22)	(10)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów	4	(5)
	474	847
Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
Wpływy ze sprzedaży rzeczowego majątku trwałego oraz wartości niematerialnych	153	30
Wpływy ze sprzedaży udziałów w jednostkach powiązanych	-	153
Wpływy ze sprzedaży akcji/udziałów w jednostkach pozostałych	-	1
Nabycie rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych	(1 168)	(2 334)
Wydatki na aktywa dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(499)	(117)
Nabycie udziałów w jednostkach powiązanych	(801)	(150)
Wpływy z tytułu udzielonych pożyczek	195	174
Wydatki z tytułu udzielonych pożyczek	(3 118)	(558)
Wpływy z tytułu transakcji terminowych	136	73
Wydatki z tytułu transakcji terminowych	(117)	-
Otrzymane odsetki	22	18
Otrzymane dywidendy	320	521
Wpływy z tytułu leasingu finansowego	5	2
Pozostałe pozycje netto	293	130
	(4 579)	(2 057)
Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
Wpływy z tytułu zaciągnięcia kredytów i pożyczek	2 085	-
Wpływy z emisji papierów dłużnych	6 156	3 580
Wykup papierów dłużnych	(3 580)	(1 210)
Splata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	-	(2)
Wydatki z tytułu transakcji terminowych	(111)	-
Wypłacone dywidendy	-	(678)
Zapłacone odsetki	(345)	(92)
Pozostałe pozycje netto	(1)	(19)
	4 204	1 579
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	99	369
Różnice kursowe netto	-	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	935	566
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	1 034	935
W tym środki o ograniczonej możliwości dysponowania	233	199

SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM
za okres zakończony 31 grudnia 2012 roku

	Kapitał własny						Razem
	Kapitał podstawowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Skumulowane inne całkowite dochody z tytułu			Zyski/Straty zatrzymane	
			Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	Stosowania rachunkowości zabezpieczeń	Aktualizacji wyceny aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży		
(w milionach złotych)							
Stan na 1 stycznia 2012 (przekształcone)	5 900	1 740	9	143	-	12 481	20 273
Całkowite dochody razem	-	-	(9)	(202)	-	1 918	1 707
Zysk netto za 2012 rok	-	-	-	-	-	1 918	1 918
Inne całkowite dochody netto za 2012 rok	-	-	(9)	(202)	-	-	(211)
Stan na 31 grudnia 2012 (zbadane)	5 900	1 740	-	(59)	-	14 400	21 981
Stan na 1 stycznia 2011 (przekształcone)	5 900	1 740	(1)	24	53	11 454	19 170
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	-	(708)	(708)
Całkowite dochody razem	-	-	10	119	(53)	1 733	1 809
Zysk netto za 2011 rok	-	-	-	-	-	1 733	1 733
Inne całkowite dochody netto za 2011 rok	-	-	10	119	(53)	-	76
Stan na 31 grudnia 2011 (przekształcone)	5 900	1 740	9	143	-	12 481	20 273

INFORMACJA DODATKOWA DO JEDNOSTKOWEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2012 roku

1. INFORMACJE OGÓLNE

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

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

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

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

W dniu 14 stycznia 2013 roku Zarząd Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. otrzymał postanowienie Sądu Rejonowego dla m. st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego z dnia 28 grudnia 2012 roku w sprawie zarejestrowania zmian do Statutu PGNiG S.A. przyjętych Uchwałą nr 3/XII/2012 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGNiG S.A. z dnia 6 grudnia 2012 roku. Zmiana została wpisana do Rejestru Przedsiębiorców w dniu 31 grudnia 2012 roku.

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

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

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

- 1) handel paliwami gazowymi w systemie sieciowym,
- 2) górnictwo gazu ziemnego,
- 3) górnictwo ropy naftowej,
- 4) wykonywanie wykopów i wierceń geologiczno-inżynierskich,
- 5) roboty związane z budową rurociągów przesyłowych i sieci rozdzielczych,
- 6) działalność usługowa wspomagająca eksploatację złóż ropy naftowej i gazu ziemnego,
- 7) działalność usługowa wspomagająca pozostałe górnictwo i wydobywanie,
- 8) wydobywanie minerałów dla przemysłu chemicznego oraz do produkcji nawozów,
- 9) pozostałe górnictwo i wydobywanie, gdzie indziej niesklasyfikowane,
- 10) wytwarzanie i przetwarzanie produktów rafinacji ropy naftowej,
- 11) wytwarzanie paliw gazowych,
- 12) sprzedaż hurtowa wyrobów chemicznych,
- 13) sprzedaż hurtowa pozostałych półproduktów,
- 14) sprzedaż detaliczna paliw do pojazdów silnikowych na stacjach paliw,

- 15) sprzedaż hurtowa paliw i produktów pochodnych,
- 16) wykonywanie instalacji wodno-kanalizacyjnych, cieplnych, gazowych i klimatyzacyjnych,
- 17) naprawa i konserwacja maszyn,
- 18) konserwacja i naprawa pojazdów samochodowych, z wyłączeniem motocykli,
- 19) transport rurociągami paliw gazowych,
- 20) transport rurociągowy pozostałych towarów,
- 21) transport drogowy towarów,
- 22) magazynowanie i przechowywanie paliw gazowych,
- 23) magazynowanie i przechowywanie pozostałych towarów,
- 24) produkcja gazów technicznych,
- 25) produkcja pozostałych wyrobów chemicznych, gdzie indziej niesklasyfikowana,
- 26) sprzedaż hurtowa odpadów i złomu,
- 27) badania naukowe i prace rozwojowe w dziedzinie pozostałych nauk przyrodniczych i technicznych,
- 28) działalność w zakresie inżynierii i związane z nią doradztwo techniczne,
- 29) pozostała działalność profesjonalna, naukowa i techniczna, gdzie indziej niesklasyfikowana,
- 30) pozostałe badania i analizy techniczne,
- 31) instalowanie maszyn przemysłowych, sprzętu i wyposażenia,
- 32) wytwarzanie i zaopatrywanie w parę wodną, gorącą wodę i powietrze do układów klimatyzacyjnych,
- 33) pozostałe specjalistyczne roboty budowlane, gdzie indziej niesklasyfikowane,
- 34) działalność w zakresie telekomunikacji przewodowej,
- 35) działalność w zakresie telekomunikacji bezprzewodowej, z wyłączeniem telekomunikacji satelitarnej,
- 36) działalność w zakresie telekomunikacji satelitarnej,
- 37) działalność w zakresie pozostałej telekomunikacji,
- 38) wytwarzanie energii elektrycznej,
- 39) dystrybucja energii elektrycznej,
- 40) handel energią elektryczną,
- 41) wynajem i dzierżawa pozostałych maszyn, urządzeń oraz dóbr materialnych, gdzie indziej niesklasyfikowane,
- 42) leasing finansowy,
- 43) pozostała finansowa działalność usługowa, gdzie indziej niesklasyfikowana, z wyłączeniem ubezpieczeń i funduszy emerytalnych, w tym obrót wierzytelnościami na własny rachunek,
- 44) pozostała działalność wspomagająca usługi finansowe, z wyłączeniem ubezpieczeń i funduszy emerytalnych,
- 45) pozostałe formy udzielania kredytów,
- 46) działalność na rynkach finansowych wykonywana na cudzy rachunek (np. maklera giełdowego) i działalności pokrewne,
- 47) pośrednictwo w zakresie obrotu papierami wartościowymi,
- 48) pośrednictwo w zakresie obrotu towarami giełdowymi,
- 49) pozostała działalność wspomagająca ubezpieczenia i fundusze emerytalne,
- 50) zarządzanie rynkami finansowymi,
- 51) działalność rachunkowo-księgowa; doradztwo podatkowe,
- 52) działalność firm centralnych (head offices) i holdingów, z wyłączeniem holdingów finansowych,
- 53) działalność agentów zajmujących się sprzedażą paliw, rud, metali i chemikaliów przemysłowych,
- 54) działalność agentów zajmujących się sprzedażą towarów różnego rodzaju,
- 55) sprzedaż hurtowa wyrobów metalowych oraz sprzętu i dodatkowego wyposażenia hydraulicznego i grzejnego,
- 56) działalność związana z zarządzaniem urządzeniami informatycznymi,
- 57) przetwarzanie danych; zarządzanie stronami internetowymi (hosting) i podobna działalność,
- 58) pozostała działalność usługowa w zakresie technologii informatycznych i komputerowych,
- 59) działalność związana z oprogramowaniem,
- 60) reprodukcja zapisanych nośników informacji,
- 61) naprawa i konserwacja urządzeń elektronicznych i optycznych,
- 62) naprawa i konserwacja urządzeń elektrycznych,

-
- 63) sprzedaż hurtowa komputerów, urządzeń peryferyjnych i oprogramowania,
 - 64) sprzedaż hurtowa sprzętu elektronicznego i telekomunikacyjnego oraz części do niego,
 - 65) sprzedaż hurtowa pozostałych maszyn i urządzeń biurowych,
 - 66) sprzedaż hurtowa pozostałych maszyn i urządzeń,
 - 67) wydawanie wykazów oraz list (np. adresowych, telefonicznych),
 - 68) działalność wydawnicza w zakresie pozostałego oprogramowania,
 - 69) działalność związana z doradztwem w zakresie informatyki,
 - 70) działalność portali internetowych,
 - 71) pozostała działalność usługowa w zakresie informacji, gdzie indziej niesklasyfikowana,
 - 72) działalność w zakresie inżynierii i związane z nią doradztwo techniczne,
 - 73) wynajem i dzierżawa maszyn i urządzeń biurowych, włączając komputery,
 - 74) dzierżawa własności intelektualnej i podobnych produktów, z wyłączeniem prac chronionych prawem autorskim,
 - 75) naprawa i konserwacja komputerów i urządzeń peryferyjnych,
 - 76) naprawa i konserwacja sprzętu (tele)komunikacyjnego,
 - 77) naprawa i konserwacja elektronicznego sprzętu powszechnego użytku,
 - 78) pozostała działalność usługowa, gdzie indziej niesklasyfikowana,
 - 79) działalność centrów telefonicznych (call center),
 - 80) pozostała działalność wydawnicza,
 - 81) działalność usługowa związana z przygotowaniem do druku,
 - 82) pozostałe drukowanie,
 - 83) wykonywanie fotokopii, przygotowywanie dokumentów i pozostała specjalistyczna działalność wspomagająca prowadzenie biura,
 - 84) pozostała działalność związana z udostępnianiem pracowników,
 - 85) pozostała działalność wspomagająca prowadzenie działalności gospodarczej, gdzie indziej niesklasyfikowana,
 - 86) pobór, uzdatnianie i dostarczanie wody,
 - 87) sprzedaż hurtowa niewyspecjalizowana,
 - 88) działalność bibliotek,
 - 89) działalność archiwów,
 - 90) działalność muzeów,
 - 91) kupno i sprzedaż nieruchomości na własny rachunek,
 - 92) zarządzanie nieruchomościami wykonywane na zlecenie,
 - 93) wynajem i zarządzanie nieruchomościami własnymi lub dzierżawionymi,
 - 94) pozostałe pozaszkolne formy edukacji, gdzie indziej niesklasyfikowane,
 - 95) wynajem i dzierżawa samochodów osobowych i furgonetek,
 - 96) wynajem i dzierżawa pozostałych pojazdów samochodowych, z wyłączeniem motocykli,
 - 97) działalność organizatorów turystyki,
 - 98) hotele i podobne obiekty zakwaterowania,
 - 99) obiekty noclegowe turystyczne i miejsca krótkotrwałego zakwaterowania,
 - 100) pola kempingowe (włączając pola dla pojazdów kempingowych) i pola namiotowe,
 - 101) pozostałe zakwaterowanie,
 - 102) sprzedaż detaliczna prowadzona w niewyspecjalizowanych sklepach z przewagą żywności, napojów i wyrobów tytoniowych,
 - 103) pozostała sprzedaż detaliczna prowadzona w niewyspecjalizowanych sklepach,
 - 104) pozostała sprzedaż detaliczna prowadzona poza siecią sklepową, straganami i targowiskami,
 - 105) działalność związana z organizacją targów, wystaw i kongresów,
 - 106) pozostała działalność rozrywkowa i rekreacyjna.

1.2. Czas trwania działalności Spółki

Czas trwania działalności Spółki jest nieoznaczony.

1.3. Okres objęty sprawozdaniem finansowym

W jednostkowym sprawozdaniu finansowym („sprawozdanie”, „sprawozdanie finansowe”) zaprezentowane zostały dane obejmujące okresy roczne od dnia 1 stycznia 2012 roku do 31 grudnia 2012 roku wraz z danymi porównawczymi z okresu od 1 stycznia 2011 roku do 31 grudnia 2011 roku.

1.4. Sprawozdanie zawiera dane łączne

PGNiG S.A. posiada strukturę wielooddziałową, w której skład na dzień 31 grudnia 2012 roku wchodziły:

- Centrala Spółki w Warszawie,
- Dolnośląski Oddział Obrotu Gazem we Wrocławiu,
- Górnośląski Oddział Obrotu Gazem w Zabrzu,
- Karpacki Oddział Obrotu Gazem w Tarnowie,
- Mazowiecki Oddział Obrotu Gazem w Warszawie,
- Pomorski Oddział Obrotu Gazem w Gdańsku,
- Wielkopolski Oddział Obrotu Gazem w Poznaniu,
- Oddział w Odolanowie,
- Oddział w Sanoku,
- Oddział w Zielonej Górze,
- Oddział Geologii i Eksploatacji w Warszawie,
- Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze w Warszawie,
- Oddział Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego w Krakowie,
oraz oddziały zagraniczne:
- Oddział Operatorski w Pakistanie,
- Oddział w Egipcie,
- Oddział w Danii.

W dniu 5 czerwca 2012 roku Zarząd PGNiG S.A., Uchwałą Nr 329/2012, podjął decyzję o likwidacji Oddziału Operator Systemu Magazynowania. Powodem likwidacji Oddziału było rozpoczęcie w dniu 1 czerwca 2012 roku świadczenia usług magazynowania przez spółkę Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.

Uchwałą Nr 563/2012 z dnia 20 sierpnia 2012 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję o utworzeniu z dniem 1 września 2012 roku, Oddziału Geologii i Eksploatacji. Utworzenie Oddziału PGNiG S.A. w Warszawie – Oddział Geologii i Eksploatacji było podyktowane potrzebą stworzenia bardziej efektywnej struktury dla zarządzania procesami poszukiwania i wydobywania węglowodorów, których powodzenie ma decydujące znaczenie dla rozwoju Spółki i utrzymania satysfakcjonującego akcjonariuszy poziomu wyników finansowych.

Uchwałą Nr 923/2012 z dnia 28 grudnia 2012 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję w sprawie likwidacji Oddziału w Danii do dnia 30 czerwca 2013 roku.

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

1.5. Skład Zarządu PGNiG S.A.

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

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

W skład Zarządu na dzień 31 grudnia 2012 roku wchodzi następujące osoby:

- Pani Grażyna Piotrowska – Oliwa – Prezes Zarządu,
- Pan Radosław Dudziński – Wiceprezes Zarządu ds. Handlu,
- Pan Sławomir Hinc – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
- Pan Mirosław Szkałuba – Wiceprezes Zarządu ds. Zakupów i IT.

W 2012 roku miały miejsce następujące zmiany w składzie Zarządu PGNiG S.A.:

W związku z rezygnacją Pana Michała Szubskiego z funkcji Prezesa Zarządu PGNiG S.A. w grudniu 2011 roku, decyzją Rady Nadzorczej PGNiG S.A. od 1 stycznia 2012 roku do czasu rozstrzygnięcia

postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko Prezesa Zarządu Spółki, sprawy należące do kompetencji Prezesa Zarządu, w tym kierowanie pracami Zarządu PGNiG S.A. nadzorował Pan Marek Karabuła, Wiceprezes ds. Górnictwa Naftowego.

W dniu 7 marca 2012 roku Rada Nadzorcza, Uchwałą nr 39/VI/2012, powołała z dniem 19 marca 2012 roku Panią Grażynę Piotrowską - Oliwę na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG S.A., na wspólną kadencję upływającą z dniem 13 marca 2014 roku.

W dniu 11 maja 2012 roku Pan Marek Karabuła złożył rezygnację z funkcji Członka Zarządu Spółki z dniem 11 maja 2012 roku.

W dniu 22 stycznia 2013 roku Pan Sławomir Hinc złożył rezygnację z funkcji Członka Zarządu Spółki z dniem 31 marca 2013 roku.

W dniu 27 lutego 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. podjęła uchwałę o wyborze Pana Krzysztofa Bociana na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania oraz Pana Jacka Murawskiego na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych.

Nowo wybrani Wiceprezesi rozpoczną prace w PGNiG S.A. dnia 1 kwietnia 2013 roku. Ich kadencja, tak jak pozostałych członków Zarządu PGNiG S.A., zakończy się 13 marca 2014 roku.

1.6. Prokurenci PGNiG S.A.

Na dzień 31 grudnia 2012 roku w PGNiG S.A. nie powołano prokurentów Spółki.

W dniu 21 marca 2012 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję o odwołaniu prokury następującym osobom:

- Pani Ewie Bernacik, Dyrektorowi Departamentu Rachunkowości PGNiG S.A.,
- Panu Kazimierzowi Chrobakowi, Dyrektorowi Oddziału PGNiG S.A. w Zielonej Górze,
- Panu Mieczysławowi Jakielowi, Dyrektorowi Oddziału PGNiG S.A. w Sanoku.

Po 31 grudnia 2012 roku, jak również do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, nie powołano prokurentów PGNiG S.A.

1.7. Skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

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

Jeden z członków Rady Nadzorczej powoływany przez Walne Zgromadzenie powinien spełniać kryteria niezależności (niezależny członek Rady Nadzorczej). Określenie „niezależny członek rady nadzorczej” oznacza niezależnego członka rady nadzorczej w rozumieniu Zalecenia Komisji Europejskiej z dnia 15 lutego 2005 roku dotyczącego roli dyrektorów niewykonawczych lub będących członkami rady nadzorczej spółek giełdowych i komisji rady (nadzorczej) (2005/162/WE) z uwzględnieniem Dobrych Praktyk Spółek Notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.

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

W Radzie Nadzorczej liczącej do sześciu członków dwóch członków powoływanych jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki. W Radzie Nadzorczej liczącej od siedmiu do dziewięciu członków, trzech członków powoływanych jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki.

Na dzień 31 grudnia 2012 roku skład Rady Nadzorczej przedstawiał się następująco:

- Pan Wojciech Chmielewski – Przewodniczący Rady Nadzorczej,
- Pan Marcin Moryń – Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej,
- Pan Mieczysław Kawecki – Sekretarz Rady Nadzorczej,
- Pani Agnieszka Chmielarz – Członek Rady Nadzorczej,
- Pan Józef Głowacki – Członek Rady Nadzorczej,
- Pan Janusz Pilitowski – Członek Rady Nadzorczej,
- Pan Mieczysław Puławski – Członek Rady Nadzorczej,
- Pani Ewa Sibrecht – Ośka – Członek Rady Nadzorczej,
- Pani Jolanta Siergieł – Członek Rady Nadzorczej.

W dniu 5 stycznia 2012 roku Pan Stanisław Rychlicki – Przewodniczący Rady Nadzorczej złożył rezygnację ze skutkiem na dzień 10 stycznia 2012 roku.

W dniu 12 stycznia 2012 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie, Uchwałą nr 3/I/2012, odwołało Pana Grzegorza Banaszka ze składu Rady Nadzorczej.

Uchwałą nr 4/I/2012 Walne Zgromadzenie powołało w skład Rady Nadzorczej Pana Józefa Głowackiego.

Uchwałą nr 5/II/2012 Walne Zgromadzenie powołało w skład Rady Nadzorczej Pana Wojciecha Chmielewskiego.

W dniu 12 stycznia 2012 roku wpłynął wniosek Ministra Skarbu Państwa z dnia 12 stycznia 2012 roku z numerem MSP/DSK/110/12 dotyczący powołania do Rady Nadzorczej PGNiG S.A., z dniem wystawienia niniejszego dokumentu, Pana Janusza Pilitowskiego.

W dniu 13 stycznia 2012 roku Rada Nadzorcza postanowiła wybrać Przewodniczącego Rady Nadzorczej w osobie Pana Wojciecha Chmielewskiego.

W dniu 19 marca 2012 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie, uchwałą nr 2/III/2012, powołało Panią Ewę Sibrecht – Ośka do składu Rady Nadzorczej.

Po 31 grudnia 2012 roku do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania nie wystąpiły zmiany w składzie Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

1.8. Akcjonariat PGNiG S.A.

Na dzień przekazania jednostkowego sprawozdania finansowego za 2012 rok, jedynym akcjonariuszem posiadającym co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGNiG S.A. był Skarb Państwa. Struktura akcjonariatu PGNiG S.A. przedstawiała się następująco:

Akcjonariusz	Siedziba	Liczba akcji	Procentowy udział w kapitale	Procentowy udział w ogólnej liczbie głosów
<i>Na dzień 31 grudnia 2012 roku</i>				
Skarb Państwa	Warszawa	4 271 810 954	72,40%	72,40%
Pozostali	-	1 628 189 046	27,60%	27,60%
Razem	-	5 900 000 000	100,00%	100,00%
<i>Na dzień 31 grudnia 2011 roku</i>				
Skarb Państwa	Warszawa	4 272 063 451	72,41%	72,41%
Pozostali	-	1 627 936 549	27,59%	27,59%
Razem	-	5 900 000 000	100,00%	100,00%

Powodem zmiany w strukturze akcjonariatu PGNiG S.A. jest trwający proces wydawania akcji uprawnionym pracownikom. Na dzień 31 grudnia 2012 roku proces ten nie został zakończony, przede wszystkim, z uwagi na toczące się sprawy spadkowe. Dysponentem akcji przysługujących pracownikom, które dotychczas nie zostały wydane jest Skarb Państwa.

1.9. Założenie kontynuacji działalności

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

1.10. Połączenie spółek handlowych

W 2012 roku nie wystąpiły połączenia PGNiG S.A. z innymi spółkami handlowymi.

1.11. Zatwierdzenie sprawozdania finansowego

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostanie przedstawione do zatwierdzenia przez Zarząd PGNiG S.A. i opublikowane w dniu 19 marca 2013 roku.

2 STOSOWANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

2.1. Podstawa sporządzenia sprawozdania finansowego

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

Sprawozdanie finansowe jest przedstawione w złotych polskich (PLN). Wszystkie wartości, o ile nie jest to wskazane inaczej, podane są w milionach złotych. Ewentualne różnice pomiędzy kwotami ogółem a sumą ich składników wynikają z zaokrągleń.

Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej Spółka wykazuje stosując metodę pośrednią.

2.1.1. Oświadczenie o zgodności

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej („MSSF”), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską („UE”) na dzień 31 grudnia 2012 roku.

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

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

2.2. Zmiany stosowanych zasad rachunkowości i zakresu ujawnień

2.2.1. Standardy i interpretacje zastosowane po raz pierwszy

W okresie objętym sprawozdaniem finansowym Spółka przyjęła wszystkie nowe i zaktualizowane standardy oraz interpretacje, przedstawione poniżej, wydane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości i Komitet ds. Interpretacji Międzynarodowych Standardów Rachunkowości oraz zatwierdzone do stosowania w Unii Europejskiej, mające zastosowanie do prowadzonej przez nią działalności i obowiązujące w rocznych okresach sprawozdawczych od 1 stycznia 2012 roku.

- **Zmiany do MSSF 7** „Instrumenty finansowe: ujawnianie informacji” – przeniesienia aktywów finansowych, zatwierdzone w UE w dniu 22 listopada 2011 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2011 roku lub po tej dacie),

Przyjęcie powyższej zmiany standardu nie spowodowało znaczących zmian w polityce rachunkowości Spółki ani w prezentacji danych w sprawozdaniu finansowym.

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

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania finansowego Spółka nie zastosowała następujących standardów, zmian standardów i interpretacji, które zostały opublikowane i zatwierdzone do stosowania w UE, ale nie weszły jeszcze w życie:

- MSSF 10 „Skonsolidowane sprawozdania finansowe”, zatwierdzone w UE w dniu 11 grudnia 2012 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku),
- MSSF 11 „Wspólne ustalenia umowne”, zatwierdzone w UE w dniu 11 grudnia 2012 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku),
- MSSF 12 „Ujawnienie informacji na temat udziałów w innych jednostkach”, zatwierdzone w UE w dniu 11 grudnia 2012 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku),
- MSSF 13 „Ustalenie wartości godziwej”, zatwierdzone w UE w dniu 11 grudnia 2012 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku),
- MSR 27 (znowelizowany w roku 2011) „Jednostkowe sprawozdania finansowe”, zatwierdzone w UE w dniu 11 grudnia 2012 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku),
- MSR 28 (znowelizowany w roku 2011) „Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych i wspólnych przedsięwzięciach”, zatwierdzone w UE w dniu 11 grudnia 2012 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku),
- Zmiany do MSSF 1 „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy” – Ciężka hiperinflacja i usunięcie stałych dat dla stosujących MSSF po raz pierwszy, zatwierdzone w UE w dniu 11 grudnia 2012 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku),
- Zmiany do MSSF 7 „Instrumenty finansowe: ujawnianie informacji” – kompensowanie aktywów finansowych i zobowiązań finansowych, zatwierdzone w UE w dniu 13 grudnia 2012 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku),
- Zmiany do MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych” – prezentacja pozycji innych całkowitych dochodów (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2012 roku),
- Zmiany do MSR 12 „Podatek dochodowy” – Podatek odroczony: realizacja wartości aktywów, zatwierdzone w UE w dniu 11 grudnia 2012 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku),
- Zmiany do MSR 19 „Świadczenia pracownicze” – poprawki do rachunkowości świadczeń po okresie zatrudnienia (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku),
- Zmiany do MSR 32 „Instrumenty finansowe: prezentacja” – kompensowanie aktywów finansowych i zobowiązań finansowych, zatwierdzone w UE w dniu 13 grudnia 2012 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku),
- Interpretacja KIMSF 20 „Koszty usuwania nadkładu na etapie produkcji w kopalniach odkrywkowych”, zatwierdzone w UE w dniu 11 grudnia 2012 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku).

Spółka postanowiła nie skorzystać z możliwości wcześniejszego zastosowania powyższych zmian do standardów.

Według szacunków Spółki wymienione wyżej standardy, interpretacje i zmiany do standardów nie miałyby istotnego wpływu na sprawozdanie finansowe, jeżeli zostałyby zastosowane przez Spółkę na koniec okresu sprawozdawczego.

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

MSSF w kształcie zatwierdzonym przez UE nie różnią się obecnie w znaczący sposób od regulacji przyjętych przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości („RMSR”), z wyjątkiem poniższych standardów, zmian do standardów i interpretacji, które według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku nie zostały jeszcze zatwierdzone do stosowania przez UE:

- MSSF 9 „Instrumenty finansowe” (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2015 roku),

- Zmiany do MSSF 1 „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy” – Pożyczki rządowe (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku),
- Zmiany do MSSF 7 „Instrumenty finansowe: ujawnianie informacji – ujawnienia dotyczących skutków początkowego zastosowania MSSF 9, w sytuacji, kiedy jednostka nie przekształca danych porównawczych zgodnie z wymaganiami zmienionego MSSF 9 (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2015 roku),
- Zmiany do MSSF 10 „Skonsolidowane sprawozdania finansowe”, MSSF 11 „Wspólne ustalenia umowne” oraz MSSF 12 „Ujawnienie informacji na temat udziałów w innych jednostkach” – objaśnienia na temat przepisów przejściowych (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku),
- Zmiany do MSSF 10 „Skonsolidowane sprawozdania finansowe” MSSF 12 „Ujawnienie informacji na temat udziałów w innych jednostkach” oraz MSR 27 „Jednostkowe sprawozdania finansowe” – jednostki inwestycyjne (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku),
- Zmiany do różnych standardów „Poprawki do MSSF (2012)” - dokonane zmiany w ramach procedury wprowadzania dorocznych poprawek do MSSF opublikowane w dniu 17 maja 2012 roku (MSSF 1, MSR 1, MSR 16, MSR 32 oraz MSR 34) ukierunkowane głównie na rozwiązywanie niezgodności i uściślenie słownictwa (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku).

Według szacunków Spółki wymienione wyżej standardy, interpretacje i zmiany do standardów nie miałyby istotnego wpływu na sprawozdanie finansowe, jeżeli zostałyby zastosowane przez Spółkę na koniec okresu sprawozdawczego.

2.3. Stosowane zasady rachunkowości

Poniżej zostały przedstawione najważniejsze zasady rachunkowości stosowane przez PGNiG S.A.

2.3.1. Rzeczowe aktywa trwałe

Rzeczowe aktywa trwałe to aktywa, które Spółka zamierza wykorzystywać w procesie produkcyjnym lub przy dostawach towarów i świadczeniu usług, w celu oddania do używania innym podmiotom na podstawie umowy najmu lub w celach administracyjnych, przez czas dłuższy niż jeden okres, co do których istnieje prawdopodobieństwo, że w przyszłości spowodują wpływ korzyści ekonomicznych do Spółki. Rzeczowe aktywa trwałe obejmują również środki trwałe w budowie. Nakłady na rzeczowe aktywa trwałe obejmują:

- nakłady inwestycyjne poniesione w momencie początkowego ujęcia,
- nakłady stanowiące ulepszenie (modernizację) skutkujące zwiększeniem przyszłych korzyści ekonomicznych.

Pozycja rzeczowych aktywów trwałych w momencie początkowego ujęcia jest ujmowana według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia (model wyceny wg kosztu historycznego). Do ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pozycji rzeczowych aktywów trwałych zalicza się koszty finansowania zewnętrznego (koszty finansowania zewnętrznego zostały opisane w pkt. 2.3.3.).

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

Spółka 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 oraz mogą obejmować koszty niewielkich części zamiennych.

Po początkowym ujęciu pozycję rzeczowych aktywów trwałych jako składnika aktywów, Spółka wykazuje według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonego o umorzenie oraz zakumulowane odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

Wartość początkowa wytworzonych gazociągów lub magazynów gazu obejmuje również wartość gazu, która służy do ich pierwszego napełnienia. Ilość gazu niezbędna do pierwszego napełnienia gazociągu lub komory magazynowej odpowiada ilości niezbędnej do wytworzenia minimalnego ciśnienia pracy gazociągu lub magazynu.

W przypadku rozszczelnienia gazociągu, koszty jego ponownego napełnienia lub uzupełnienia napełnienia są ujmowane bezpośrednio w rachunku zysków i strat, w okresie, w którym koszty te poniesiono.

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

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

Rzeczowe aktywa trwałe używane na podstawie umowy leasingu lub innej umowy o podobnym charakterze, zaliczone do majątku Spółki, amortyzuje się w okresie ekonomicznej użyteczności pozycji rzeczowych aktywów trwałych, nie dłużej jednak niż okres trwania umowy.

W momencie zbycia lub kiedy nie oczekuje się osiągnięcia przyszłych korzyści ekonomicznych z tytułu użytkowania pozycji rzeczowych aktywów trwałych i następującego po nim zbycia, wartość bilansowa tych pozycji zostaje usunięta z jednostkowego sprawozdania z sytuacji finansowej („sprawozdanie z sytuacji finansowej”), a wszelkie powstałe na transakcji zyski lub straty odnoszone są w rachunek zysków i strat.

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

2.3.2. Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze

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

Prace polegające na rozpoznaniu złóż gazu ziemnego i/lub ropy naftowej (kopaliny) mogą zostać podjęte po uzyskaniu przez Spółkę:

- koncesji na rozpoznanie złóż kopaliny,
- koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż kopaliny,
- podpisaniu umowy o ustanowieniu użytkowania górniczego.

Kosztem koncesji na rozpoznanie gazu ziemnego i/lub ropy naftowej oraz kosztem przedłużenia takiej koncesji jest opłata za działalność określoną w koncesji. Koszty koncesji na rozpoznanie złóż gazu ziemnego i/lub ropy naftowej Spółka ujmuje w aktywach sprawozdania z sytuacji finansowej jako wartości niematerialne.

Nakłady na poszczególne odwierty początkowo podlegają aktywowaniu w pozycji środki trwałe w budowie jako odrębny składnik aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów.

Gdy prace poszukiwawcze zakończą się stwierdzeniem sukcesu, czyli odkryciem złoża o zasobach nadających się do opłacalnej ekonomicznie eksploatacji Spółka przeprowadza analizę rejonów i obiektów pod względem ekonomicznej opłacalności eksploatacji.

W przypadku, gdy w efekcie rozpoznania złoża podjęto decyzję o jego eksploatacji, w momencie jej rozpoczęcia, Spółka przeklasyfikowuje aktywa z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych do rzeczowych aktywów trwałych lub wartości niematerialnych, w zależności czego dotyczą.

Gdy prace poszukiwawcze zakończą się efektem negatywnym lub po ich zakończeniu w efekcie analizy rejonów i obiektów pod względem ekonomicznej opłacalności eksploatacji, Spółka nie wystąpiła o przyznanie koncesji na rozpoznanie złóż gazu ziemnego i/lub ropy naftowej, aktywowane

nakłady na wykonane odwierty przeprowadzone w ramach prac poszukiwawczych są odpisywane w całości w koszty w rachunek zysków i strat, w okresie, w którym podjęto decyzję o zakończeniu prac poszukiwawczych.

Spółka tworzy rezerwy na koszty likwidacji odwiertów kopalnianych i magazynowych. Wartość zdyskontowanej rezerwy zwiększa wartość początkową odwiertów i amortyzowana jest w okresie przewidywanego, ekonomicznego użytkowania odwiertów.

W bieżącym okresie sprawozdawczym Spółka zmieniła zasady ujęcia wydatków dotyczących badań sejsmicznych. W ubiegłych okresach sprawozdawczych, Spółka ujmowała powyższe wydatki bezpośrednio, jako koszt w rachunku zysków i strat, w okresie w którym zostały poniesione. W bieżącym okresie sprawozdawczym wydatki z tytułu badań sejsmicznych są kapitalizowane w wartości aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych i prezentowane są w księgach rachunkowych, jako odrębny składnik aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych. Na dzień kończący okres sprawozdawczy powyższe zmiany zaprezentowane zostały w nocie nr 2.5

2.3.3. Koszty finansowania zewnętrznego

Spółka kapitalizuje koszty finansowania zewnętrznego.

Koszty finansowania zewnętrznego bezpośrednio związanego z nabyciem, budową lub wytworzeniem składników aktywów, wymagających znacznego okresu czasu do przygotowania ich do zamierzonego użytkowania lub sprzedaży, aktywuje się jako część ceny nabycia lub kosztu wytworzenia tych składników aktywów.

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

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

Powyższe zasady kapitalizacji nie są stosowane do:

- składnika aktywów wycenianego według wartości godziwej, oraz
- zapasów produkowanych lub wytwarzanych w inny sposób w dużych ilościach w sposób powtarzalny.

Koszty finansowania zewnętrznego mogą składać się z:

- kosztów odsetek wyliczonych przy zastosowaniu metody efektywnej stopy procentowej,
- obciążeń finansowych z tytułu umów leasingu finansowego,
- różnic kursowych powstających w związku z pożyczkami i kredytami w walucie obcej, w stopniu w jakim są uznawane za korektę kosztów odsetek.

Wartość kosztów finansowania zewnętrznego od środków pożyczonych bez ściśle określonego celu, oblicza się przy zastosowaniu stopy kapitalizacji do nakładów poniesionych na ten składnik aktywów. Stopa kapitalizacji stanowi średnią ważoną stopy wszystkich kosztów finansowania zewnętrznego dotyczących pozycji finansowania zewnętrznego stanowiących zobowiązania Spółki w danym okresie, innych niż finansowanie zewnętrzne zaciągnięte w celu pozyskania określonego dostosowywanego składnika aktywów.

2.3.4. Nieruchomości inwestycyjne

Za nieruchomości inwestycyjne uznaje się nieruchomości (grunty, budynki lub część budynków albo oba te elementy), które Spółka jako właściciel lub leasingobiorca w leasingu finansowym traktuje jako źródło przychodów z czynszów lub utrzymuje w posiadaniu ze względu na przyrost ich wartości, względnie obie te korzyści.

W momencie początkowego ujęcia nieruchomości inwestycyjne wyceniane są według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia. Przy początkowej wycenie uwzględnia się koszty przeprowadzenia transakcji. Spółka wybrała model ceny nabycia i po początkowym ujęciu nieruchomości inwestycyjnych wycenia wszystkie należące do niej nieruchomości inwestycyjne zgodnie z wymogami MSR 16 określonymi dla

tego modelu tj. w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia, pomniejszonych o dotychczasowe umorzenie i zakumulowane odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

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

Wszelkie zyski lub straty wynikające ze zbycia lub z wycofania nieruchomości inwestycyjnej z użytkowania ustala się jako różnicę między przychodami netto ze zbycia a wartością bilansową danego składnika aktywów i ujmuje się w rachunku zysków i strat w okresie, w którym dokonano operacji likwidacji lub sprzedaży.

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

- Budynki i budowle 2 – 40 lat

2.3.5. Wartości niematerialne

Wartości niematerialne obejmują możliwe do zidentyfikowania niepieniężne składniki aktywów, nieposiadające postaci fizycznej, nad którymi Spółka sprawuje kontrolę w wyniku zdarzeń zaistniałych w przeszłości i które, zgodnie z przewidywaniami Spółki przyniosą w przyszłości korzyści ekonomiczne oraz można wiarygodnie ustalić cenę nabycia lub koszt wytworzenia danego składnika aktywów.

W warunkach funkcjonowania Spółki można zidentyfikować między innymi następujące wartości niematerialne:

- koszty zakończonych prac rozwojowych,
- wartość firmy,
- prawo wieczystego użytkowania gruntów – nabyte odpłatnie,
- koncesje, prawo do użytkowania górniczego, informacja geologiczna,
- programy komputerowe,
- prawa do emisji gazów cieplarnianych nabyte w celu umorzenia.

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

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

Nakłady poniesione na prace badawcze ujmuje się jako koszty w rachunku zysków i strat w momencie ich poniesienia.

Wartości niematerialne stanowią również wydatki związane z nabyciem prawa wieczystego użytkowania gruntu.

Spółka korzysta z prawa wieczystego użytkowania gruntu jako:

- nabytego odpłatnie
- nabytego nieodpłatnie

Prawa wieczystego użytkowania gruntu nabyte odpłatnie (od innych podmiotów) prezentowane są jako wartości niematerialne i amortyzowane przez okres ich użytkowania. Okres użytkowania prawa wieczystego użytkowania gruntu nabytego odpłatnie od podmiotu innego niż Skarb Państwa lub jednostki 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.

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.

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

W bieżącym okresie sprawozdawczym Spółka zmieniła zasady ujęcia wydatków dotyczących koncesji, prawa do informacji geologicznej oraz użytkowania górniczego. W ubiegłych okresach sprawozdawczych Spółka ujmowała powyższe wydatki w aktywach sprawozdania z sytuacji finansowej, jako pozostałe aktywa. Obecnie koszty koncesji na wydobywanie gazu ziemnego i/lub ropy naftowej oraz wynagrodzenie dla Skarbu Państwa za ustanowienie użytkowania górniczego, Spółka ujmuje, jako nakłady podlegające kapitalizacji i prezentuje w wartościach niematerialnych. Na dzień kończący okres sprawozdawczy powyższe zmiany zaprezentowane zostały w nocie nr 2.5.

Spółka posiada przydział praw do emisji CO₂ na poszczególne instalacje zgodnie z ustawą o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

Prawa do emisji Spółka dzieli na:

- nabyte w celu umorzenia,
- nabyte w celu odsprzedaży,
- nieodpłatnie otrzymane.

Nabyte w celu umorzenia dla instalacji prawa do emisji ujmowane są w księgach rachunkowych jako wartości niematerialne w rzeczywistych cenach nabycia.

Nabyte prawa do emisji w celu odsprzedaży ujmowane są w księgach rachunkowych jako zapas i wyceniane w momencie początkowego ujęcia w cenie nabycia, a na koniec okresu sprawozdawczego w cenie nabycia lub możliwej do uzyskania cenie sprzedaży netto, w zależności od tego, która z kwot jest niższa.

Prawa do emisji otrzymane nieodpłatnie w ramach Krajowego Planu Rozdziału Upnień są ujmowane w wartości nominalnej tzn. wartości zerowej i ewidencjonowane są pozabilansowo.

Składnik wartości niematerialnych w momencie początkowego ujęcia wycenia się w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia. Po początkowym ujęciu składniki wartości niematerialnych wykazuje się 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 Spółkę, przy czym, przy braku możliwości wiarygodnego określenia sposobu konsumowania tych korzyści stosuje się metodę liniową. Przyjętą metodę amortyzacji stosuje się w sposób ciągły w kolejnych okresach chyba, że nastąpiła zmiana oczekiwanego sposobu konsumowania korzyści ekonomicznych.

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

Okresy użyteczności stosowane dla poszczególnych składników wartości niematerialnych są następujące:

- Nabyte licencje, prawa do patentów i podobne wartości 2-15 lat
- Nabyte oprogramowanie komputerowe 2-10 lat
- Prawo wieczystego użytkowania gruntów 40-99 lat
- Koncesje czas oznaczony w drodze decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Wartości niematerialne o nieokreślonym okresie użytkowania nie podlegają amortyzacji. Wartości niematerialne o nieokreślonym okresie użytkowania oraz wartości niematerialne jeszcze nieużytkowane poddawane są cyklicznie (raz do roku oraz za każdym razem, kiedy istnieją przesłanki, że nastąpiła utrata wartości tego składnika) testowi na utratę wartości.

2.3.6. Leasing

Leasing jest klasyfikowany jako leasing finansowy, jeśli warunki umowy przenoszą zasadniczo całe ryzyko i pożytki z tytułu posiadania przedmiotu leasingu na leasingobiorcę. Wszystkie pozostałe rodzaje leasingu są traktowane jako leasing operacyjny.

2.3.6.1. Spółka jako leasingodawca

Aktywa oddane w leasing finansowy prezentowane są w sprawozdaniu z sytuacji finansowej jako należności w kwocie równej inwestycji leasingowej netto.

Opłaty leasingowe dotyczące danego okresu obrotowego, z wyłączeniem kosztów usług, zmniejszają inwestycję leasingową brutto, obniżając zarówno należność główną, jak i kwotę niezrealizowanych przychodów finansowych.

Przychody finansowe z tytułu leasingu finansowego są ujmowane w kolejnych okresach przy uwzględnieniu stałej stopy zwrotu z wartości netto inwestycji z tytułu leasingu.

Przychody z tytułu leasingu operacyjnego są ujmowane w rachunku zysków i strat przy zastosowaniu metody liniowej przez okres leasingu, chyba, że zastosowanie innej systematycznej metody lepiej odzwierciedla sposób rozłożenia w czasie zmniejszania się korzyści czerpanych z oddanego w leasing składnika aktywów.

Różnica pomiędzy wartością bilansową majątku oddanego w leasing, a wartością godziwą odnoszona jest na przychody przyszłych okresów.

2.3.6.2. Spółka jako leasingobiorca

Aktywa trwale użytkowane na mocy umowy leasingu finansowego są traktowane jak aktywa Spółki. Na dzień rozpoczęcia okresu leasingu, Spółka ujmuje leasing finansowy w sprawozdaniu z sytuacji finansowej jako aktywa i zobowiązania w kwotach równej wartości godziwej przedmiotu leasingu ustalonej na dzień rozpoczęcia leasingu lub w kwotach równych wartości bieżącej minimalnych opłat leasingowych ustalonej na dzień rozpoczęcia leasingu, jeżeli jest ona niższa od wartości godziwej. Powstające z tego tytułu zobowiązanie wobec leasingodawcy jest prezentowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w pozycji kredyty, pożyczki i papiery dłużne, z podziałem na krótko i długoterminowe.

Minimalne opłaty leasingowe rozdziela się pomiędzy koszty finansowe będące częścią odsetkową opłaty leasingowej i zmniejszenie niespłaconego salda zobowiązania z tytułu leasingu. Koszty finansowe rozłożone są na poszczególne okresy sprawozdawcze stanowiąc stały procent w stosunku do salda niespłaconego zobowiązania z tytułu wartości przedmiotu leasingu w każdym z okresów sprawozdawczych. Koszty finansowe ustalone są przy użyciu metody wewnętrznej stopy zwrotu IRR.

Opłaty leasingowe z tytułu leasingu operacyjnego ujmuje się jako koszty metodą liniową przez okres trwania leasingu, chyba że zastosowanie innej symetrycznej metody lepiej odzwierciedla sposób rozłożenia w czasie korzyści czerpanych przez użytkownika.

Takie same zasady prezentacji Spółka stosuje dla umów, które spełniają warunki uznania ich za leasing chociaż nie mają takiej nazwy.

2.3.7. Utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych

Na koniec każdego okresu sprawozdawczego Spółka dokonuje oceny pozycji rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych w celu stwierdzenia, czy istnieją jakiegokolwiek przesłanki wskazujące to, że mogła nastąpić utrata wartości któregośkolwiek ze składników aktywów.

W przypadku stwierdzenia, że przesłanki takie występują, szacowana jest wartość odzyskiwalna danego składnika aktywów, w celu sprawdzenia czy nie nastąpiła utrata wartości składnika aktywa. W sytuacji, gdy pojedynczy składnik aktywów nie wypracowuje wpływów pieniężnych, które są w znacznym stopniu niezależne od wpływów pieniężnych generowanych przez inne aktywa, ustala się wartość odzyskiwalną ośrodka wypracowującego środki pieniężne, do którego należy dany składnik aktywów.

W przypadku składnika wartości niematerialnych o nieokreślonym okresie użytkowania, przeprowadza się corocznie test na utratę wartości składnika aktywów porównując jego wartość odzyskiwalną z wartością bilansową oraz za każdym razem, kiedy istnieją przesłanki wskazujące na możliwość wystąpienia utraty wartości tego składnika.

Wartość odzyskiwalna ustalana jest jako kwota wyższa z dwóch wartości tj.: wartości godziwej pomniejszonej o koszty sprzedaży lub wartości użytkowej składnika aktywów lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne. Wartość użytkowa odpowiada bieżącej szacunkowej wartości przyszłych przepływów pieniężnych, których uzyskania oczekuje się z tytułu dalszego użytkowania składnika aktywów lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne, zdyskontowanych przy użyciu stopy dyskonta uwzględniającej aktualną rynkową wartość pieniądza w czasie oraz ryzyko specyficzne dla danego składnika aktywa.

Jeżeli wartość odzyskiwalna jest niższa od wartości bilansowej składnika aktywów (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne), wartość bilansowa obniżana jest do wartości odzyskiwalnej danego składnika aktywów (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne). Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości ujmowany jest w pozostałe koszty operacyjne jako koszt w okresie, w którym wystąpiła utrata wartości, o której mowa powyżej.

W przypadku, gdy odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości ulega odwróceniu, wartość bilansowa składnika aktywów (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne) zostaje podwyższona do nowej oszacowanej wartości odzyskiwalnej, nie wyższej niż wartość bilansowa jaka zostałaby ustalona (po odjęciu umorzenia), gdyby w ubiegłych latach w ogóle nie ujęto odpisu aktualizującego z tytułu utraty wartości tego składnika aktywów (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne). Odwrócenie odpisu aktualizującego z tytułu utraty wartości ujmowane jest w rachunku zysków i strat.

2.3.8. Aktywa finansowe

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

- aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat, (dodatnia wycena instrumentów pochodnych, dla których nie są stosowane zasady rachunkowości zabezpieczeń),
- pochodne instrumenty zabezpieczające,
- aktywa finansowe dostępne do sprzedaży,
- pożyczki i należności.

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

Kategoria ta obejmuje aktywa finansowe przeznaczone do obrotu oraz aktywa finansowe wyznaczone w momencie ich początkowego ujęcia do wyceny w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat. Składnik aktywów finansowych klasyfikuje się jako przeznaczony do obrotu, jeżeli:

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

Spółka klasyfikuje do pozycji aktywa finansowe przeznaczone do obrotu:

- instrumenty pochodne, których wartość wyceny jest dodatnia (np: SWAP, CIRS, OPCJE,) dla których nie są stosowane zasady rachunkowości zabezpieczeń

Spółka nie stosowała zasad rachunkowości zabezpieczeń w przypadku transakcji CIRS, gdyż zarówno wycena pozycji zabezpieczanej tj. różnice kursowe od pożyczki, jak i wycena instrumentu zabezpieczającego znajduje odzwierciedlenie w rachunku zysku i strat w tym samym okresie sprawozdawczym.

W pozycji aktywa finansowe przeznaczone do obrotu ujęto również wartość dodatnią opcji towarowych, co do których Spółka unieważniła powiązania zabezpieczające.

2.3.8.2. Pochodne instrumenty zabezpieczające

Kategoria ta obejmuje wycenę instrumentów pochodnych, dla których Spółka stosuje zasady rachunkowości zabezpieczeń. Opis stosowanych zasad dotyczących rachunkowości zabezpieczeń znajduje się w pkt. 2.3.10.

2.3.8.3. Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży

Aktywa finansowe niebędące instrumentami pochodnymi, które zostały wyznaczone jako dostępne do sprzedaży lub niebędące aktywami finansowymi zaklasyfikowanymi do pozostałych kategorii klasyfikuje się jako aktywa dostępne do sprzedaży i wycenia według wartości godziwej. Zyski lub straty wynikające ze zmian wartości godziwej ujmowane są w kapitale własnym jako skumulowane inne całkowite dochody. Inwestycje w instrumenty kapitałowe nieposiadające kwotowań cen rynkowych z aktywnego rynku i których wartość godziwa nie może być wiarygodnie zmierzona, Spółka wycenia w cenie nabycia, bez przeszacowania na każdy dzień bilansowy ich wartości o zmianę kursów walut.

Spółka klasyfikuje do tej pozycji:

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

W przypadku wystąpienia trwałej utraty wartości udziałów, Spółka ujmuje w księgach odpowiedni odpis aktualizujący. W sprawozdaniu z sytuacji finansowej wartość tych udziałów pomniejszona jest o utworzone odpisy aktualizujące.

2.3.8.4. Pożyczki i należności

Kategoria pożyczek i należności obejmuje aktywa finansowe niebędące instrumentami pochodnymi, o ustalonych lub możliwych do określenia płatnościach, które nie są kwotowane na aktywnym rynku.

Pożyczki i należności wyceniane są według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej. Różnice z wyceny odnoszone są w rachunek zysków i strat. Spółka nie dyskontuje należności, których okres płatności przypada w terminie krótszym niż 12 miesięcy od końca okresu sprawozdawczego oraz jeśli efekt dyskontowania byłby nieistotny.

Spółka klasyfikuje do tej pozycji:

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

Należności nieściągalne są odpisywane w koszty w momencie stwierdzenia ich nieściągalności. Spisanie lub umorzenie należności z powodu przedawnienia lub nieściągalności powoduje zmniejszenie odpisów aktualizujących utworzonych uprzednio dla tych należności.

Należności umorzone lub spisane z powodu przedawnienia lub nieściągalności, dla których nie utworzono odpisów aktualizujących lub utworzono odpisy w niepełnej wysokości, zalicza się do pozostałych kosztów operacyjnych.

2.3.8.5 Należności z tytułu dostaw i usług oraz inne należności

Należności z tytułu dostaw i usług ujmuje się początkowo według wartości nominalnej (o ile efekt dyskontowania jest nieistotny). Po początkowym ujęciu należności wycenia się według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej. Różnice z wyceny

odnoszone są w rachunek zysków i strat. Spółka nie dyskontuje należności których okres płatności przypada w terminie krótszym niż 12 miesięcy od końca okresu sprawozdawczego oraz jeśli efekt dyskontowania byłby nieistotny.

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

Należności nieściągalne są odpisywane w rachunek zysków i strat w momencie stwierdzenia ich nieściągalności. Spisanie lub umorzenie należności z powodu przedawnienia lub nieściągalności powoduje zmniejszenie wartości odpisów aktualizujących utworzonych uprzednio dla tych należności.

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

2.3.8.6. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty wykazane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej obejmują środki pieniężne w banku i w kasie oraz krótkoterminowe aktywa finansowe o dużej płynności o pierwotnym okresie zapadalności nieprzekraczającym trzech miesięcy, łatwo wymienialne na określone kwoty środków pieniężnych oraz narażone na nieznaczne ryzyko zmiany wartości.

Saldo środków pieniężnych i ich ekwiwalentów, wykazane w jednostkowym sprawozdaniu z przepływów pieniężnych („sprawozdanie z przepływów pieniężnych”), składa się z określonych powyżej środków pieniężnych i ich ekwiwalentów, pomniejszonych o niespłacone kredyty w rachunkach bieżących.

2.3.9. Utrata wartości aktywów finansowych

Na koniec każdego okresu sprawozdawczego ocenia się, czy istnieją obiektywne dowody utraty wartości składnika aktywów finansowych lub grupy aktywów finansowych. Utrata wartości składnika aktywów finansowych lub grupy aktywów finansowych następuje, gdy istnieją obiektywne dowody utraty wartości wynikające z jednego lub więcej zdarzeń mających miejsce po początkowym ujęciu danego składnika aktywów lub grupy aktywów finansowych, a zdarzenie powodujące stratę ma wpływ na oczekiwane przyszłe przepływy pieniężne wynikające ze składnika aktywów finansowych lub grupy aktywów finansowych, których wiarygodne oszacowanie jest możliwe.

W przypadku wartości pożyczek i należności lub inwestycji utrzymywanych do terminu wymagalności wycenianych w wysokości zamortyzowanego kosztu, uwzględnia się stopień prawdopodobieństwa ich zapłaty. Kwota odpisu aktualizującego równa się różnicy pomiędzy wartością bilansową składnika aktywów, a wartością bieżącą oszacowanych przyszłych zdyskontowanych przepływów pieniężnych z zastosowaniem pierwotnej efektywnej stopy procentowej dla tego składnika aktywów.

W zależności od rodzaju należności stosowana jest jedna z dwóch metod tworzenia odpisów aktualizujących: statystyczna lub indywidualna. Według metody statystycznej odpisy aktualizujące należności z tytułu dostaw paliwa gazowego tworzy się dla odbiorców rozliczanych w grupach taryfowych od 1 do 4. Podstawą tworzenia odpisów jest analiza danych historycznych o spłacie należności przeterminowanych w poszczególnych przedziałach wiekowania. Na bazie analizy ustalane są wskaźniki spłacalności, które są podstawą ustalenia odpisów aktualizujących należności w każdym przedziale wiekowania.

Według metody indywidualnej tworzone są odpisy aktualizujące należności od pozostałych klientów, które ujmowane są na podstawie indywidualnej analizy sytuacji finansowej dłużników.

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

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

Gdy strata z tytułu utraty wartości aktywów finansowych, z wyjątkiem instrumentów finansowych dostępnych do sprzedaży, ulegnie zmniejszeniu, to uprzednio ujętą stratę z tego tytułu odwraca się

poprzez rachunek zysków i strat. Odwrócenie nie powoduje zwiększenia wartości bilansowej składnika aktywów finansowych ponad kwotę, która stanowiłaby zamortyzowany koszt tego składnika na dzień odwrócenia w sytuacji, gdyby ujęcie utraty wartości w ogóle nie miało miejsca. Kwotę odwróconej straty ujmuje się w rachunku zysków i strat.

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

2.3.10. Rachunkowość zabezpieczeń

Spółka stosuje rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych dla transakcji walutowych. Celem podejmowanych przez Spółkę działań zabezpieczających przed ryzykiem zmiany kursu EUR/PLN oraz USD/PLN jest zagwarantowanie określonego poziomu wartości złotej ponoszonych przez nią wydatków w EUR oraz USD związanych z zakupem gazu w kontraktach długoterminowych.

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

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

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

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

Wyznaczone do rachunkowości zabezpieczeń instrumenty to zakupione swapy towarowe fix/float, azjatyckie opcje towarowe call z europejskim sposobem rozliczenia oraz strategie opcyjne (collar) stanowiące kombinację zakupionych azjatyckich opcji kupna oraz sprzedanych azjatyckich opcji sprzedaży. Wszystkie instrumenty zawierane są na indeks Gasoil 0,1% Barges FOB Rotterdam (Platt's) oraz na indeks Fuel Oil 1% Barges FOB Rotterdam (Platt's).

Zmiany wartości godziwej finansowych instrumentów pochodnych wyznaczonych do zabezpieczenia przepływów pieniężnych w części stanowiącej efektywne zabezpieczenie odnosi się bezpośrednio w skumulowane inne całkowite dochody. Zmiany wartości godziwej finansowych instrumentów pochodnych wyznaczonych do zabezpieczenia przepływów pieniężnych w części nie stanowiącej efektywnego zabezpieczenia zalicza się do pozostałych przychodów lub kosztów operacyjnych okresu sprawozdawczego.

W przypadku, gdy instrument zabezpieczający wygasa, zostaje sprzedany, rozwiązany lub wykonany lub zabezpieczenie przestaje spełniać określone kryteria rachunkowości zabezpieczeń, wartość wyceny pozostaje dalej w odrębnej pozycji w kapitale własnym aż do momentu zajęcia planowanej transakcji. Natomiast w przypadku gdy Spółka zaprzestała oczekiwać realizacji planowanej transakcji część wyceny przenoszona jest z kapitału własnego do rachunku zysków i strat jako korekta wynikająca z przeklasyfikowania. W sytuacji gdy Spółka unieważnia powiązanie zabezpieczające kwoty wyceny powinny pozostać dalej w odrębnej pozycji w kapitale własnym aż do momentu zajęcia planowanej transakcji lub do momentu, kiedy zaprzestanie się oczekiwać jej realizacji.

2.3.11. Udziały we wspólnym przedsięwzięciu

Wspólne przedsięwzięcie jest to relacja umowna, na mocy której dwie lub więcej stron podejmują działalność gospodarczą podlegającą wspólnemu nadzorowi, w toku której strategiczne decyzje finansowe i operacyjne wymagają jednomyślnej zgody stron sprawujących wspólną kontrolę.

W odniesieniu do swoich udziałów we wspólnie kontrolowanej działalności wspólnik przedsięwzięcia wykazuje w swoim sprawozdaniu finansowym aktywa, które kontroluje i zobowiązania, które

zaciągnął, a także poniesione koszty i swój udział w przychodach ze sprzedaży towarów lub usług wygenerowanych przez wspólne przedsięwzięcie.

2.3.12. Zapasy

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

Wartość zapasów ustala się w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia lub też według wartości netto możliwej do uzyskania, w zależności od tego, która z kwot jest niższa. 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.

Zapas paliwa gazowego wyceniany jest dla wszystkich magazynów łącznie według średniej ważonej ceny pozyskania paliwa gazowego. Rozchód paliwa gazowego do sprzedaży oraz na cele zużycia własnego w Podziemnych Magazynach Gazu (PMG) i różnice bilansowe wycenia się według średniej rzeczywistej ceny pozyskania, na którą składają się koszt nabycia paliwa gazowego ze wszystkich źródeł zagranicznych, rzeczywisty koszt wydobycia ze źródeł krajowych, koszt odzyskania oraz koszt pozyskania z innych źródeł krajowych.

Spółka ma obowiązek uzyskać i przedstawić do umorzenia świadectwa pochodzenia energii odpowiadające wielkości sprzedaży energii do końcowych odbiorców.

Spółka ujmuje jako zapas świadectwa pochodzenia energii uzyskane w związku z wytworzeniem energii elektrycznej, jak również świadectwa pochodzenia energii zakupione w celu przedstawienia ich do umorzenia. Uzyskane w związku z wytworzeniem energii elektrycznej świadectwa pochodzenia ujmowane są w wartości rynkowej w momencie uprawdopodobnienia faktu otrzymania tych świadectw. Zakupione świadectwa pochodzenia energii ujmowane są w cenie nabycia. Rozchód nabytych świadectw pochodzenia wycenia się metodą średniej ważonej.

Na świadectwa pochodzenia energii przedstawiane do umorzenia w związku ze sprzedażą energii do końcowych odbiorców zawiązywana jest rezerwa w momencie sprzedaży energii. Rezerwa jest rozliczana z zarejestrowanymi certyfikatami ujętymi jako zapas w momencie zarejestrowania umorzenia w Rejestrze Świadectw Pochodzenia prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii („TGE”).

W przypadku gdy cena nabycia lub koszt wytworzenia zapasów mogą nie być możliwe do odzyskania Spółka dokonuje odpisów ich wartości do wartości netto możliwej do uzyskania.

Kwotę wszelkich odpisów wartości zapasów do poziomu ich wartości netto możliwej do uzyskania oraz wszystkie straty w zapasach są ujmowane jako koszt okresu, w którym odpis lub strata miały miejsce.

Odpisy wartości zapasów ustalane są w wyniku doraźnej oceny przydatności zapasów według poniższych założeń:

- materiały zakupione i nie wykazujące ruchu w okresie od 1 roku do 5 lat w większości przypadków stosowany jest odpis w wysokości 20% ich wartości w momencie początkowego ujęcia, W przypadkach, w których uwzględniana jest indywidualna ocena przydatności i możliwości wykorzystania grupy asortymentowej materiałów oraz struktury czasowej ich zalegania mogą również wystąpić odpisy w wysokości 5% i 10% ich wartości w momencie początkowego ujęcia,
- materiały zakupione i nie wykazujące ruchu w okresie od 5 lat do 10 lat - stosowany jest odpis w wysokości od 20% do 100 % ich wartości w momencie początkowego ujęcia,
- materiały zalegające powyżej 10 lat, cechujące się całkowitym brakiem przydatności i przeznaczeniem do likwidacji - Spółka dokonuje odpisu w wysokości 100% ich wartości w momencie początkowego ujęcia.

2.3.13. Aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży

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

Składnik aktywów (lub grupa do zbycia) klasyfikuje się jako przeznaczony do sprzedaży po podjęciu decyzji przez uprawniony organ Spółki. 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 dokonana w czasie jednego roku od dnia klasyfikacji.

Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży wyceniane są w kwocie niższej spośród dwóch wartości: wartości bilansowej netto i wartości godziwej pomniejszonej o koszty związane z doprowadzeniem do sprzedaży. Jeśli wartość godziwa jest niższa od wartości bilansowej netto, różnicę ujmuje się w rachunku zysków i strat. Ewentualne odwrócenie tej różnicy ujmuje się także w rachunku zysków i strat, ale tylko do wysokości skumulowanego odpisu z tytułu utraty wartości tego składnia aktywów.

Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży (lub grupa do zbycia) nie podlegają amortyzacji.

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

2.3.14. Kapitały własne

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

Kapitał podstawowy wykazywany jest w wartości nominalnej, w wysokości zgodnej ze statutem Spółki oraz wpisem do rejestru sądowego.

Zadeklarowane, lecz niewniesione wkłady kapitałowe ujmuje się jako należne wkłady na kapitał podstawowy. Akcje własne oraz należne wpłaty na kapitał podstawowy pomniejszają wartość kapitałów własnych Spółki.

Kapitał zapasowy tworzony jest m. in. z nadwyżki osiągniętej przy emisji akcji (udziałów) powyżej ich wartości nominalnej (agio), a pozostałej po pokryciu kosztów tej emisji.

Koszty emisji akcji (udziałów) poniesione przy powstaniu Spółki lub podwyższeniu kapitału zakładowego pomniejszają kapitał zapasowy utworzony z nadwyżki osiągniętej przy emisji akcji (udziałów) powyżej ich wartości nominalnej („agio”) do wysokości agio, a pozostała ich część pomniejsza pozostałe kapitały rezerwowe, które prezentowane są w pozycji zyski/straty zatrzymane. Skutki korekt związanych z zastosowaniem MSR po raz pierwszy zostały ujęte w pozycji zyski/straty zatrzymane.

Zgodnie z postanowieniami MSR, wynik finansowy bieżącego roku obrotowego można przeznaczyć jedynie na powiększenie kapitałów własnych lub dywidendę dla akcjonariuszy (udziałowców). Stosowana w polskim prawie możliwość podziału zysku na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych, Fundusz Restrukturyzacji, przekazanie zysku pracownikom bądź na inne cele nie znajduje odzwierciedlenia w MSR. Z tego powodu, Spółka wykazuje wyżej wymienione zmniejszenia wyniku finansowego jako koszty okresu.

2.3.15. Rezerwy

Rezerwy są tworzone w przypadku, gdy w następstwie przeszłych zdarzeń na Spółce ciąży obecny obowiązek (prawny lub zwyczajowo oczekiwany) i gdy prawdopodobne jest, że wypełnienie tego obowiązku spowoduje konieczność wypływu środków zawierających w sobie korzyści ekonomiczne oraz można dokonać wiarygodnego szacunku kwoty tego obowiązku, przy czym kwota lub termin wymagalności zobowiązania są niepewne.

Spółka weryfikuje stan rezerw na koniec każdego okresu sprawozdawczego w celu odzwierciedlenia bieżącego, najbardziej właściwego szacunku. Jeśli skutek zmiany wartości pieniądza w czasie jest istotny, Spółka dyskontuje wartość rezerw. Jeśli rezerwa jest dyskontowana, zwiększenie wartości rezerwy wynikające z upływu czasu jest ujmowane jako koszt finansowania zewnętrznego.

W Spółce tworzone są w szczególności następujące rezerwy:

- rezerwa na koszty likwidację odwiertów,
- rezerwy związane z ochroną środowiska,
- rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów,
- pozostałe rezerwy.

2.3.15.1. Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów

Spółka tworzy rezerwę na przyszłe koszty likwidacji odwiertów oraz Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego („FLZG”).

Rezerwa na przyszłe koszty likwidacji odwiertów wyliczona jest w oparciu o koszt stanowiący średni koszt likwidacji odwiertów w poszczególnych oddziałach wydobywczych w ciągu ostatnich trzech pełnych lat poprzedzających okres sprawozdawczy, 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.

W przypadku, gdy rezerwy dotyczą kosztów likwidacji rzeczowych aktywów trwałych, początkowa wartość rezerwy zwiększa wartość tych rzeczowych aktywów trwałych. Późniejsze korekty wysokości rezerwy będące skutkiem zmian szacunków są również traktowane jako korekta wartości składnika rzeczowych aktywów trwałych. Korekty wysokości rezerwy wynikające ze zmiany dyskonta odnoszone są na koszty lub przychody finansowe.

FLZG tworzony jest na mocy artykułu 26c Ustawy z dnia 4 lutego 1994 roku (Dz.U.05.228.1947 z późniejszymi zmianami) Prawo Geologiczne i Górnicze.

Środki FLZG mogą być wykorzystane wyłącznie w celu pokrycia kosztów likwidacji zakładu górniczego lub jego oznaczonej części, a w szczególności kosztów:

- likwidacji i zabezpieczania otworów eksploatacyjnych, magazynowych, zrzutowych, obserwacyjnych i piezometrycznych
- likwidacji zbędnych obiektów oraz demontażu maszyn i urządzeń,
- rekultywacji gruntów i zagospodarowania terenów po działalności górniczej,
- utrzymania obiektów przeznaczonych do likwidacji w kolejności zapewniającej bezpieczeństwo ruchu zakładu górniczego.

W Spółce dokonywane są odpisy na Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego w wysokości od 3 % do 10% wartości rocznych odpisów amortyzacyjnych od rzeczowych aktywów trwałych zakładu górniczego (ustalonych zgodnie z przepisami o podatku dochodowym) w korespondencji z pozostałymi kosztami operacyjnymi.

Wartość rezerwy na przyszłe koszty likwidacji odwiertów korygowana jest o sumę niewykorzystanych odpisów na Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego.

2.3.15.2. Rezerwy związane z ochroną środowiska

Przyszłe zobowiązania z tytułu kosztów rekultywacji zanieczyszczeń środowiska gruntowo-wodnego, w przypadku występowania prawnego lub zwyczajowego obowiązku wykonania tych czynności, ujmowane są jako rezerwy. Tworzona rezerwa odzwierciedla potencjalne koszty przewidziane do poniesienia, szacowane i weryfikowane okresowo według cen bieżących.

2.3.15.3. Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów

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

W przypadkach, gdy jest to możliwe, w momencie instalacji infrastruktury, Spółka zawiera umowy ustanawiające standardowe służebności gruntowe oraz umowy służebności przesyłu. Służebność przesyłu jest instytucją prawa cywilnego, uregulowaną na podstawie przepisów art. 3051-3054 ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 roku Kodeks cywilny (Dz. U. Nr 16, poz. 93 ze zm.).

Spółka, kierując się zasadą istotności, szacuje wartość rezerwy na zgłoszone roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów, w przypadku których, w ciągu ostatnich 3 lat, prowadzona była korespondencja ze zgłaszającym roszczenie oraz roszczenie to jest roszczeniem o potwierdzonej zasadności.

Spółka szacuje kwotę rezerwy w oparciu o:

- operat szacunkowy wykonany przez rzeczoznawcę, bądź
- samodzielnie, biorąc pod uwagę powierzchnię strefy kontrolowanej w metrach kwadratowych, wysokość czynszu dzierżawnego za rok za metr kwadratowy podobnego gruntu w danej gminie, oraz okres bezumownego korzystania z gruntu (nie więcej niż 10 lat), bądź
- w przypadku, gdy uzyskanie wiarygodnych danych wymaganych do zastosowania metody opisanej powyżej nie jest możliwe Spółka analizuje indywidualnie zgłoszone roszczenia.

2.3.15.4. Pozostałe rezerwy

Spółka tworzy inne rezerwy na przyszłe wydatki, związane z działalnością i funkcjonowaniem Spółki takie jak rezerwa na kary i inne roszczenia. W przypadku gdy koszty wynikające z roszczeń są na tyle istotne, że ich nieuwzględnienie w wyniku finansowym okresu, spowodowałoby zniekształcenie obrazu sytuacji majątkowej i finansowej Spółki.

2.3.16. Rozliczenia międzyokresowe

Spółka dokonuje czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów w stosunku do ponoszonych z góry wydatków i kosztów, dotyczących przyszłych okresów.

W sprawozdaniu z sytuacji finansowej rozliczenia międzyokresowe czynne są prezentowane w podziale na długoterminowe (pozycja *Pozostałe aktywa trwałe*) i krótkoterminowe (pozycja *Pozostałe aktywa*).

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. Rozliczenia te w sprawozdaniu z sytuacji finansowej są wykazywane w pasywach łącznie ze zobowiązaniami z tytułu dostaw i usług oraz innymi zobowiązaniami.

Do rozliczeń międzyokresowych przychodów Spółka zalicza przychody przyszłych okresów dotyczące między innymi dodatkowych opłat za nieodebrany gaz oraz dotacji rządowych do aktywów.

Przychody dotyczące dodatkowych opłat za nieodebrany gaz wynikają z umów sprzedaży gazu zawierających klauzulę „take or pay” (bierz lub płać). W pozycji tej ujmuje się wartość przychodów w związku z wystawioną notą księgową za nieodebrane ilości gazu i rozlicza się ją proporcjonalnie do faktycznie zrealizowanej dostawy gazu. W przypadku, gdy kontrahent po okresie umownym nie odbierze zadeklarowanych ilości, kwotę przychodów przyszłych okresów przeklasyfikowuje się do przychodów z tytułu otrzymanych kar, grzywien i odszkodowań.

Dotacje rządowe do aktywów ujmowane są w pozycji przychody przyszłych okresów w momencie pojawienia się pewności, że zostały przydzielone. Odpisywane są w rachunek zysków i strat proporcjonalnie do odpisów amortyzacyjnych odpowiadającym im składnikom aktywów.

Rozliczenia międzyokresowe przychodów wykazywane są w pasywach sprawozdania z sytuacji finansowej w podziale na długo i krótkoterminowe.

2.3.17. Zobowiązania finansowe

Zobowiązania finansowe klasyfikowane są w podziale na dwie kategorie: zobowiązania finansowe wyceniane według wartości godziwej przez wynik finansowy oraz pozostałe zobowiązania finansowe (obejmujące m. in. zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania, kredyty, pożyczki i papiery dłużne).

W momencie początkowego ujęcia zobowiązanie finansowe wycenia się w wartości godziwej, powiększonej, w przypadku zobowiązań finansowych niekwalifikowanych jako wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy, o koszty transakcji, które mogą być bezpośrednio przypisane do nabycia lub emisji składnika zobowiązania finansowego.

2.3.17.1. Zobowiązania finansowe wyceniane według wartości godziwej przez wynik finansowy

Składnikiem zobowiązań finansowych wycenianym według wartości godziwej przez wynik finansowy jest składnik spełniający którykolwiek z poniższych warunków:

- jest kwalifikowany jako przeznaczony do obrotu lub
- przy początkowym ujęciu został wyznaczony przez Spółkę jako wyceniany według wartości godziwej przez wynik finansowy.

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

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

Zmiany wartości godziwej instrumentów pochodnych zaliczonych do powyższej kategorii instrumentów finansowych ujmowane są jako przychód lub koszt okresu sprawozdawczego, w którym nastąpiło przeszacowanie.

Do zobowiązań wycenianych według wartości godziwej przez wynik finansowy Spółka klasyfikuje instrumenty pochodne niewyceniane zgodnie z zasadami rachunkowości zabezpieczeń, których wartość wyceny jest ujemna.

2.3.17.2. Zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu

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

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

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

2.3.18. Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne 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.

2.3.18.1. Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych

Świadczenia pracownicze obejmują wszystkie formy świadczeń Spółki oferowane w zamian za pracę wykonywaną przez pracowników lub z tytułu rozwiązania stosunku pracy.

Krótkoterminowe świadczenia pracownicze to świadczenia pracownicze (inne niż świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy), które podlegają w całości rozliczeniu przed upływem 12 miesięcy od końca rocznego okresu sprawozdawczego, w którym pracownicy wykonywali związaną z nimi pracę.

Świadczenia po okresie zatrudnienia to świadczenia pracownicze (inne niż świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy i krótkoterminowe świadczenia pracownicze), które są należne po zakończeniu zatrudnienia.

Do krótkoterminowych świadczeń pracowniczych wypłacanych przez Spółkę należą:

- wynagrodzenia oraz składki na ubezpieczenia społeczne,
- krótkoterminowe płatne nieobecności, jeśli oczekuje się, że nieobecność wystąpi w ciągu 12 miesięcy od zakończenia okresu, w którym pracownicy wykonywali związaną z nimi pracę,
- wypłaty z zysku i premie przypadające do wypłaty w ciągu 12 miesięcy od zakończenia okresu, w którym pracownicy wykonywali związaną z nimi pracę,
- świadczenia niepieniężne dla aktualnie zatrudnionych pracowników.

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

- na Spółce ciąży obecny prawny lub zwyczajowo oczekiwany obowiązek do dokonania takich wypłat z wyniku zdarzeń przeszłych, oraz
- można dokonać wiarygodnej wyceny tego zobowiązania.

W Spółce prowadzony jest program wypłaty nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych. Wypłaty z tytułu powyższych programów ujmowane są w rachunku zysków i strat w sposób umożliwiający rozłożenie kosztów nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych na cały okres zatrudnienia pracowników w poszczególnych spółkach. Koszty z tytułu ww. świadczeń są ustalane przy zastosowaniu technik aktuarialnych tj. metody prognozowanych uprawnień jednostkowych.

Zobowiązania na świadczenia pracownicze z tyt. nagród jubileuszowych ujmowane są w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w wartości bieżących zobowiązań z tytułu określonych świadczeń, wynikających z wyliczeń aktuarialnych.

Zobowiązania na świadczenia pracownicze z tyt. odpraw emerytalnych ujmowane są w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w wysokości zobowiązań netto, czyli po skorygowaniu o nieujęte zyski i straty aktuarialne oraz koszty przeszłego zatrudnienia.

Powyższe prezentowane są w rachunku zysków i strat w pozycji świadczenia pracownicze.

Przy wyliczaniu zobowiązań na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne Spółka przyjmuje następujące założenia:

- Założenia dotyczące prawdopodobieństwa rotacji i odejść na emeryturę - do wyliczeń wykorzystywane są tablice prawdopodobieństw rotacji oraz odejść na emeryturę pracowników w zależności od płci, wieku, stażu pracy ogółem, stażu pracy w Spółce oraz wynagrodzenia, które zostały skonstruowane na podstawie informacji otrzymanych o pracownikach, w stosunku do których ustał stosunek pracy. Tablica prawdopodobieństw rotacji nie obejmuje przypadków związanych z realizacją planów restrukturyzacyjnych oraz zmian organizacyjnych w ostatnich latach,
- Założenia dotyczące zgonów – do wyliczeń wykorzystywane są wartości ze standardowych tablic trwania życia,
- Założenia dotyczące wzrostu wynagrodzeń – do wyliczeń wykorzystywane są wartości na podstawie trendów rynkowych,
- Założenia dotyczące stopy dyskonta – stopa dyskonta ustalana jako wypadkowa stopy zwrotu z wysokoocenianych obligacji skarbowych i prognozowanego wzrostu wynagrodzeń.

Zyski i straty aktuarialne Spółka ujmuje w rachunku zysków i strat.

Spółka utworzyła również rezerwę w postaci Centralnego Funduszu Restrukturyzacji („CFR”) 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. Szczegółowe informacje dotyczące wykorzystania CFR znajdują się w notcie 40.1.

W 2012 roku Spółka uruchomiła w ramach świadczeń pracowniczych po okresie zatrudnienia Program Dobrowolnych Odejść. Program Dobrowolnych Odejść zakłada, że osoby, które dobrowolnie zdecydowały się do 31 grudnia 2012 roku rozwiązać umowę o pracę z PGNiG S.A. otrzymają z tego tytułu rekompensatę znacznie przewyższającą odprawę przewidzianą w kodeksie pracy.

2.3.18.2. Pozostałe zobowiązania

Pozostałe zobowiązania obejmują wszystkie zobowiązania, niezaliczane przez Spółkę do zobowiązań z tytułu dostaw i usług, lub zobowiązań z tytułu podatków, ceł, ubezpieczeń społecznych oraz innych świadczeń i zobowiązań z tytułu wynagrodzeń.

Do pozostałych zobowiązań długoterminowych Spółka zalicza m.in. zobowiązania objęte ugodami bankowymi, układami, postępowaniem naprawczym, zobowiązania z tytułu koncesji, rzeczowe aktywa trwałe przewłaszczone a nadal używane przez Spółkę, których spłata jest rozłożona na raty przez okres dłuższy niż rok.

W pozycji pozostałe zobowiązania krótkoterminowe Spółka prezentuje w szczególności zobowiązania wobec:

- dostawców z tytułu dostaw towarów i usług związanych z zakupem lub budową środków trwałych oraz wartości niematerialnych, jak też sprzedawców papierów wartościowych,
- towarzystw ubezpieczeniowych,
- pracowników z innych tytułów niż wynagrodzenia,

- akcjonariuszy z tytułu dywidendy,
- dostawców z tytułu wadliwów,
- leasingodawców z tytułu leasingu operacyjnego,
- kontrahentów z tytułu zabezpieczeń należytego wykonania umowy,
- inne zobowiązania.

2.3.19. Przychody ze sprzedaży

Spółka prowadzi działalność w zakresie wydobywania oraz obrotu gazem ziemnym wysokometanowym i zaazotowanym, sprzedaży i produkcji energii oraz wydobywania i sprzedaży ropy naftowej.

Przychody ze sprzedaży stanowią należności (z wyłączeniem należnego podatku VAT oraz innych kwot pobieranych w imieniu osób trzecich) za produkty, towary i usługi dostarczone w ramach normalnej działalności gospodarczej. Są one wykazywane w wartości godziwej otrzymanej bądź należnej zapłaty, po pomniejszeniu o rabaty, podatki związane ze sprzedażą (VAT, podatek akcyzowy) oraz inne obciążenia.

2.3.19.1. Sprzedaż towarów i produktów

Sprzedaż towarów i produktów ujmowana jest w momencie dostarczenia nabywcy towarów i produktów wraz z przekazaniem znaczącego ryzyka i korzyści wynikających z ich praw własności.

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

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

2.3.19.2. Świadczenie usług

Przedmiotem działania Spółki jest również świadczenie usług, takich jak: wynajmu, gazowniczych, serwisowych, transportowych, geologicznych, poszukiwawczych, leasingu finansowego i innych.

Jeżeli wynik transakcji dotyczącej świadczenia usług można oszacować w wiarygodny sposób, przychody z transakcji ujmuje się na podstawie stopnia zaawansowania realizacji transakcji na koniec okresu sprawozdawczego.

2.3.20. Pozostałe kategorie przychodów

2.3.20.1. Przychody z tytułu odsetek

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

2.3.20.2. Dywidendy

Przychody z tytułu dywidend są ujmowane w momencie ustanowienia prawa udziałowców/akcjonariuszy do otrzymania płatności.

2.3.21. Dotacje

Spółka dzieli dotacje na:

- dotacje do aktywów, których udzieleniu towarzyszy podstawowy warunek mówiący o tym, że Spółka powinna zakupić, wytworzyć lub w inny sposób pozyskać aktywa trwałe,
- dotacje do przychodu.

Dotacje nie są ujmowane do chwili uzyskania uzasadnionej pewności, że Spółka spełni warunki związane z dotacjami i otrzyma dotacje.

Dotacje do aktywów są ujmowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej jako przychody przyszłych okresów, a następnie systematycznie, drogą równych odpisów rocznych, odnoszone są w rachunek zysków i strat przez przewidywany okres użytkowania tych aktywów. Dotacje niepieniężne do aktywów ujmuje się w księgach w wartości godziwej. Dotacje prezentowane są w ogólnej pozycji „Przychody ze sprzedaży”.

Dotacje należne jako forma rekompensaty już poniesionych wydatków lub strat lub przyznane jako forma bezpośredniego wsparcia finansowego dla Spółki, bez towarzyszących przyszłych kosztów, ujmowane są w rachunku zysków i strat w okresie, w którym stają się należne.

2.3.22. Podatek dochodowy

Na obowiązkowe obciążenia wyniku finansowego składają się: bieżący podatek dochodowy od osób prawnych 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 różnym momentem uznania przychodów i kosztów za zrealizowane dla celów podatkowych i rachunkowych, a także ze względu na trwałe różnice pomiędzy podatkowym i rachunkowym traktowaniem przychodów i kosztów.

Podatek odroczony jest obliczany przy zastosowaniu metody bilansowej, uwzględniając różnice przejściowe pomiędzy wartością aktywów i zobowiązań ustaloną dla celów księgowych, a wartością ustaloną dla celów podatkowych.

Podatek bieżący wyliczany jest w oparciu o stawki podatkowe obowiązujące w danym roku obrotowym.

Zobowiązanie z tytułu podatku odroczonego jest tworzone od wszystkich dodatnich różnic przejściowych podlegających opodatkowaniu w momencie ich realizacji dla celów podatkowych, 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, w tym wykazane straty podatkowe.

Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego nie są tworzone w odniesieniu do rozpoznanej wartości firmy. Zobowiązania (aktywa) z tytułu podatku odroczonego nie są również tworzone w przypadku pierwotnego ujęcia składnika aktywów i pasywów pochodzącego z transakcji, która nie stanowi połączenia jednostek oraz gdy w momencie zajścia transakcji nie ma on wpływu na wynik księgowy, ani na podstawę opodatkowania.

Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego są tworzone od dodatnich różnic przejściowych związanych z inwestycją w jednostkach zależnych i stowarzyszonych oraz udziałami we wspólnych przedsięwzięciach, z wyjątkiem sytuacji gdy Spółka jako Jednostka Dominująca, inwestor lub wspólnik wspólnego przedsięwzięcia jest w stanie kontrolować terminy odwracania się różnic przejściowych i jest prawdopodobne, iż w dającej się przewidzieć przyszłości różnice przejściowe nie odwrócą się.

Wysokość aktywów z tytułu podatku odroczonego podlega analizie na koniec każdego kwartału. Aktualizacji podlegają tylko pozycje, które uległy zmianie. W przypadku, gdy przewiduje się, że przyszły dochód do opodatkowania nie będzie wystarczający, by odpisać ujemne różnice przejściowe następuje odpis aktywów z tytułu podatku odroczonego.

Podatek odroczony jest wyliczany przy zastosowaniu stawek podatkowych, które według przewidywań będą obowiązywać w momencie, gdy wartości bilansowe aktywów i pasywów zostaną zrealizowane.

Aktywa z tytułu podatku odroczonego oraz zobowiązania z tytułu podatku odroczonego są kompensowane wtedy i tylko wtedy, gdy Spółka:

- posiada możliwy do wyegzekwowania tytuł prawny do przeprowadzania kompensat aktywów z tytułu podatku odroczonego z zobowiązaniami z tytułu podatku odroczonego; oraz
- aktywa z tytułu podatku odroczonego i zobowiązania z tytułu podatku odroczonego dotyczą podatku dochodowego nałożonego przez tę samą władzę podatkową na tego samego podatnika lub na różnych podatników.

Bieżący i odroczony podatek ujmowany jest w rachunku zysków i strat, z wyjątkiem podatków wynikających z transakcji lub zdarzeń, które są ujmowane w innych całkowitych dochodach lub bezpośrednio w kapitale własnym (podatek odroczony jest wówczas rozliczany bezpośrednio w kapitały własne).

2.3.23. Waluty obce

Walutą funkcjonalną (wyceny) i walutą prezentacji Spółki PGNiG S.A. jest złoty polski (PLN). Transakcje wyrażone w walutach obcych są początkowo ujmowane według kursu waluty funkcjonalnej, obowiązującego na dzień zawarcia transakcji. Aktywa i zobowiązania pieniężne wyrażone w walutach obcych są przeliczane po kursie waluty funkcjonalnej, obowiązującej na koniec okresu sprawozdawczego. Wszystkie różnice kursowe są ujmowane w rachunku zysków i strat, z wyjątkiem różnic kursowych powstałych z przeliczenia aktywów i pasywów jednostek zagranicznych. Różnice te są ujmowane bezpośrednio w kapitale własnym, aż do momentu zbycia udziałów w tych jednostkach. Pozycje niepieniężne wyceniane według kosztów historycznych w walucie obcej są przeliczane po kursie wymiany z dnia zawarcia transakcji. Pozycje niepieniężne wyceniane według wartości godziwej w walucie obcej są przeliczane po kursie wymiany z dnia ustalenia takiej wartości godziwej.

W celu zabezpieczenia się przed ryzykiem zmian kursów walutowych, Spółka wykorzystuje walutowe transakcje pochodne (zasady rachunkowości stosowane przez Spółkę w odniesieniu do pochodnych instrumentów finansowych zostały przedstawione w pkt. 2.3.10).

2.3.24. Segmenty operacyjne

Segment operacyjny jest częścią składową Spółki:

- prowadzącą działalność gospodarczą, w ramach której uzyskuje przychody i ponosi koszty,
- której wyniki działalności podlegają regularnej kontroli przez główny organ odpowiedzialny za podejmowanie decyzji operacyjnych Spółki oraz wyniki te są wykorzystywane przy podejmowaniu decyzji o zasobach alokowanych do segmentu u przy ocenie wyników działalności segmentu,
- w przypadku której są dostępne oddzielne informacje finansowe.

W PGNiG S.A przyjęto, że podstawowym podziałem na segmenty operacyjne jest podział według rodzajów działalności. Spółka prowadzi działalność w następujących segmentach.

- a) Segment poszukiwania i wydobywania. Podstawową działalnością tego segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania i wydobywania gazu i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych, po zagospodarowanie i eksploatację złóż.
- 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 oraz rozdzielenia działalności magazynowej od działalności handlowej, sprzedażą gazu ziemnego zajmuje się PGNiG S.A., a Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. świadczy usługi magazynowania gazu w oparciu o umowę z PGNiG S.A. o wyłączne dysponowanie instalacjami magazynowymi. Segment wykorzystuje na swoje potrzeby sześć podziemnych magazynów gazu zlokalizowanych w Mogilnie, Wierzchowicach, Husowie, Brzeźnicy, Strachocinie i w Swarzowie. Segment prowadzi sprzedaż gazu: wysokometanowego i zaazotowanego, które są wprowadzane do systemu przesyłowego oraz dystrybucyjnego.

Działalność w zakresie obrotu i magazynowania gazu regulowana jest przez Prawo energetyczne, a ceny sprzedaży ustalane są na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

- c) Segment pozostałych usług. Segment ten prowadzi badania i wykonuje ekspertyzy urządzeń pomiarowo - rozliczeniowych.

Aktywa segmentu obejmują wszystkie aktywa operacyjne wykorzystywane przez segment, na które składają się głównie: środki pieniężne, należności, zapasy oraz rzeczowe aktywa trwałe w wartości pomniejszonej o umorzenie i odpisy aktualizujące. Większość aktywów może być bezpośrednio przyporządkowana do poszczególnych segmentów, jednak gdy dane aktywa są użytkowane przez dwa lub więcej segmentów, wartość takich aktywów alokowana jest do poszczególnych segmentów na podstawie stopnia ich wykorzystania przez odpowiednie segmenty.

Zobowiązania segmentu obejmują wszelkie zobowiązania operacyjne (głównie zobowiązania z tyt. dostaw i usług), zobowiązania z tytułu wynagrodzeń i podatków (zarówno wymagalne jak i naliczone) oraz wszystkie rezerwy, które można przypisać do danego segmentu. Zarówno aktywa jak i zobowiązania segmentu nie obejmują podatku odroczonego. Transakcje wewnętrzne w ramach segmentu podlegają eliminacji, podobnie jak transakcje między segmentami.

2.4. Główne przyczyny niepewności wartości szacunkowych

W wyniku stosowanych przez Spółkę zasad rachunkowości opisanych powyżej, Spółka przyjęła założenia dotyczące niepewności i szacunków, które miały najbardziej istotny wpływ na wartości zamieszczone w sprawozdaniu finansowym. W związku z tym, istnieje ryzyko istotnych zmian w kolejnych okresach sprawozdawczych dotyczące głównie następujących obszarów:

2.4.1. Utrata wartości majątku trwałego

Podstawowe aktywa operacyjne Spółki stanowią majątek kopalniany, infrastruktura przesyłowa oraz magazyny paliwa gazowego. Wartość majątku została poddana testom na utratę wartości. Spółka skalkulowała i ujęła w księgach istotne kwoty odpisów z tytułu utraty wartości majątku, bazując na ocenie ich przydatności do użycia obecnie i w przyszłości, 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 10.2.

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.

2.4.2. Okresy ekonomicznej użyteczności składników rzeczowych aktywów trwałych

W punkcie 2.3.1. sprawozdania podano okresy ekonomicznej użyteczności dla głównych grup rzeczowych aktywów trwałych. Okresy ekonomicznej użyteczności rzeczowych aktywów 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 rzeczowych aktywów trwałych oraz koszty amortyzacji w przyszłości.

2.4.3. Szacowanie sprzedaży gazu

W celu prawidłowego zaliczenia przychodów ze sprzedaży gazu do właściwego okresu sprawozdawczego, na koniec okresu sprawozdawczego dokonywane są szacunki ilości i wartości gazu dostarczonego, a niezafakturowanego, do odbiorców indywidualnych.

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

2.4.4. Rezerwy na koszty likwidacji odwiertów i ochronę środowiska

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

2.4.5. Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów

Spółka kierując się zasadą istotności, oszacowała wartość rezerwy na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów (opis rezerwy został przedstawiony w pkt. 2.3.15.3).

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

2.5. Zmiany prezentacji w sprawozdaniu finansowym

W sprawozdaniu sporządzonym za okres sprawozdawczy kończący się 31 grudnia 2012 roku Spółka dokonała zmian porównywalnych danych finansowych w zakresie zasad ujmowania wydatków dotyczących:

- badań sejsmicznych,
- koncesji,
- prawa do informacji geologicznej,
- użytkowania górniczego.

Do roku 2012 Zasady Rachunkowości przewidywały ujęcie kosztów badań sejsmicznych i koncesji bezpośrednio jako koszt w rachunku zysków i strat w okresie, w którym zostały poniesione. Natomiast prawa do informacji geologicznej i użytkowania górniczego Spółka prezentowała w pozycji pozostałych aktywów.

Przekwalifikowanie prac sejsmicznych z pozycji kosztowych na pozycję środków trwałych w budowie podyktowane jest przede wszystkim dążeniem do rachunkowego odzwierciedlenia ciągłości procesu inwestycyjnego poszczególnych projektów poszukiwawczo-wydobywczych.

Począwszy od roku 2012 Spółka zaimplementowała ujęcie rachunkowe powszechnie stosowane na świecie w branży oil&gas.

Wydatki, o których mowa powyżej Spółka prezentuje w następujący sposób:

- wydatki z tytułu sejsmiki są kapitalizowane w wartości aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych,
- wydatki na koncesje, prawo do informacji geologicznej oraz użytkowanie górnicze podlegające kapitalizacji i prezentowane są jako wartości niematerialne.

Spółka dokonała również zmian prezentacyjnych dotyczących świadczeń pracowniczych. Do 2012 roku rezerwy na świadczenia pracownicze prezentowane były w pozycji rachunku zysków i strat w pozostałych kosztach/przychodach operacyjnych. W roku 2012 Spółka powyższe koszty/przychody zaprezentowała w rachunku zysków i strat w pozycji świadczenia pracownicze, natomiast zobowiązania zostały przedstawione w pozycji zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej.

Powyższe zmiany miały na celu zwiększenie przejrzystości i użyteczności danych prezentowanych w sprawozdaniu finansowym.

W wyniku zastosowania zmian dokonano następujących korekt do danych porównywalnych za rok zakończony 31 grudnia 2011 roku:

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2012 roku
(w milionach złotych)

Jednostkowy rachunek zysków i strat	Okres przed zmianą (zbadane)	Korekty dostosowujące do porównywalności - zmiana prezentacji- zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	Korekty dostosowujące do porównywalności - badania sejsmiczne, koncesje	Okres po zmianie (przekształcone)
Przychody ze sprzedaży	21 821	-	-	21 821
Zużycie surowców i materiałów	(13 523)	-	-	(13 523)
Świadczenia pracownicze	(896)	(9)	-	(905)
Amortyzacja	(568)	-	-	(568)
Usługi obce	(5 764)	-	146	(5 618)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	-	-	-	33
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(53)	9	-	(44)
Koszty operacyjne razem	(20 771)	-	146	(20 625)
Zysk z działalności operacyjnej	1 050	-	146	1 196
Przychody finansowe	1 027	-	-	1 027
Koszty finansowe	(261)	-	-	(261)
Zysk przed opodatkowaniem	1 816	-	146	1 962
Podatek dochodowy	(200)	-	(29)	(229)
Zysk netto	1 616	-	117	1 733
Zysk netto i rozwodniony zysk netto na jedną akcję przypisany zwykłym akcjonariuszom (dane w złotych)	0,27			0,29

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2012 roku
(w milionach złotych)

Jednostkowe sprawozdanie z sytuacji finansowej

	Okres przed zmianą (zbadane)	Korekty dostosowujące do porównywalności - zmiana prezentacji- zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	Korekty dostosowujące do porównywalności - badania sejsmiczne	Korekty dostosowujące do porównywalności - koncesje	Korekty dostosowujące do porównywalności - prawo do informacji geologicznej oraz użytkowanie górnicze	Okres po zmianie (przekształcone)
AKTYWA						
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem	22 160	-	755	10	6	22 930
Rzeczowe aktywa trwałe	12 281	-	755	-	-	13 035
Wartości niematerialne	92	-	-	12	55	159
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	347	-	-	(2)	-	345
Pozostałe aktywa trwałe	75	-	-	-	(49)	26
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem	6 327	-	-	-	(6)	6 321
Pozostałe aktywa	34	-	-	-	(6)	28
Aktywa razem	28 487	-	755	10	-	29 251
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY						
Kapitał własny razem	19 647	-	616	10	-	20 273
Zobowiązania długoterminowe razem	2 019	-	139	-	-	2 158
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	-	97	-	-	-	97
Rezerwy	1 251	(97)	-	-	-	1 154
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	496	-	139	-	-	634
Zobowiązania krótkoterminowe razem	6 820	-	-	-	-	6 820
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	2 675	(15)	-	-	-	2 660
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	-	62	-	-	-	62
Rezerwy	135	(47)	-	-	-	88
Zobowiązania razem	8 839	-	139	-	-	8 978
Zobowiązania i kapitał własny razem	28 487	-	755	10	-	29 251

3 SEGMENTY OPERACYJNE

3.1. Segmenty sprawozdawcze

W poniższych tabelach przedstawione zostały dane dotyczące przychodów, kosztów, zysków/strat oraz niektórych aktywów i pasywów poszczególnych segmentów branżowych Spółki za okresy zakończone 31 grudnia 2012 roku i 31 grudnia 2011 roku.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2012 roku
(w milionach złotych)

Okres zakończony 31 grudnia 2012 roku	Segment poszukiwania i wydobycia	Segment obrotu i magazynowania	Segment pozostałych usług	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat					
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 165	23 371	3	-	25 539
Sprzedaż między segmentami	1 198	94	-	(1 292)	-
Przychody segmentu razem	3 363	23 465	3	(1 292)	25 539
Amortyzacja	(437)	(166)	-	-	(603)
Pozostałe koszty	(1 406)	(23 004)	(6)	1 292	(23 124)
Koszty segmentu razem	(1 843)	(23 170)	(6)	1 292	(23 727)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej segmentu	1 520	295	(3)	-	1 812
Koszty i przychody finansowe					448
Zysk/Strata przed opodatkowaniem					2 260
Podatek dochodowy					(342)
Zysk/Strata netto					1 918
Sprawozdanie z sytuacji finansowej					
Aktywa segmentu	10 456	18 421	1	-	28 878
Aktywa nieprzypisane					7 368
Aktywa z tytułu podatku odroczonego					395
Aktywa razem					36 641
Kapitał własny razem					21 981
Zobowiązania segmentu	1 855	5 814	1	-	7 670
Zobowiązania nieprzypisane					6 358
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego					632
Pasywa razem					36 641
Pozostałe informacje dotyczące segmentu					
Wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	(651)	(1 016)	-	-	(1 667)
Odpisy aktualizujące aktywa	(1 060)	(893)	-	-	(1 953)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane					(1 656)

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2012 roku
(w milionach złotych)

Okres zakończony 31 grudnia 2011 roku	Segment poszukiwania i wydobycia	Segment obrotu i magazynowania	Segment pozostałych usług	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat					
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 854	19 964	3	-	21 821
Sprzedaż między segmentami	1 175	-	-	(1 175)	-
Przychody segmentu razem	3 029	19 964	3	(1 175)	21 821
Amortyzacja	(438)	(130)	-	-	(568)
Pozostałe koszty	(1 163)	(20 064)	(5)	1 175	(20 057)
Koszty segmentu razem	(1 601)	(20 194)	(5)	1 175	(20 625)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej segmentu	1 428	(230)	(2)	-	1 196
Koszty i przychody finansowe					766
Zysk/Strata przed opodatkowaniem					1 962
Podatek dochodowy					(229)
Zysk/Strata netto					1 733
Sprawozdanie z sytuacji finansowej					
Aktywa segmentu	10 018	12 141	1	-	22 160
Aktywa nieprzypisane					6 746
Aktywa z tytułu podatku odroczonego					345
Aktywa razem					29 251
Kapitał własny razem					20 273
Zobowiązania segmentu	1 575	2 760	1	-	4 336
Zobowiązania nieprzypisane					4 008
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego					634
Pasywa razem					29 251
Pozostałe informacje dotyczące segmentu					
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(1 836)	(615)	-	-	(2 451)
Odpisy aktualizujące aktywa	(916)	(781)	-	-	(1 697)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane					(1 661)

3.2. Informacje dotyczące obszarów geograficznych

Spółka prowadzi swoją działalność w przeważającej części na terenie kraju. Przychody od klientów zewnętrznych ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów w obrocie eksportowym w 2012 roku stanowiły 2,71% (2,49% w 2011 roku) ogólnej kwoty przychodów netto od klientów zewnętrznych ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów. Spółka eksportuje głównie do Szwajcarii, Niemiec USA, Wielkiej Brytanii.

	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011
Sprzedaż krajowa	24 846	21 276
Gaz wysokometanowy	22 100	19 084
Gaz zaazotowany	1 394	1 219
Ropa naftowa	687	638
Hel	48	22
Gaz propan butan	67	60
Gazolina	7	5
Gaz LNG	54	38
Usługi magazynowania gazu	16	31
Usługi hotelowe	-	4
Pozostałe usługi	424	159
Pozostałe produkty	39	7
Towary i materiały	10	9
Sprzedaż eksportowa	693	545
Gaz wysokometanowy	-	42
Ropa naftowa	569	457
Hel	113	36
Pozostałe usługi	9	9
Pozostałe produkty	1	1
Towary i materiały	1	-
Razem	25 539	21 821

Aktywa trwałe (inne niż instrumenty finansowe) Spółki w przeważającej części znajdują się na terenie kraju. Wartość aktywów trwałych położonych poza granicami kraju według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku stanowiła 1,08% (0,80% na dzień 31 grudnia 2011 roku) ogólnej kwoty aktywów trwałych (innych niż instrumenty finansowe).

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się w kraju	14 150	13 093
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących za granicą	154	105
Razem	14 304	13 198

3.3. Informacje dotyczące głównych klientów

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

4 KOSZTY OPERACYJNE

4.1. Zużycie surowców i materiałów

	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011
Koszt sprzedanego gazu	(15 350)	(13 388)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(133)	(135)
Razem	(15 483)	(13 523)

4.2. Świadczenia pracownicze

	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011
Wynagrodzenia	(707)	(655)
Składki na ubezpieczenie społeczne	(155)	(138)
w tym składki na Pracowniczy Program Emerytalny	(40)	(38)
Pozostałe świadczenia pracownicze	(79)	(99)
Koszty przyszłych świadczeń	(49)	(13)
Razem	(990)	(905)

4.3. Usługi obce

	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011
Zakup usług przesyłowych i dystrybucyjnych	(4 807)	(4 739)
Koszt spisanych odwiertów negatywnych	(98)	(191)
Pozostałe usługi obce	(906)	(688)
Razem	(5 811)	(5 618)

4.4. Pozostałe przychody i koszty operacyjne

	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011
Przychody z tyt. odszkodowań, kar, grzywien, itp.	6	101
Przychody z bieżącego rozliczenia ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej przychodów przyszłych okresów	2	(6)
Odsetki od należności dotyczących działalności operacyjnej	44	78
Pozostałe przychody operacyjne	51	105
Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej	(223)	(75)
Wynik na instrumentach pochodnych dotyczących działalności operacyjnej	(233)	(80)
Wynik ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	67	-
Zmiana stanu produktów	12	8
Zmiana stanu odpisów aktualizujących wartość składników majątku trwałego	(200)	(32)
Zmiana stanu odpisów na zapasy	(1)	-
Zmiana stanu odpisów na należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	(10)	81
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	(35)	(2)
Rezerwa na program racjonalizacji zatrudnienia i dobrowolnych odejść	(68)	-
Rezerwa na karę UOKiK	(60)	-
Rezerwy związane z ochroną środowiska	(4)	16
Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	7	28
Rezerwa na sprawę sporną z Konsorcjum PBG S.A.	1	22
Pozostałe rezerwy	37	(45)
Podatki i opłaty	(147)	(159)
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(10)	(8)
Ubezpieczenia majątkowe	(25)	(23)
Delegacje krajowe i zagraniczne	(12)	(15)
Koszty z tyt. odszkodowań, kar, grzywien, itp.	(1)	(1)
Różnica z wyceny majątku przekazanego dywidendą	-	7
Pozostałe koszty	(51)	(44)
Razem	(853)	(44)

5 PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE

	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011
Przychody finansowe	728	1 027
Zysk z wyceny i realizacji transakcji terminowych	88	-
Przychody z tytułu odsetek	292	170
Zysk na różnicach kursowych	-	232
Aktualizacja wartości inwestycji	-	10
Zysk ze zbycia inwestycji	-	73
Dywidendy i udziały w zyskach	331	535
Pozostałe przychody finansowe	17	7
Koszty finansowe	(280)	(261)
Strata z wyceny i realizacji transakcji terminowych	-	(240)
Koszty z tytułu odsetek	(220)	(1)
Strata na różnicach kursowych	(24)	-
Aktualizacja wartości inwestycji	(15)	(5)
Prowizje od kredytów	(16)	-
Koszt otrzymanych gwarancji	(4)	(4)
Pozostałe koszty finansowe	(1)	(11)
Zysk z działalności finansowej	448	766

Łączna kwota kosztów finansowania zewnętrznego aktywowana jako część ceny nabycia lub kosztu wytworzenia składników aktywów trwałych w okresie sprawozdawczym wyniosła 185,7 milionów złotych (101,1 milionów złotych w 2011 roku).

6 PODATEK DOCHODOWY

Nota	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011
Zysk przed opodatkowaniem	2 260	1 962
Obowiązująca w okresie stawka podatkowa	19%	19%
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej	(429)	(373)
Różnice trwałe pomiędzy zyskiem przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania	87	144
Obciążenie podatkowe wykazane w rachunku zysków i strat	(342)	(229)
Bieżący podatek dochodowy	6.1. (347)	(268)
Odroczony podatek dochodowy	6.2. 5	39
Efektywna stopa podatkowa	15%	12%

6.1. Bieżący podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011
Zysk przed opodatkowaniem	2 260	1 962
Różnice pomiędzy zyskiem\stratą brutto a podstawą opodatkowania podatkiem dochodowym (A+B-C-D+E)	(433)	(554)
Przychody podatkowe nie zaliczane do księgowych (A)	375	164
Koszty stanowiące koszt uzyskania przychodu, nie zaliczane do kosztów księgowych (B)	(1 649)	(1 395)
Przychody nie zaliczane do dochodu do opodatkowania (C)	1 629	1 740
Koszty nie uznawane za koszty uzyskania przychodu (D)	(2 743)	(2 422)
Odliczenia od dochodu (E)	(273)	(5)
Podstawa opodatkowania podatkiem dochodowym	1 827	1 408
Stawka podatkowa w danym okresie	19%	19%
Podatek dochodowy	(347)	(268)
Zwiększenia, zaniechania, zwolnienia, odliczenia i obniżki podatku		
Podatek dochodowy bieżący wykazany w deklaracji podatkowej okresu	(347)	(268)
Bieżący podatek dochodowy wykazany w rachunku zysków i strat	(347)	(268)

Do ustalenia bieżącego podatku dochodowego zastosowano obowiązującą w Polsce w bieżącym okresie stawkę podatku dochodowego w wysokości 19%.

Stawka ta nie uległa zmianie w stosunku do porównywalnego okresu sprawozdawczego. Oddziały zagraniczne PGNiG S.A. podlegają przepisom podatkowym krajów, na terenie których prowadzą działalności gospodarczą oraz przepisom wynikającym z umów o unikaniu podwójnego opodatkowania. Stawki podatku dochodowego obowiązujące w tych krajach wynoszą od 25% do 41%. Oddziały zagraniczne w latach 2012 i 2011 nie płaciły podatku dochodowego.

6.2. Odroczonego podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011
Odroczony podatek dochodowy wykazany w jednostkowym rachunku zysków i strat	5	39
Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu ujemnych różnic przejściowych	50	54
Odpisy aktualizujące aktywa finansowe, należności i środki trwałe w budowie	(10)	(6)
Rezerwy na przyszłe zobowiązania	45	(4)
Koszty zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	-	63
Pozostałe	15	1
Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu dodatnich różnic przejściowych	(45)	(15)
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych*	14	6
Wycena pozytywna zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	(26)	(7)
Naliczone odsetki	(22)	(18)
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	(5)	8
Pozostałe	(6)	(4)
Odroczony podatek dochodowy wykazany w innych całkowitych dochodach	47	(16)
Stosowanie rachunkowości zabezpieczeń	47	(16)
Razem zmiany	52	23

*w pozycji uwzględniono zmianę Zasad Rachunkowości opisaną w notcie 2.5

Ze względu na to, że w podstawie podatku odroczonego uwzględniono tylko te pozycje, które mają wpływ na bieżący podatek dochodowy w Polsce, do jego ustalenia zastosowano stawkę 19%.

Saldo aktywa z tytułu podatku odroczonego na dzień 31 grudnia 2012 roku wynosi 395 milionów złotych, a saldo zobowiązania z tytułu podatku odroczonego wynosi 632 miliony złotych.

Aktywo z tytułu podatku odroczonego obejmuje między innymi przyszłe korzyści podatkowe wynikające z prawa do rozliczenia straty podatkowej.

Po skompensowaniu aktywa ze zobowiązaniem, saldo podatku odroczonego na koniec okresu sprawozdawczego wynosi 237 milionów złotych.

W roku 2012 roku nastąpił wzrost aktywa z tytułu podatku odroczonego o kwotę 50 milionów złotych, która wpłynęła na zwiększenie wyniku finansowego. Zobowiązanie z tytułu podatku odroczonego wzrosło o kwotę 45 milionów złotych, która wpłynęła na zmniejszenie wyniku finansowego.

Łączny wpływ zmiany podatku odroczonego na wynik finansowy wyniósł w okresie sprawozdawczym 5 milionów złotych.

7 DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA

W 2012 roku Spółka nie zaniechała żadnej działalności. Spółka nie przewiduje również zaniechania żadnej z dotychczasowych działalności.

8 ZYSK NA JEDNĄ AKCJĘ

Zysk podstawowy na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku netto za okres sprawozdawczy, przypisanego zwykłym akcjonariuszom Spółki przez średnią ważoną liczbę wyemitowanych akcji zwykłych występujących w ciągu roku obrotowego.

Zysk rozwodniony na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku netto za okres sprawozdawczy, przypisanego zwykłym akcjonariuszom (po potrąceniu odsetek od umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych na akcje zwykłe), przez średnią ważoną liczbę wyemitowanych akcji zwykłych występujących w ciągu okresu sprawozdawczego (skorygowaną o wpływ opcji rozwadniających oraz rozwadniających umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych na akcje zwykłe).

	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011
Zysk netto przypisany akcjonariuszom Spółki	1 918	1 733
Zysk netto przypisany akcjonariuszom Spółki zastosowany do obliczenia rozwodnionego zysku na jedną akcję	1 918	1 733
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia podstawowego zysku na jedną akcję (mln szt.)	5 900	5 900
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia rozwodnionego zysku na jedną akcję (mln szt.)	5 900	5 900
Zysk podstawowy za okres obrotowy na jedną akcję, przypisany zwykłym akcjonariuszom Spółki (w złotych)	0,33	0,29
Zysk rozwodniony za okres obrotowy na jedną akcję, przypisany zwykłym akcjonariuszom Spółki (w złotych)	0,33	0,29

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

Data początku	Data końca	Liczba akcji zwykłych na rynku (w mln szt.)	Liczba dni	Średnia ważona liczba akcji (w mln szt.)
31 grudnia 2012				
2012-01-01	2012-12-31	5 900	366	5 900
Razem				
31 grudnia 2011				
2011-01-01	2011-12-31	5 900	365	5 900
Razem				

9 DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY

	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011
Dywidendy wypłacone w okresie		
Wypłacona dywidenda na jedną akcję (w złotych)	-	0,12
Liczba akcji (miliony szt.)	5 900	5 900
Wartość wypłaconej dywidendy w milionach złotych, w tym:	-	708
- dywidenda w formie rzeczowej dla Skarbu Państwa	-	30
- dywidenda w formie pieniężnej dla Skarbu Państwa	-	483
- dywidenda w formie pieniężnej dla pozostałych akcjonariuszy	-	195

W dniu 6 czerwca 2012 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A., Uchwałą nr 16/VI/2012, postanowiło zysk Spółki za rok 2011 w kwocie 1 615,7 milionów złotych przeznaczyć na zyski zatrzymane. W związku z powyższym za rok 2011 nie została wypłacona dywidenda.

Dywidenda za 2010 rok została wypłacona w dniu 6 października 2011 roku.

Wpływ na wynik porównawczego okresu sprawozdawczego z tytułu nadwyżki wartości majątku przekazanego dywidendą rzeczową nad wartością bilansową netto w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na dzień przekazania dywidendy został zaprezentowany w nocie 4.4.

Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania nie została podjęta decyzja odnośnie podziału wyniku finansowego za rok 2012.

10 RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Grunty	26	24
Budynki i budowle	6 076	5 236
Urządzenia techniczne i maszyny	1 414	1 347
Środki transportu i pozostałe	121	113
Razem środki trwałe	7 637	6 720
Aktywa dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	2 151	1 963
Środki trwałe w budowie pozostałe	4 310	4 353
Razem rzeczowe aktywa trwałe	14 098	13 036

Na wartość rzeczowych aktywów trwałych PGNiG S.A. składają się głównie majątek związany z działalnością wydobywczą oraz majątek podziemnych magazynów gazu.

Realizując wymagania nałożone przez Dyrektywę 2009/73/EC dotyczące rozdzielenia działalności magazynowej od działalności handlowej, PGNiG S.A. utworzyła spółkę celową – Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. („OSM”), której podstawowym przedmiotem działalności jest wykonywanie zadań operatora systemu magazynowania. Spółka OSM rozpoczęła działalność w zakresie objętym koncesją z dniem 1 czerwca 2012 roku w oparciu o umowę z PGNiG S.A. o wyłączne dysponowanie instalacjami magazynowymi oraz o powierzenie pełnienia obowiązków operatora systemu magazynowania („Umowa”).

Zgodnie z Umową, PGNiG S.A. jest w dalszym ciągu właścicielem wszystkich magazynów.

10.1 RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE

31 grudnia 2012	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe*	Razem	Aktywa dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	Środki trwałe w budowie pozostałe	Razem rzeczowe aktywa trwałe
Na dzień 1 stycznia 2012 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	24	5 236	1 347	113	6 720	1 963	4 353	13 036
Zwiększenie stanu	-	358	-	-	358	252	1 498	2 108
Zmniejszenie stanu	(1)	(124)	(10)	(1)	(136)	(66)	(50)	(252)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	3	1 164	265	28	1 460	(14)	(1 541)	(95)
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	(175)	(30)	-	(205)	17	50	(138)
Amortyzacja za rok obrotowy	-	(383)	(158)	(19)	(560)	-	-	(560)
Na dzień 31 grudnia 2012 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	26	6 076	1 414	121	7 637	2 151	4 310	14 098
Na dzień 1 stycznia 2012 roku								
Wartość brutto	26	8 705	2 549	222	11 502	2 315	4 430	18 247
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2)	(3 469)	(1 202)	(109)	(4 782)	(352)	(77)	(5 211)
Wartość bilansowa netto na dzień 1 stycznia 2012 roku	24	5 236	1 347	113	6 720	1 963	4 353	13 036
Na dzień 31 grudnia 2012 roku								
Wartość brutto	28	10 065	2 783	238	13 114	2 487	4 337	19 937
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2)	(3 989)	(1 369)	(117)	(5 477)	(335)	(27)	(5 839)
Wartość bilansowa netto na dzień 31 grudnia 2012 roku	26	6 076	1 414	121	7 637	2 151	4 310	14 098

*W tej grupie Spółka prezentuje wydatki z tytułu badań sejsmicznych przeklasyfikowane z pozycji aktywów dot. poszukiwania i oceny zasobów mineralnych w wartości netto na dzień 31 grudnia 2012 roku 31 milionów złotych.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2012 roku
(w milionach złotych)

31 grudnia 2011	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe*	Razem	Aktywa dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	Środki trwałe w budowie pozostałe	Razem rzeczowe aktywa trwałe
Na dzień 1 stycznia 2011 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	24	5 171	1 354	85	6 634	1 487	3 423	11 544
Zwiększenie stanu	-	111	1	37	149	829	1 458	2 436
Zmniejszenie stanu	(1)	(194)	(12)	(2)	(209)	-	(240)	(449)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	1	444	171	19	635	(353)	(307)	(25)
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	77	(10)	(4)	63	-	19	82
Amortyzacja za rok obrotowy	-	(373)	(157)	(22)	(552)	-	-	(552)
Na dzień 31 grudnia 2011 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	24	5 236	1 347	113	6 720	1 963	4 353	13 036
Na dzień 1 stycznia 2011 roku								
Wartość brutto	26	8 381	2 414	184	11 005	1 839	3 519	16 363
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2)	(3 210)	(1 060)	(99)	(4 371)	(352)	(96)	(4 819)
Wartość bilansowa netto na dzień 1 stycznia 2011 roku	24	5 171	1 354	85	6 634	1 487	3 423	11 544
Na dzień 31 grudnia 2011 roku								
Wartość brutto	26	8 705	2 549	222	11 502	2 315	4 430	18 247
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2)	(3 469)	(1 202)	(109)	(4 782)	(352)	(77)	(5 211)
Wartość bilansowa netto na dzień 31 grudnia 2011 roku	24	5 236	1 347	113	6 720	1 963	4 353	13 036

*W tej grupie Spółka prezentuje wydatki z tytułu badań sejsmicznych przeklasyfikowane z pozycji aktywów dot. poszukiwania i oceny zasobów mineralnych w wartości netto na dzień 31 grudnia 2011 roku 33 miliony złotych.

10.2. Odpisy aktualizujące rzeczowe aktywa trwałe

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem środki trwałe	Aktywa dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	Środki trwałe w budowie pozostałe	Razem rzeczowe aktywa trwałe
Na dzień 1 stycznia 2012 roku	2	446	110	10	568	353	77	998
Zwiększenie stanu	1	355	72	3	431	138	15	584
Zmniejszenie stanu	(1)	(180)	(42)	(4)	(226)	(155)	(65)	(446)
Na dzień 31 grudnia 2012 roku	2	621	141	9	773	336	27	1 136
Na dzień 1 stycznia 2011 roku	2	523	100	6	631	353	96	1 080
Zwiększenie stanu	-	35	14	4	53	-	-	53
Zmniejszenie stanu	-	(112)	(4)	-	(116)	-	(19)	(135)
Na dzień 31 grudnia 2011 roku	2	446	110	10	568	353	77	998

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na początek okresu wyniosła 568 milionów złotych, z tego:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 334 miliony złotych,
- podziemne magazyny gazu 38 milionów złotych,
- pozostały 196 milionów złotych.

W 2012 roku nastąpiło zwiększenie odpisów o kwotę 431 milionów złotych i zmniejszenie o kwotę 226 milionów złotych, z tego:

- na majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej zwiększenie odpisów o kwotę 405 milionów złotych i zmniejszenie o kwotę 167 milionów złotych,
- na podziemne magazyny gazu zwiększenie odpisów o kwotę 1 miliona złotych i zmniejszenie o kwotę 11 milionów złotych,
- na pozostały majątek zwiększenie odpisów o kwotę 25 milionów złotych i zmniejszenie o kwotę 48 milionów złotych.

Zmiany dotyczące odpisów na majątek w poszczególnych grupach majątku związane były z aktualizacją przyjętych założeń, weryfikacją przesłanek utraty wartości, zbyciem składników majątku, a także reklasyfikacją pomiędzy poszczególnymi grupami.

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na koniec okresu wyniosła 773 miliony złotych, z tego:

- na majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 599 milionów złotych,
- na podziemne magazyny gazu 1 milion złotych,
- na pozostały majątek 173 miliony złotych.

W kwocie odpisów na aktywa dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych na koniec 2012 roku, 288 milionów złotych dotyczy aktywowanych nakładów na odwierty (na koniec 2011 roku odpis ten wynosił 353 miliony złotych).

Wartość odzyskiwalna składników aktywów odpowiada ich wartości użytkowej. Stopa dyskonta zastosowana do szacowania wartości użytkowej majątku służącego bezpośrednio działalności wydobywczej w 2012 wynosi 11,88 % (14,24% w 2011 roku). Zastosowana stopa dyskonta dla środków trwałych w budowie w 2012 roku wynosi 12,56% (14,97% w 2011).

11 NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Na początek okresu, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	3	3
Zmniejszenie stanu	(1)	-
Na koniec okresu, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	2	3
Na początek okresu		
Wartość brutto	5	5
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2)	(2)
Wartość bilansowa netto na początek okresu	3	3
Na koniec okresu		
Wartość brutto	4	5
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2)	(2)
Wartość bilansowa netto na koniec okresu	2	3

Składnikami inwestycji w nieruchomości Spółki są budynki socjalno-biurowe częściowo przeznaczone pod wynajem oraz budynki i budowle przemysłowe. Wartość bilansowa netto budynków socjalno-biurowych ujętych jako nieruchomości inwestycyjne na koniec bieżącego okresu wynosiła 1,3 miliona złotych (1,4 miliona złotych w 2011 roku), natomiast wartość bilansowa netto budynków i budowli przemysłowych na koniec bieżącego okresu wynosiła 0,7 miliona złotych (1,6 miliona złotych w 2011 roku).

Amortyzacja przypisana do nieruchomości inwestycyjnych za rok 2012 wyniosła 0,3 miliona złotych (0,4 miliona złotych w 2011 roku)

Spółka w bieżącym okresie uzyskała przychody z wynajmu nieruchomości inwestycyjnych w wysokości 1,9 miliona złotych (1,9 miliona złotych w 2011 roku).

Koszty operacyjne dotyczące nieruchomości inwestycyjnych, które zostały poniesione w związku z przychodami z wynajmu, wyniosły w bieżącym okresie 0,6 miliona złotych (0,7 miliona złotych w 2011 roku).

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

12 WARTOŚCI NIEMATERIALNE

31 grudnia 2012	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie*	Programy komputerowe	Inne wartości niematerialne**	Razem
Na dzień 1 stycznia 2012 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	35	56	68	159
Przeniesienia ze środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	4	45	47	96
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(8)	(8)
Amortyzacja za rok obrotowy	-	(28)	(15)	(43)
Na dzień 31 grudnia 2012 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	39	73	92	204
Na dzień 1 stycznia 2012 roku				
Wartość brutto	37	129	100	266
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2)	(73)	(32)	(107)
Wartość bilansowa netto na dzień 1 stycznia 2012 roku	35	56	68	159
Na dzień 31 grudnia 2012 roku				
Wartość brutto	41	170	146	357
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2)	(97)	(54)	(153)
Wartość bilansowa netto na dzień 31 grudnia 2012 roku	39	73	92	204

* Ponadto Spółka użytkuje otrzymane nieodpłatnie prawo wieczystego użytkowania gruntów, które ujmuje wyłącznie w ewidencji pozabilansowej. Wartość szacunkowa tego prawa wynosiła na dzień 31 grudnia 2012 roku 339,9 milionów złotych (338,3 milionów złotych na koniec 2011 roku).

**W tej grupie Spółka klasyfikuje wydatki na koncesje, prawo do informacji geologicznej, użytkowanie górnicze.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2012 roku
(w milionach złotych)

31 grudnia 2011	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie	Programy komputerowe	Inne wartości niematerialne*	Razem
Na dzień 1 stycznia 2011 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	36	45	52	133
Zwiększenie stanu	-	-	16	16
Przeniesienia ze środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	-	28	-	28
Amortyzacja za rok obrotowy	(1)	(17)	-	(18)
Na dzień 31 grudnia 2011 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	35	56	68	159
Na dzień 1 stycznia 2011 roku				
Wartość brutto	38	104	54	196
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2)	(59)	(2)	(63)
Wartość bilansowa netto na dzień 1 stycznia 2011 roku	36	45	52	133
Na dzień 31 grudnia 2011 roku				
Wartość brutto	37	129	100	266
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2)	(73)	(32)	(107)
Wartość bilansowa netto na dzień 31 grudnia 2011 roku	35	56	68	159

*W tej grupie Spółka klasyfikuje wydatki na koncesje, prawo do informacji geologicznej, użytkowanie górnicze.

12.1. Rzeczowe aktywa trwałe użytkowane na podstawie leasingu finansowego

Na dzień 31 grudnia 2012 Spółka nie użytkuje środków trwałych na podstawie leasingu finansowego. W okresie porównywalnym wartość bilansowa netto środków trwałych użytkowanych na podstawie leasingu finansowego wynosiła 0,3 miliona złotych.

W 2012 roku umowy leasingowe zostały zakończone.

12.2. Odpisy aktualizujące wartości niematerialne

	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie	Inne wartości niematerialne*	Razem
Na dzień 1 stycznia 2012 roku	1	-	1
Zwiększenie stanu	1	8	9
Zmniejszenie stanu	(1)	-	(1)
Na dzień 31 grudnia 2012 roku	1	8	9
Na dzień 1 stycznia 2011 roku	1	-	1
Na dzień 31 grudnia 2011 roku	1	-	1

*W tej grupie Spółka klasyfikuje odpisy aktualizujące na koncesje, prawo do informacji geologicznej, użytkowanie górnicze.

13 AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY – DŁUGOTERMINOWE

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	8 919	8 121
Razem brutto	8 919	8 121
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	7 263	6 460
Razem netto	7 263	6 460

* Pomniejszone o odpis aktualizujący.

W pozycji Udziały i akcje nienotowane na giełdzie zostały zaprezentowane aktywa finansowe, które planowane są do zbycia, jednak na dzień 31 grudnia 2012 roku nie spełniają warunków do przeklasyfikowania ich do pozycji Aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży. Restrukturyzacja obszarów działalności dodatkowej Grupy Kapitałowej PGNiG („GK PGNiG”) jest jedną z inicjatyw realizowanych w ramach "Krótkoterminowej strategii budowania wartości GK PGNiG na lata 2012-2014".

Informacje na temat aktywów finansowych przeklasyfikowanych do pozycji Aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży na dzień 31.12.2012 roku zaprezentowane zostały w nocie 23.

W pozycji Udziały i akcje nienotowane na giełdzie Spółka wykazuje między innymi udziały w Spółce POGC Libya BV oraz dopłaty do udziałów tej Spółki. Na dzień 31 grudnia 2012 roku zaangażowanie Spółki w Spółce POGC Libya BV wynosiło 65,5 milionów EUR, to jest 267,8 milionów złotych oraz 27,4 milionów USD, to jest 85,0 milionów złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2012 roku). Wartość udziałów w księgach Spółki na 31 grudnia 2012 roku wynosiła 291,9 milionów złotych, natomiast dopłat do tych udziałów 86,2 milionów złotych.

Biorąc pod uwagę sytuację polityczną w Libii, głównym miejscu działalności operacyjnej spółki POGC Libya BV ryzyko trwałej utraty wartości udziałów w tej spółce znacznie spadło w porównaniu do sytuacji, jaka miała miejsce na koniec 2011 roku.

W lutym 2011 roku na skutek wybuchu wojny domowej w Libii, POGC Libya BV zgłosiła wystąpienie stanu siły wyższej zgodnie z zawartą Exploration and Production Sharing Agreement (EPSA). W konsekwencji, wykonywanie EPSA zostało zawieszona.

W 2012 roku nastąpiła stabilizacja sytuacji w Libii, co pozwoliło POGC Libya BV podjąć działania zmierzające do zniesienia stanu siły wyższej i wznowienia prac w ramach EPSA. W listopadzie 2012 roku POGC Libya BV podpisała porozumienie z National Oil Corporation potwierdzające ustanie stanu siły wyższej. Jednocześnie, w toku prac nad osiągnięciem porozumienia z National Oil Corporation, POGC Libya BV wdrażała procedury bezpieczeństwa, renegocjowała umowy z podwykonawcami i ustalała warunki techniczne planowanych prac poszukiwawczych na obszarze objętym licencją.

Po podpisaniu porozumienia National Oil Corporation w sprawie zniesienia stanu siły wyższej, w grudniu 2012 roku POGC Libya BV rozpoczęła mobilizację kampanii wiertniczej. W 2013 roku planowane jest - po zakończeniu mobilizacji - wykonanie pierwszych wierceń poszukiwawczych oraz rozpoczęcie prac sejsmicznych. Istotnym warunkiem prowadzenia działalności w Libii jest stabilizacja w południowo zachodniej części kraju, gdzie prowadzone są prace poszukiwawcze.

W związku z dochodzeniem przez firmę Opal Finance Corporation Ltd prawomocnego roszczenia o zapłatę wobec PGNiG S.A. na podstawie udzielonej w dniu 28 listopada 2012 roku zgody sądu, komornik dokonał zabezpieczającego zajęcia (conservatoir beslag) udziałów PGNiG S.A. w POGC Libya BV. W wyniku tej czynności PGNiG S.A. nie może swobodnie rozporządzać udziałami w POGC Libya BV oraz pobierać z nich korzyści. Czynność ta nie blokuje jednak możliwości wykonywania prawa głosu przez PGNiG S.A. oraz pozostaje bez praktycznego wpływu na prowadzenie działalności przez POGC Libya BV. Z końcem stycznia 2013 roku PGNiG S.A. dokonała zapłaty dochodzonej przez Opal Finance Corporation Ltd należności głównej oraz związanych z nią nieprzedawnionych odsetek i powstałych kosztów komorniczych i w wyniku tego spodziewa się, iż możliwym będzie zniesienie zabezpieczenia na udziałach w spółce POGC Libya BV.

Spółka przeprowadziła analizę wartości posiadanych udziałów w Spółce POGC Libya BV metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych. W wyniku tej analizy PGNiG S.A. zawiązała odpis aktualizujący wartość posiadanych udziałów w wysokości 13,3 milionów złotych.

14 INNE AKTYWA FINANSOWE

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Należności z tytułu leasingu finansowego (nota 14.1.)	44	44
Udzielone pożyczki	5 729	2 849
Należności z tytułu sprzedaży środków trwałych	7	8
Razem brutto	5 780	2 901
Razem netto	5 780	2 901

W dniu 23 sierpnia 2011 roku PGNiG S.A. zawarła umowę pożyczki z PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. do kwoty 3 780 milionów złotych. Oprocentowanie pożyczki ustalone zostało w oparciu o WIBOR 3M + marża. Pożyczka przeznaczona została na sfinansowanie zakupu przez PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. akcji Vattenfall HeatPoland S.A. z siedzibą w Warszawie wraz ze wszystkimi kosztami transakcyjnymi.

W związku z połączeniem spółki PGNiG SPV 1 SP. z o.o. ze spółką PGNiG TERMIKA S.A., gdzie podmiotem przejmującym jest spółka PGNiG TERMIKA S.A., zobowiązania z tytułu zaciągnięcia pożyczki przez spółkę PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. zostały przejęte przez spółkę przejmującą t.j. PGNiG TERMIKA S.A.

Na dzień 31 grudnia 2012 roku saldo pożyczki wynosiło 2 409,1 milionów złotych, z czego 2 124,5 milionów stanowi część długoterminową, a 284,6 milionów złotych stanowi część krótkoterminową.

14.1. Leasing finansowy

W dniu 27 października 2011 roku pomiędzy PGNiG S.A. i Spółką z Grupy Kapitałowej - Wielkopolską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o. zawarta została Umowa leasingu gazociągu oraz gruntów w "Pasie Nadmorskim". Umowa została zawarta na okres 20 lat z możliwością wykupu przez leasingobiorcę składników przedmiotu leasingu. Wartość przedmiotu leasingu określona została na podstawie wykonanej przez niezależnego rzeczoznawcę wyceny. Opłata leasingowa wynikająca z zawartej Umowy zawiera część kapitałową i odsetkową. Część odsetkowa ustalana jest w okresach kwartalnych w oparciu o stawkę WIBOR 3M na ostatni dzień kwartału poprzedzającego dany kwartał, w którym naliczane są raty leasingowe, powiększoną o marżę. Część odsetkowa niezbędna dla ustalenia miesięcznych rat leasingowych dotyczących gruntów na cały okres leasingu ustalona została na stałym poziomie w wysokości stawki WIBOR 3M z dnia zawarcia Umowy.

Wpływy związane z umową leasingu:

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Rata odsetkowa	2	2
Rata kapitałowa	2	2
Razem	4	4

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

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
- poniżej 1 roku	3	3
- powyżej 1 roku do 5 lat	10	9
- powyżej 5 lat	34	35
Razem, w tym:	47	47
- należności krótkoterminowe	3	3
- należności długoterminowe	44	44

15 AKTYWA Z TYTUŁU PODATKU ODROZCZONEGO

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Rezerwy z tyt. wypłat odpraw emerytalnych i nagród jubileuszowych	18	22
Rezerwa na niewykorzystane urlopy	3	3
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	143	116
Rezerwy związane z ochroną środowiska	9	8
Pozostałe rezerwy	40	18
Odpisy aktualizujące rzeczowe aktywa trwałe	66	78
Odpisy aktualizujące udziały i akcje	11	9
Wycena negatywna instrumentów pochodnych	87	87
Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	16	2
Pozostałe	2	2
Razem	395	345

16 POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Oплата przyłączeniowa	36	8
Zapłacone prowizje od kredytów, pożyczek, obligacji	7	14
Pozostałe aktywa trwałe	4	4
Razem	47	26

17 ZAPASY

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Materiały		
Według cen nabycia, w tym:	2 417	1 894
- paliwo gazowe	2 181	1 762
Według wartości netto możliwej do uzyskania, w tym:	2 413	1 890
- paliwo gazowe	2 181	1 762
Produkty gotowe		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	13	6
Według wartości netto możliwej do uzyskania	13	6
Towary		
Według cen nabycia	1	1
Według wartości netto możliwej do uzyskania	1	1
Zapasy razem, według ceny nabycia (kosztu wytworzenia)	2 431	1 901
Zapasy razem, według niższej z dwóch wartości: ceny nabycia (kosztu wytworzenia) lub wartości netto możliwej do uzyskania	2 427	1 897

17.1. Zmiana stanu zapasów w okresie

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Stan zapasów według ceny nabycia na początek okresu	1 901	883
Zakup	20 552	16 910
Inne zwiększenia	1	13
Wartość zapasów rozpoznanych jako koszt okresu	(19 380)	(15 516)
Sprzedaż	(10)	(8)
Inne zmniejszenia	(633)	(381)
Stan zapasów według ceny nabycia na koniec okresu	2 431	1 901
Odpis aktualizujący zapasy	(4)	(4)
Razem zapasy netto na koniec okresu	2 427	1 897

17.2. Odpisy aktualizujące zapasy

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Stan odpisu na początek okresu	(3)	(3)
Utworzenie odpisu	(127)	(2)
Rozwiązanie odpisu	126	1
Stan odpisu na koniec okresu	(4)	(4)

Z uwagi na fakt, że wartość zapasu gazu przewyższała cenę sprzedaży gazu, Spółka w ciągu roku 2012 utworzyła odpis aktualizujący w wysokości 126 milionów złotych. W związku z renegocjacją kontraktu z głównym dostawcą gazu, skutkującą obniżeniem ceny nabycia, odpis został rozwiązany na dzień 31 grudnia 2012 roku.

18 NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek pozostałych	4 520	3 038
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	77	31
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	476	257
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	7	8
Wymagalna część udzielonych pożyczek jednostkom powiązanim	527	303
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	4	1
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	101	89
Należności z tytułu sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych powiązane	1	4
Zaliczki na środki trwałe w budowie	3	5
Zaliczki na środki trwałe w budowie powiązane	1	1
Należności z tytułu dywidendy	11	14
Pozostałe należności	230	113
Razem należności brutto	5 958	3 864
W tym należności (wraz z wymagalną częścią pożyczki) brutto od jednostek powiązanych	722	443
Odpis aktualizujący należności wątpliwe (nota 18.1.)	(786)	(694)
Razem należności netto	5 172	3 170
W tym:		
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek pozostałych	4 070	2 565
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	77	31
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	476	257
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	7	8
Wymagalna część udzielonych pożyczek jednostkom powiązanim	498	274
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	4	1
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	15	4
Należności z tytułu sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych powiązane	1	4
Zaliczki na środki trwałe w budowie	3	4
Zaliczki na środki trwałe w budowie powiązane	1	1
Należności z tytułu dywidendy	10	14
Pozostałe należności	10	7
W tym należności (wraz z wymagalną częścią pożyczki) netto od jednostek powiązanych	606	329

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

18.1. Odpisy aktualizujące należności

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Odpis aktualizujący, na początek okresu	(694)	(1 018)
Utworzenie odpisu	(319)	(48)
Rozwiązanie odpisu	202	202
Wykorzystanie odpisu	25	172
Transfery pomiędzy częścią krótkoterminową a długoterminową	-	(2)
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(786)	(694)

19 ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	-	136
Zmiana stanu należności z tytułu podatku bieżącego	19	5
Należności z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	5	-
Należności z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu	24	5
Odsetki ujęte w rachunku zysków i strat *	12	-
Podatek dochodowy (koszt okresu)	347	268
Podatek dochodowy zapłacony w okresie	(378)	(409)
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu	-	-

* odsetki od zaległości podatkowych wynikające z zastosowania się przez PGNiG S.A. do interpretacji Ministerstwa Finansów, w sprawie której trwa postępowanie odwoławcze

20 POZOSTAŁE AKTYWA

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Ubezpieczenia majątkowe	3	2
Provizje od kredytów, pożyczek, obligacji, gwarancji i itp.	8	12
Licencje, serwis, aktualizacja programów	3	2
Czynsze i opłaty za wynajem płatne z góry	-	1
Pozostałe aktywa obrotowe	3	11
Razem	17	28

21 AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY – KRÓTKOTERMINOWE

Spółka na dzień bilansowy nie posiada krótkoterminowych aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży. Na koniec okresu porównawczego (koniec 2011 roku) w Spółce również nie wystąpiły krótkoterminowe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży.

22 ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Środki pieniężne w kasie i w banku	70	51
Lokaty bankowe	963	882
Inne środki pieniężne*	1	2
Razem	1 034	935

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

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

23 AKTYWA TRWAŁE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY

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

Nazwa składnika aktywów trwałych (lub grupy)	Oczekiwany termin zbycia	Wartość bilansowa netto na 31 grudnia 2012		Warunki zbycia
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie	2013	72		zapytanie ofertowe, publiczne zaproszenie do rokowań przetarg
Składniki majątku trwałego	2013	1		
Razem		73		
Nazwa składnika aktywów trwałych (lub grupy)	Oczekiwany termin zbycia	Wartość bilansowa netto na 31 grudnia 2011		Warunki zbycia
Składniki majątku trwałego	2012	1		przetarg
Razem		1		

W roku 2012 Spółka przeklasyfikowała do pozycji Aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży udziały i akcje spółek planowanych do zbycia w ramach restrukturyzacji obszarów działalności dodatkowej Grupy Kapitałowej PGNiG. Powyższe aktywa prezentowane są w segmencie obrotu i magazynowania.

W wyniku reklasyfikacji aktywów Spółka nie rozpoznała straty z tytułu utraty wartości.

24 KAPITAŁ PODSTAWOWY

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Liczba akcji razem w milionach szt.	5 900	5 900
Wartość nominalna jednej akcji w złotych	1	1
Kapitał podstawowy, razem	5 900	5 900

25 KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Długoterminowe	4 390	-
Pożyczki	2 027	-
Dłużne papiery wartościowe	2 363	-
Krótkoterminowe	3 879	3 591
Pożyczki	79	-
Dłużne papiery wartościowe	3 800	3 591
Razem	8 269	3 591

25.1. Pożyczki

31 grudnia 2012

Waluta	Stopa procentowa	Wartość w walucie	Wartość bilansowa	z tego z terminem spłaty w roku:	
				2013	2014-2018
EUR	4,064%	515	2 106	79	2 027
Razem			2 106	79	2 027

Na dzień 31 grudnia 2011 roku Spółka nie posiadała długoterminowych pożyczek.

25.2. Dłużne papiery wartościowe

31 grudnia 2012

Waluta	Stopa procentowa	Wartość w walucie	Wartość bilansowa	z tego z terminem spłaty w roku:	
				2013	2014-2018
PLN	WIBOR 1M+1,15%	118	118	118	-
PLN	WIBOR 1M+1,15%	182	182	182	-
PLN	WIBOR 1M+1,15%	148	148	148	-
PLN	WIBOR 1M+1,15%	229	229	229	-
PLN	WIBOR 1M+1,15%	103	103	103	-
PLN	WIBOR 1M+1,15%	159	159	159	-

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2012 roku
(w milionach złotych)

PLN	WIBOR 1M+1,15%	116	116	116	-
PLN	WIBOR 1M+1,15%	179	179	179	-
PLN	WIBOR 1M+1,15%	88	88	88	-
PLN	WIBOR 1M+1,15%	138	138	138	-
PLN	WIBOR 1M+1,15%	89	89	89	-
PLN	WIBOR 1M+1,15%	138	138	138	-
PLN	WIBOR 1M+1,15%	78	78	78	-
PLN	WIBOR 1M+1,15%	124	124	124	-
PLN	WIBOR 1M+1,15%	79	79	79	-
PLN	WIBOR 1M+1,15%	123	123	123	-
PLN	WIBOR 1M+1,15%	79	79	79	-
PLN	WIBOR 1M+1,15%	123	123	123	-
PLN	WIBOR 6M+1,25%	2 494	2 494	131	2 363
PLN	5,26%	50	50	50	-
PLN	5,38%	399	399	399	-
PLN	4,51%	328	328	328	-
PLN	4,48%	291	291	291	-
PLN	4,52%	96	96	96	-
PLN	5,09%	8	8	8	-
PLN	5,03%	11	11	11	-
PLN	4,95%	15	15	15	-
PLN	4,88%	20	20	20	-
PLN	4,72%	8	8	8	-
PLN	4,67%	50	50	50	-
PLN	4,65%	30	30	30	-
PLN	4,60%	20	20	20	-
PLN	4,61%	10	10	10	-
PLN	4,58%	40	40	40	-
Razem			6 163	3 800	2 363

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2012 roku
(w milionach złotych)

31 grudnia 2011

Waluta	Stopa procentowa	Wartość w walucie	Wartość bilansowa	z tego z terminem spłaty w roku:	
				2012	
PLN	Wibor1M+0,8%	2 297	2 297		2 297
PLN	Wibor1M+0,8%	499	499		499
PLN	Wibor1M+0,8%	498	498		498
PLN	Wibor 1M+1,5%	25	25		25
PLN	Wibor 1M+1,5%	30	30		30
PLN	Wibor 2T+1,50%	48	48		48
PLN	Wibor 1M+0,6%	40	40		40
PLN	Wibor 1M+0,6%	60	60		60
PLN	Wibor 2T+1,50%	15	15		15
PLN	Wibor 2T/1M+1,50%	15	15		15
PLN	Wibor 2T/1M+1,50%	9	9		9
PLN	Wibor 2T/1M+1,50%	55	55		55
Razem			3 591		3 591

Na dzień 31 grudnia 2011 roku Spółka wykazywała zobowiązania z tytułu leasingu finansowego w kwocie 0,3 miliona złotych. Umowy zakończyły się w roku 2012.

25.3. Wysokość przyznanych i niewykorzystanych linii kredytowych

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Wartość przyznanych linii kredytowych	280	280
	280	280

Linie kredytowe podnoszą bezpieczeństwo Spółki w zakresie regulowania bieżących zobowiązań.

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

Na dzień 31 grudnia 2012 roku Spółka nie posiadała zobowiązań z tytułu leasingu finansowego.

Na dzień 31 grudnia 2011 roku Spółka wykazywała zobowiązania z tytułu leasingu finansowego w kwocie 0,3 miliona złotych, który zakończył się w roku 2012.

26 ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU ŚWIADCZEŃ PRACOWNICZYCH

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Nagrody jubileuszowe	47	67
Odprawy emerytalne	48	49
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	2	1
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	16	14
Świadczenia pracownicze z tytułu rozwiązania stosunku pracy	90	28
Pozostałe zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	68	-
Razem	271	159
Długoterminowe	81	97
Krótkoterminowe	190	62
	271	159

Stopa techniczna przyjęta do obliczenia zdyskontowanej wartości przyszłych wypłat należnych z tytułu odpraw emerytalnych ustalona została na poziomie 2,00%, jako wypadkowa stopy zwrotu z aktywów w wysokości 3,73% rocznie i planowanej rocznej inflacji wynagrodzeń w wysokości 1,70% (na koniec 2011 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 2,80% jako wypadkowa stóp odpowiednio 5,87% i 3,00%).

W pozycji Świadczenia pracownicze z tytułu rozwiązania stosunku pracy Spółka prezentuje rezerwę na koszty związane z realizacją ogłoszonego przez Spółkę Programu Dobrowolnych Odejść oraz Programu Racjonalizacji Zatrudnienia. Celem przyjętych Programów jest poprawa efektywności funkcjonowania Spółki oraz obniżenie kosztów działalności.

Koszty świadczeń osłonowych przysługujące zwalnianym pracownikom pokrywane są z Centralnego Funduszu Restrukturyzacji („CFR”), który został opisany w nocie 40.1.

Wypłata środków z tytułu Programu Dobrowolnych Odejść nastąpiła na początku 2013 roku.

W wyniku zawartego porozumienia pomiędzy Zarządem PGNiG S.A., a Związkową Komisją Koordynacyjną PGNiG S.A. określono zasady zastąpienia funkcjonującej w ubiegłych okresach sprawozdawczych nagrody z zysku premią roczną, która będzie wypłacana w miejsce tej nagrody. Na dzień 31 grudnia 2012 roku Spółka rozpoznała rezerwę na premię roczną prezentowaną w pozycji Pozostałe zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych.

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

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Nagrody jubileuszowe		
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	67	69
Koszty odsetek	1	2
Koszty bieżącego zatrudnienia	2	3
Wyłacone świadczenia	(19)	(18)
Aktuarialny zysk/(strata)	(4)	11
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	47	67
Odprawy emerytalne		
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	49	45
Koszty bieżącego zatrudnienia	2	3
Koszty odsetek	1	2
Wartość netto zysku aktuarialnej ujętej w ciągu roku	1	-
Wyłacone świadczenia	(6)	(2)
Koszty przeszłego zatrudnienia	1	1
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	48	49
Razem wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	95	116

27 REZERWY

	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Rezerwa na postępowania przed Prezesem UOKiK	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	Rezerwa na sprawę sporną ze spółką PBG S.A.	Pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2012 roku	1 116	-	42	23	22	39	1 242
Utworzone w ciągu roku	459	60	4	1	-	37	561
Wykorzystane	(37)	-	-	(8)	(22)	(8)	(75)
Na dzień 31 grudnia 2012 roku	1 538	60	46	16	-	68	1 728
Długoterminowe	1 513	-	41	-	-	22	1 576
Krótkoterminowe	25	60	5	16	-	46	152
Na dzień 31 grudnia 2012 roku	1 538	60	46	16	-	68	1 728
Długoterminowe	1 102	-	37	-	-	15	1 154
Krótkoterminowe	14	-	5	23	22	24	88
Na dzień 31 grudnia 2011 roku	1 116	-	42	23	22	39	1 242

W 2012 roku do wyliczenia rezerwy na koszt likwidacji odwiertów zastosowano stopę dyskonta w wysokości 1,20% która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów w wysokości 3,73% oraz stopy inflacji na poziomie ciągłego celu inflacyjnego realizowanego przez NBP w wysokości 2,50% (na koniec 2011 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 3,29% jako wypadkowa stóp odpowiednio 5,87% i 2,50%).

Do dyskontowania rezerw długoterminowych jest wykorzystywana stopa dyskonta w wysokości 1,20%.

Rezerwy na sprawę sporną ze spółką PBG S.A. i rezerwę na postępowania przed Prezesem UOKiK opisano w notce 40. Inne istotne informacje.

28. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Długoterminowe		
Przychody przyszłych okresów dot. środków trwałych w leasingu	32	34
Opłata przyłączeniowa	1	2
Dotacja	518	214
Pozostałe	8	7
Razem długoterminowe	559	257
Krótkoterminowe		
Pozostałe	5	2
Razem krótkoterminowe	5	2

Dotacje

Spółka prowadzi projekty dofinansowane ze środków Unii Europejskiej, które mają na celu zwiększenie pojemności magazynów gazu.

Na dzień 31 grudnia 2012 roku Spółka zarejestrowała wpływ dofinansowania dotyczącego projektu Podziemny Magazyn Gazu Wierzchowice w wysokości 226,3 milionów złotych (106,6 milionów złotych na koniec 2011 roku), dofinansowania dotyczące projektu Podziemny Magazyn Gazu Strachocina w wysokości 35,9 milionów złotych (34,2 milionów złotych na koniec 2011 roku) oraz dofinansowania dotyczące projektu Podziemny Magazyn Gazu Kosakowo w wysokości 43,9 milionów złotych (9,6 milionów złotych na koniec 2011 roku).

Kwoty ujęte w pozycji rozliczeń międzyokresowych przychodów będą rozliczane w przychody z działalności operacyjnej proporcjonalnie do amortyzacji środków trwałych, których dofinansowanie dotyczy.

29. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Naliczone odsetki	47	25
Wycena instrumentów zabezpieczających	16	37
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	16	11
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	542	557
Pozostałe	11	4
Razem	632	634

30. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Zobowiązania z tytułu koncesji, praw do informacji geologicznej i użytkowania górniczego	40	15
Pozostałe inne zobowiązania długoterminowe	-	1
Razem	40	16

31. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług wobec jednostek pozostałych	337	762
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług wobec jednostek powiązanych	711	514
Zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług	1 224	904
Zobowiązania z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	79	54
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych	94	168
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych wobec jednostek powiązanych	50	56
Zobowiązania z tytułu zakupu aktywów z tyt. dot. poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	28	18
Zobowiązania z tytułu zakupu aktywów z tyt. poszukiwania i oceny zasobów mineralnych wobec jednostek powiązanych	48	27
Zobowiązanie z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału	85	85
Zobowiązania inne wobec jednostek powiązanych	3	1
Rozliczenia międzyokresowe bierne i zaliczki na dostawy	74	48
Pozostałe	30	23
Razem	2 763	2 660
W tym wobec jednostek powiązanych (nota 37.2.)	898	683

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

	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011
Zmiana stanu należności		
Zmiana stanu innych aktywów finansowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(2 879)	(640)
Zmiana stanu należności w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(2 002)	125
Zmiana stanu należności z tytułu leasingu w aktywach finansowych - korekta działalności inwestycyjnej	-	14
Zmiana stanu należności inwestycyjnych z tytułu sprzedaży i zakupu wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	(4)	4
Zmiana stanu zapłaconych zaliczek na rzeczowe aktywa trwałe	(1)	(30)
Wymagalna część pożyczek udzielonych	3 103	787
Należności z tytułu dywidendy	(4)	-
Pozostałe	-	14
Zmiana stanu należności netto w sprawozdaniu z przepłyów pieniężnych	(1 787)	274
Zmiana stanu rezerw		
Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	486	45
Zmiana stanu rezerwy na likwidację odwertów korygującej rzeczowe aktywa trwałe – korekta działalności inwestycyjnej	(420)	(65)
Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z przepłyów pieniężnych	66	(20)
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych		
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	103	(163)
Zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych z tyt. zakupu wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	47	300
Pozostałe	24	2
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z przepłyów pieniężnych	174	139
Zmiana stanu pozostałych aktywów oraz czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów		
Zmiana stanu pozostałych aktywów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(20)	(19)
Zmiana stanu pozostałych aktywów trwałych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	10	2
Koszt prowizji dotyczących programu emisji obligacji	(12)	7
Zmiana stanu pozostałych aktywów w sprawozdaniu z przepłyów pieniężnych	(22)	(10)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów		
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	305	179
Przychody przyszłych okresów dotyczące środków trwałych w leasingu - reklasyfikacja w obrębie działalności operacyjnej	-	(34)
Dotacje otrzymane na aktywa trwałe	(303)	(150)
Pozostałe	2	-
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w sprawozdaniu z przepłyów pieniężnych	4	(5)

33. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM

33.1. Instrumenty finansowe według kategorii (wartości bilansowej netto)

31 grudnia 2012								
Klasy instrumentów finansowych	Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	Pożyczki i należności	Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Instrumenty pochodne zabezpieczające	Aktywa i zobowiązania wyłączone z zakresu MSR 39	Razem
Razem aktywa finansowe	7 263	88	11 500	-	-	17	3	18 871
Akcje i udziały nienotowane	7 263	-	-	-	-	-	-	7 263
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności*	-	-	4 686	-	-	-	3	4 689
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	88	-	-	-	17	-	105
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	-	-	1 034	-	-	-	-	1 034
Inne aktywa finansowe	-	-	5 780	-	-	-	-	5 780
Razem zobowiązania finansowe	-	-	-	317	9 769	76	-	10 162
Kredyty i pożyczki	-	-	-	-	2 106	-	-	2 106
Dłużne papiery wartościowe	-	-	-	-	6 163	-	-	6 163
Inne zobowiązania długoterminowe, zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania**	-	-	-	-	1 500	-	-	1 500
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	-	-	317	-	76	-	393

*W pozycji nie ujęto należności z tyt. podatku od towarów i usług oraz należności z tyt. innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych.

**W pozycji nie ujęto zobowiązań z tyt. podatku od towarów i usług oraz zobowiązań z tyt. innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2012 roku
(w milionach złotych)

31 grudnia 2011

Klasy instrumentów finansowych	Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	Pożyczki i należności	Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Instrumenty pochodne zabezpieczające	Razem
Razem aktywa finansowe	6 460	6 741	-	-	285	13 486
Akcje i udziały nienotowane	6 460	-	-	-	-	6 460
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności*	-	2 905	-	-	-	2 905
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	-	-	-	285	285
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	-	935	-	-	-	935
Inne aktywa finansowe	-	2 901	-	-	-	2 901
Razem zobowiązania finansowe	-	-	411	5 308	6	5 726
Dłużne papiery wartościowe	-	-	-	3 591	-	3 591
Inne zobowiązania długoterminowe, zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania**	-	-	-	1 718	-	1 718
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	-	411	-	6	417

*W pozycji nie ujęto należności z tyt. podatku od towarów i usług oraz należności z tyt. innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych.

**W pozycji nie ujęto zobowiązań z tyt. podatku od towarów i usług oraz zobowiązań z tyt. innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych.

33.2. Wartość godziwa instrumentów finansowych

	31 grudnia 2012		31 grudnia 2011	
	Wartość bilansowa	Wartość godziwa	Wartość bilansowa	Wartość godziwa
Razem aktywa finansowe	18 871	11 608	13 486	7 026
Akcje i udziały nienotowane*	7 263	-	6 460	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności**	4 689	4 689	2 905	2 905
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych***	105	105	285	285
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty**	1 034	1 034	935	935
Pozostałe aktywa finansowe**	5 780	5 780	2 901	2 901
Razem zobowiązania finansowe	10 162	10 162	5 725	5 725
Kredyty i pożyczki**	2 106	2 106	-	-
Dłużne papiery wartościowe**	6 163	6 163	3 591	3 591
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług**	1 500	1 500	1 718	1 718
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych***	393	393	417	417

*Spółka nie jest w stanie wiarygodnie ustalić wartości godziwej posiadanych akcji i udziałów w spółkach nienotowanych, zaklasyfikowanych do kategorii aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży. W rocznym sprawozdaniu z sytuacji finansowej ta grupa aktywów wyceniana jest według ceny nabycia pomniejszonej o odpisy z tytułu utraty wartości.

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

*** Wykazane w wartości godziwej.

33.3. Pozycje przychodów i kosztów, zysków i strat dotyczące aktywów i zobowiązań finansowych

	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011
Razem wpływ na zysk/stratę netto, z tego:	(30)	748
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	(13)	1
Utrata wartości ujęta w wyniku finansowym za okres sprawozdawczy	(13)	1
Aktywa finansowe i zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	92	(240)
Pożyczki i należności, w tym:	261	595
Odsetki od lokat	31	16
Odsetki od należności	41	76
Odsetki od udzielonych pożyczek	262	154
Przychody netto z krótkoterminowych papierów wartościowych	-	1
Odpisy aktualizujące należności	(10)	81
Odpisy aktualizujące pożyczki	(1)	3
Wycena walutowa pożyczek udzielonych w walucie	(62)	264
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	(172)	-
Instrumenty finansowe zabezpieczające	(200)	390
Aktywa i zobowiązania wyłączone z zakresu MSR 39	2	2
Razem wpływ na inne całkowite dochody netto, z tego:	(249)	82
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	-	(53)
Instrumenty finansowe zabezpieczające	(249)	135
Razem wpływ na całkowite dochody	(279)	830

33.4. Hierarchia wartości godziwej

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Klasy instrumentów finansowych	poziom 2	poziom 2
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	105	285
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	393	417

33.5. Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym

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

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

Ryzyko kredytowe

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

Spółka posiada ekspozycję na ryzyko kredytowe z tytułu:

- transakcji lokacyjnych,
- udzielonych pożyczek,
- zawartych finansowych instrumentów pochodnych.

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

Maksymalna ekspozycja na ryzyko kredytowe

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Lokaty	963	882
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	4 242	2 683
Udzielone pożyczki	6 227	3 123
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	105	285
Razem	11 537	6 973

Spółka identyfikuje, mierzy i minimalizuje własną ekspozycję kredytową na poszczególne banki, z którymi zawiera transakcje lokacyjne. Na dzień 31 grudnia 2012 roku ekspozycja z tytułu posiadanych depozytów i transakcji lokacyjnych wynosiła 963 miliony złotych.

Efekt redukcji ekspozycji kredytowej został osiągnięty przez dywersyfikację portfela kontrahentów (w szczególności dotyczy to banków), z którymi Spółka zawiera transakcje lokacyjne. Ponadto, z wszystkimi bankami, w których lokuje środki finansowe, Spółka podpisała Umowy Ramowe, szczegółowo regulujące warunki zawierania i rozliczania wszelkich transakcji finansowych.

W poniższej tabeli została przedstawiona lista banków z którymi Spółka zawarła umowy wg standardów ISDA (International Swap&Derivatives Association) lub Umowy Ramowe PMA sporządzone wg zaleceń Związku Banków Polskich (Umowa Ramowa).

Nazwa banku	Rodzaj umowy/ typy transakcji
BH	PMA/wszystkie
Barclays Bank plc	ISDA/wszystkie
BNP Paribas	ISDA/wszystkie
BRE Bank S.A.	PMA/wszystkie (bez towarowych)
BZ WBK S.A.	PMA/wszystkie
CA-CIB	ISDA/wszystkie
Credit Suisse	ISDA/wszystkie
DB Polska S.A.	PMA/wszystkie
DB AG	ISDA/wszystkie
Goldman Sachs	ISDA/wszystkie
HSBC Bank Polska S.A.	PMA/wszystkie
ING Bank NV	PMA/wszystkie
Mitsubishi UFJ Securities Int. plc	ISDA/wszystkie
Morgan Stanley	ISDA/wszystkie
Millennium Bank Polska S.A.	PMA/wszystkie
Natixis	ISDA/wszystkie
Nordea Bank Finland plc	ISDA/wszystkie
PBP S.A.	PMA/wszystkie
Pekao S.A.	PMA/wszystkie
PKO BP S.A.	PMA/wszystkie
SG Bank	ISDA/wszystkie
SMBC Capital Markets, Inc.	ISDA/wszystkie

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

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych pożyczek wynika z pożyczek udzielonych jedynie spółkom powiązanim kapitałowo. Ekspozycja na dzień 31 grudnia 2012 roku z tego tytułu wynosiła 6 227 milionów złotych.

Udzielanie pożyczek tym spółkom odbywa się na podstawie procedury wewnętrznej „Zasady udzielania pożyczek przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. spółkom z Grupy Kapitałowej oraz z udziałem kapitałowym PGNiG S.A.”, regulującej szczegółowo proces zawierania umów pożyczkowych oraz ich monitorowania przez co minimalizuje ekspozycję Spółki na ryzyko kredytowe z tego tytułu. Pożyczki są udzielane jedynie po spełnieniu przez wnioskującą spółkę szeregu

warunków i ustanowieniu zabezpieczeń. Ponadto, spółki zależne działają we wspólnym interesie firmy co ogranicza istotnie ryzyko kredytowe z tego tytułu.

Istotne wartościowo ryzyko kredytowe dotyczy należności, w tym w przeważającej części należności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego. W celu zminimalizowania ryzyka niespłacalności wierzytelności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego wprowadzane są jednolite zasady zawierania umów sprzedaży paliwa gazowego, mające na celu zabezpieczenie należności handlowych z tego tytułu.

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

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

PGNiG S.A. prowadzi monitoring i ocenę standingu finansowego odbiorców pobierających paliwo gazowe powyżej 1 mln m³ na rok na podstawie dokumentów finansowych spółki w określonym cyklu (raz na 3 miesiące i raz na 1 rok). Ocena ta ma pokazać kondycję finansową odbiorcy pobierającego paliwo gazowe powyżej 1 mln m³ na rok jak również próbę określenia predykcji bankructwa.

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

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

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

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

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

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

Co do zasady, aktualnie nie zawiera się porozumień o umorzeniu należności głównej i odsetek. Wnioski odbiorców o umorzenie odsetek (przekraczające równowartość 5.000 EUR) kierowane są w trybie korporacyjnym do Rady Nadzorczej, w celu uzyskania zgody.

Na dzień 31 grudnia 2012 roku wartość należności przeterminowanych ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej Spółki, w przypadku których nie nastąpiła utrata wartości, wynosiła 584 milionów złotych (453 miliony złotych na koniec 2011 roku).

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

Okres, jaki upłynął od terminu spłaty	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
do 1 miesiąca	513	364
od 1 do 3 miesięcy	53	55
od 3 miesięcy do 1 roku	14	31
od 1 roku do 5 lat	3	2
pow. 5 lat	1	1
Razem należności netto przeterminowane	584	453

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu zawartych pochodnych instrumentów finansowych jest równa wartości bilansowej dodatniej wyceny wg wartości godziwej i na dzień 31 grudnia 2012 roku wynosiła 105 milionów złotych. 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 Spółka nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego.

Ryzyko rynkowe

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

Podstawowym zadaniem w procesie zarządzania ryzykiem rynkowym jest identyfikacja, pomiar, monitorowanie i ograniczanie podstawowych źródeł ryzyka, do których zalicza się:

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

Ryzyko walutowe

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

Przeważająca, długoterminowa część należności finansowych Spółki w 2012 roku była denominowana w NOK – na dzień 31 grudnia 2012 roku pożyczka udzielona PGNiG Noway AS w wysokości 5 725 milionów NOK z datą spłaty do 20 grudnia 2021 roku.

Ryzyko walutowe zostało zabezpieczone 21 transakcjami CCIRS. Zawarte transakcje zabezpieczają 100% ww. ryzyka w okresie do roku 2014 i 2015.

Ponadto spółka zależna PGNiG Finance AB z siedzibą w Szwecji w dniu 10 lutego 2012 roku wyemitowała euroobligacje stałokuponowe na kwotę 500 milionów EUR z datą wykupu 14 lutego 2017 roku. Środki te zostały przekazane PGNiG S.A. w formie pożyczki w dniu 15 lutego 2012 roku. Ryzyko walutowe w 100% zostało zabezpieczone 7 transakcjami CCIRS do dnia wykupu euroobligacji.

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

Głównym celem podejmowanych przez Spółkę działań zabezpieczających przed ryzykiem walutowym jest ochrona przed wahaniami kursów wymiany, które towarzyszą realizowanym w obcych walutach płatnościom. Do zabezpieczenia swoich zobowiązań handlowych Spółka wykorzystywała opcje call, strategię opcyjne oraz transakcje forward.

Ryzyko stopy procentowej

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

Na dzień 31 grudnia 2012 roku najistotniejsze ryzyko stopy procentowej generowała pożyczka udzielona spółce zależnej PGNiG Norway AS oraz wyemitowane euroobligacje. Spółka zabezpieczyła ryzyko stopy procentowej wynikające z pożyczki poprzez zawarcie serii 21 transakcji CCIRS. Zawarte transakcje zabezpieczają 100% ww. ryzyka w okresie do roku 2014 i 2015. Ryzyko stopy procentowej wynikające z euroobligacji zabezpieczono w 100% siedmioma transakcjami CCIRS.

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

Ponadto na dzień 31 grudnia 2012 roku Spółka miała wyemitowane obligacje korporacyjne w kwocie 2 300 milionów złotych, obligacje kierowane do inwestorów krajowych w kwocie 3 694 milionów złotych oraz obligacje wewnątrzgrupowe na kwotę 212 milionów złotych. Ze względu na krótkie terminy wykupu obligacji oraz okresowe ustalanie kosztów długu ryzyko stopy procentowej z tego tytułu jest nieistotne dla Spółki.

Spółka wycenia ryzyko rynkowe (walutowe i stopy procentowej) 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 n dni roboczych. VAR szacowany jest metodą wariancji – kowariancji przy użyciu aplikacji Mondrian oraz w systemie SAP.

Ryzyko towarowe

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

Ryzyko cenowe związane z kontraktami na dostawy gazu jest znaczące. Czynnikiem ryzyka jest zmienność cen produktów ropopochodnych na giełdach paliwowych. W niektórych kontraktach formuła wyliczenia ceny zakupu gazu ogranicza zmienność poprzez zastosowanie średnioważonych cen z poprzednich miesięcy. Dodatkowo prawo energetyczne dopuszcza możliwość wnioskowania o zmianę taryfy w przypadku wzrostu kosztu pozyskania gazu w okresie kwartału o więcej niż 5%.

Spółka w 2012 roku szczegółowo identyfikowała i zabezpieczała tego rodzaju ryzyko. Do zabezpieczenia cen towarów Spółka wykorzystywała opcje azjatyckie call z rozliczeniem europejskim oraz strategię opcyjne risk reversal.

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 z miesięczną częstotliwością. 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 Spółkę działalności.

Spółka na bieżąco kontroluje i planuje poziom swojej płynności finansowej. Zabezpieczając się przed ryzykiem płynności PGNiG podpisała umowy na linie kredytowe w następujących bankach:

Societe Generale S.A. Oddział w Polsce – 40 milionów złotych,

Bank Handlowy w Warszawie S.A. – 40 milionów złotych,

Bank Pekao S.A. – 40 milionów złotych,

PKO BP S.A. – 40 milionów złotych,

Bank Millennium S.A. – 40 milionów złotych,

BRE Bank S.A. – 40 milionów złotych,

ING Bank Śląski S.A. – 40 milionów złotych.

Na dzień 31 grudnia 2012 roku nie występowało zadłużenie w rachunku bieżącym.

Dodatkowo, w celu zoptymalizowania procesu zarządzania środkami pieniężnymi w Grupie Kapitałowej, PGNiG S.A. zawarła 1 grudnia 2010 roku z Bankiem Handlowym w Warszawie S.A.

Umowę programu emisji obligacji krótkoterminowych na łączną kwotę 397,3 milionów złotych. Aneksem z dnia 1 czerwca 2011 roku zwiększono kwotę programu do 1 000 milionów złotych. Umowa obowiązuje do 30 listopada 2013 roku.

Wartość nominalna zadłużenia z tytułu emisji obligacji do spółek z Grupy Kapitałowej wynosiło na dzień 31 grudnia 2012 roku 212 milionów złotych.

W celu zwiększenia bezpieczeństwa płynności Spółka zawarła Umowę programu emisji obligacji w dniu 10 czerwca 2010 roku, pierwotnie z sześcioma bankami (Bank Pekao S.A., ING Bank Śląski S.A., PKO BP S.A., Bank Handlowy w Warszawie S.A., Societe Generale S.A., BNP Paribas S.A. Oddział w Polsce), na łączną kwotę 3 000 milionów złotych. W ramach programu Spółka może emitować obligacje dyskontowe lub kuponowe z terminem zapadalności od jednego do dwunastu miesięcy. 21 lipca 2011 roku został podpisany aneks do Umowy Programu zwiększający dostępną kwotę finansowania do 5 000 milionów złotych oraz wydłużający okres obowiązywania umowy z 31 lipca 2013 roku do 31 lipca 2015 roku. Kolejny aneks podpisano 25 listopada 2011 roku, którym kwota Programu została podwyższona do 7 000 milionów złotych i dołączyły do niego trzy banki: BRE Bank S.A., Bank Zachodni WBK S.A., Nordea Bank Polska S.A. Wartość nominalna zadłużenia z tytułu programu wynosiło na dzień 31 grudnia 2012 roku 2 293 milionów złotych.

Celem Programu jest zaspokojenie ogólnych potrzeb płynnościowych PGNiG S.A., związanych także z realizacją inwestycji.

10 lutego 2012 roku PGNiG Finance AB (spółka zależna od PGNiG S.A.) wyemitowała pierwszą transzę pięcioletnich euroobligacji na kwotę 500 milionów EUR z terminem zapadalności 5 lat i stałym kuponem 4% p.a. Obligacje otrzymały rating kredytowy na poziomie Baa1 (agencja Moody's) i BBB+ (agencja Standard & Poor's). Powyższa emisja została przeprowadzona w ramach podpisanego 25 sierpnia 2011 roku pięcioletniego programu emisji euroobligacji do kwoty 1 200 milionów EUR. Środki uzyskane z tej emisji zostały przeznaczone na udzielenie pożyczki dla PGNiG S.A. o oprocentowaniu 4,064% p.a.

W maju 2012 roku PGNiG S.A. podpisała dokumentację programu emisji obligacji kierowanego do inwestorów krajowych. Pierwsza emisja pięcioletnich obligacji w kwocie 2 500 milionów złotych miała miejsce 19 czerwca 2012 roku. Wartość nominalna zadłużenia z tytułu tych obligacji na dzień 31 grudnia 2012 roku wynosi 3 694 milionów złotych.

Ryzyko płynności jest znacząco ograniczone przez stosowanie Procedury zarządzania płynnością w PGNiG S.A. Procedura jest stosowana przez wszystkie komórki organizacyjne firmy i systematyzuje 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.

Metodą wyceny ryzyka płynności jest bieżąca i szczegółowa kontrola płynności poprzez kontrolę przepływów pieniężnych w Spółce.

W poniższych tabelach została zaprezentowana analiza wymagalności zobowiązań finansowych.

Analiza wymagalności zobowiązań finansowych wycenianych według zamortyzowanego kosztu

31 grudnia 2012	Zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów, pożyczek i dłużnych papierów wartościowych	Inne zobowiązania długoterminowe, zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania*	Razem wydatki
do 1 roku	3 879	1 460	5 339
od 1 roku do 5 lat	4 390	35	4 425
pow. 5 lat	-	5	5
Razem	8 269	1 500	9 769

31 grudnia 2011	Zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów, pożyczek i dłużnych papierów wartościowych	Inne zobowiązania długoterminowe, zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania*	Razem wydatki
do 1 roku	3 591	1 702	5 293
od 1 roku do 5 lat	-	14	14
pow. 5 lat	-	2	2
Razem	3 591	1 718	5 309

*W pozycji nie ujęto zobowiązań z tyt. podatku od towarów i usług oraz zobowiązań z tyt. innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych.

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

Analiza wymagalności instrumentów pochodnych

	wartość bilansowa netto na dzień 31 grudnia 2012*	kontraktowe przepływy pieniężne, z tego:	do 1 roku	od 1 roku do 5 lat
-transakcje zamiany stóp procentowych (IRS) oraz forwardy użyte w celu zabezpieczenia ryzyka	(232)	11 882	548	11 334
- wpływy	-	5 700	262	5 438
- wypływy	-	6 182	286	5 896
- transakcje forward	(76)	3 478	3 478	-
- wpływy	-	1 697	1 697	-
- wypływy	-	1 781	1 781	-
- opcje walutowe**	5	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-
- opcje towarowe**	15	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-
Razem	(288)	15 360	4 026	11 334
	wartość bilansowa netto na dzień 31 grudnia 2011*	kontraktowe przepływy pieniężne, z tego:	do 1 roku	od 1 roku do 5 lat
-transakcje zamiany stóp procentowych (IRS) oraz forwardy użyte w celu zabezpieczenia ryzyka	(411)	(190)	12	(202)
- wpływy	-	2 642	118	2 524
- wypływy	-	(2 832)	(106)	(2 726)
- transakcje forward**	59	65	65	-
- wpływy	-	1 999	1 999	-
- wypływy	-	(1 934)	(1 934)	-
- opcje walutowe**	182	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-
- opcje towarowe**	38	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-
Razem	(132)	(125)	77	(202)

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

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

Spółka w swojej działalności nie zidentyfikowała innych istotnych ryzyk.

Polityka Zarządzania Ryzykiem

W celu efektywnego zarządzania ryzykiem finansowym Zarząd Spółki przyjął w dniu 17 lutego 2003 roku (z późniejszymi zmianami) do realizacji *Politykę zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A.* określającą podział kompetencji i zadań pomiędzy poszczególne jednostki organizacyjne Spółki w procesie zarządzania i kontroli ryzyka finansowego.

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

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

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

Analiza wrażliwości

Do ustalenia racjonalnego zakresu zmian, jakie mogą wystąpić na poszczególnych czynnikach ryzyka walutowego oraz stopy procentowej Spółka wykorzystała poziom zmienności (volatility) rynkowej (implikowanej) dla okresu półrocznego i przyjęła średnią wartość **15%** dla analizy wrażliwości na koniec grudnia 2012 roku dla kursów walut (taką samą jak na koniec grudnia 2011 roku), 100pb dla stóp procentowych (na 31 grudnia 2011 roku było również 100pb) oraz **25%** dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych (na 31 grudnia 2011 roku było 30%). Okres półroczny odpowiada częstotliwości, z jaką PGNiG S.A. ujawnia wrażliwość instrumentów finansowych w sprawozdaniach Spółki.

Przeprowadzona analiza wrażliwości na ryzyko walutowe na dzień 31 grudnia 2012 roku wskazuje, że zysk netto byłby o 5 milionów złotych wyższy gdyby kurs EUR, USD, NOK oraz pozostałych walut umocnił się o 15% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (zysk 127 milionów złotych z powodu umocnienia USD, zysk 288 milionów złotych z powodu umocnienia EUR, strata 410 milionów złotych z powodu umocnienia NOK oraz zysk 0,5 miliona złotych z powodu umocnienia pozostałych walut). Byłoby to przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej wyceny instrumentów pochodnych w USD i EUR, które zabezpieczają zobowiązania z tytułu dostaw i usług. Na walucie NOK wynik pogarsza nieznaczna przewaga ujemnej wyceny instrumentów pochodnych zabezpieczających pożyczką udzieloną spółce zależnej PGNiG Norway AS nad dodatnimi różnicami kursowymi z wyceny tej pożyczki.

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2012 roku byłby o 5 milionów złotych niższy gdyby kurs EUR, USD, NOK oraz pozostałych walut osłabił się o 15% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (strata 125 milionów złotych z powodu osłabienia USD, zysk 410 milionów złotych z powodu osłabienia NOK, strata 290 milionów złotych z powodu osłabienia EUR oraz strata 0,5 miliona złotych z powodu osłabienia się pozostałych walut). Negatywna zmiana wyniku byłaby skutkiem spadku wartości zobowiązań w EUR, które zabezpieczone zostały w większości przez instrumenty pochodne o liniowym profilu wypłaty, co z kolei zwiększyłoby ich część skuteczną, ujmowaną w kapitałach własnych a jednocześnie ograniczyłoby wpływ na wynik finansowy. Odpowiednie dopasowanie instrumentów zabezpieczających do pozycji zabezpieczanych (głównie pożyczka w NOK w aktywach i zobowiązań z tytułu dostaw i usług w USD) powoduje, że spadek kursów tych walut nie miałby istotnego wpływu na wynik. Wynika to z faktu, że Spółka będąc znaczącym importerem paliwa gazowego zabezpiecza się przed wzrostem wartości USD. W przypadku waluty NOK wzrost dodatniej wyceny instrumentów pochodnych dla waluty NOK,

przewyższyłyby wzrost ujemnych różnic kursowych dla tej waluty z tytułu przeszacowania pożyczki w walucie NOK udzielonej spółce zależnej PGNiG Norway AS.

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

Przeprowadzona analiza wrażliwości na ryzyko walutowe na dzień 31 grudnia 2011 roku wskazuje, że zysk netto byłby o 63 miliony złotych wyższy gdyby kurs EUR, USD, NOK oraz pozostałych walut umocnił się o 15% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (zysk 91 milionów złotych z powodu umocnienia USD, strata 17 milionów złotych z powodu umocnienia EUR, strata 12 milionów złotych z powodu umocnienia NOK oraz zysk 1 milion złotych z powodu umocnienia pozostałych walut). Byłoby to przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej wyceny instrumentów pochodnych w USD i EUR, które zabezpieczają zobowiązania z tytułu dostaw i usług. Na walucie NOK wynik pogarsza nieznaczna przewaga ujemnej wyceny instrumentów pochodnych zabezpieczających pożyczką udzieloną spółce zależnej PGNiG Norway AS nad dodatnimi różnicami kursowymi z wyceny tej pożyczki.

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2011 roku byłby o 35 milionów złotych wyższy gdyby kurs EUR, USD, NOK oraz pozostałych walut osłabił się o 15% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (strata 13 milionów złotych z powodu osłabienia USD, zysk 12 milionów złotych z powodu osłabienia NOK, zysk 37 milionów złotych z powodu osłabienia EUR oraz strata 1 milion złotych z powodu osłabienia się pozostałych walut). Pozytywna zmiana wyniku byłaby skutkiem spadku wartości zobowiązań w EUR, które zabezpieczone zostały w większości przez instrumenty pochodne o liniowym profilu wypłaty, co z kolei zwiększyłoby ich część skuteczną, ujmowaną w kapitałach własnych a jednocześnie ograniczyłoby wpływ na wynik finansowy. Odpowiednie dopasowanie instrumentów zabezpieczających do pozycji zabezpieczanych (głównie pożyczka w NOK w aktywach i zobowiązań z tytułu dostaw i usług w USD) powoduje, że spadek kursów tych walut nie miałby istotnego wpływu na wynik. Wynika to z faktu, że Spółka będąc znaczącym importerem paliwa gazowego zabezpiecza się przed wzrostem wartości USD. W przypadku waluty NOK wzrost dodatniej wyceny instrumentów pochodnych dla waluty NOK, przewyższyłyby wzrost ujemnych różnic kursowych dla tej waluty z tytułu przeszacowania pożyczki w walucie NOK udzielonej spółce zależnej PGNiG Norway AS.

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

Na następnych stronach zostały przedstawione szczegółowe zestawienia analizy wrażliwości instrumentów finansowych w walucie na zmiany kursów walutowych, odpowiednio dla 2012 roku i dla 2011 roku.

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

	Wartość bilansowa netto na 31 grudnia 2012				Ryzyko walutowe				
	Zmian kursu o:				-15%				
	15%								
	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut	
Aktywa finansowe									
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży**	3	-	-	-	-	-	-	-	
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	948	1	141	-	(1)	(141)	-	-	
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	90	357	5	-	-	-	507	-	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	104	2	12	1	(2)	(12)	(1)	-	
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem		360	158	1	(3)	(153)	506	-	
Podatek 19%		(68)	(30)	-	1	29	(96)	-	
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu		292	128	1	(2)	(124)	410	-	
<i>razem waluty</i>			421			284			
Zobowiązania finansowe									
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	44	5	1	-	(5)	(1)	-	-	
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	393	-	-	507	361	2	-	-	
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem		5	1	507	356	1	-	-	
Podatek 19%		(1)	-	(96)	(68)	-	-	-	
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu		4	1	411	288	1	-	-	
<i>razem waluty</i>			416			289			
Razem zwiększenie/zmniejszenie		288	127	(410)	-	(290)	(125)	410	
<i>razem waluty</i>			5			(5)			
Kursy walutowe na koniec okresu sprawozdawczego i ich zmiana:									
kurs EUR/PLN	4,0882	-	4,7014	4,7014	4,7014	-	3,4750	3,4750	3,4750
kurs USD/PLN	3,0996	3,5645	-	3,5645	3,5645	2,6347	-	2,6347	2,6347
kurs NOK/PLN	0,5552	0,6385	0,6385	-	0,6385	0,4719	0,4719	-	0,4719

* W przypadku pochodnych instrumentów finansowych w tabeli został przedstawiony jedynie wpływ zmiany kursów na rachunek zysków i strat. W związku ze stosowaniem przez Spółkę rachunkowości zabezpieczeń część zmiany pochodnych instrumentów finansowych za pośrednictwem innych całkowitych dochodów wpływa na kapitał własny. Wpływ zmiany kursów walut na tę część pochodnych instrumentów finansowych został zaprezentowany w odrębnej tabeli na następnych stronach.

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

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2012 roku
(w milionach złotych)

	Wartość bilansowa netto na 31 grudnia 2011					Ryzyko walutowe			
	Zmian kursu o:					-15%			
	15%	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut
Aktywa finansowe									
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży**	835	-	-	-	-	-	-	-	-
Inne aktywa finansowe	2 595	-	-	389	-	-	-	(389)	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	184	1	9	17	-	(1)	(9)	(17)	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	244	28	144	-	-	-	-	421	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	96	2	9	-	4	(2)	(9)	-	(4)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem		31	162	406	4	(3)	(18)	15	(4)
Podatek 19%		(6)	(31)	(77)	(1)	1	3	(3)	1
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu		25	131	329	3	(2)	(15)	12	(3)
<i>razem waluty</i>			488				(8)		
Zobowiązania finansowe									
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	686	52	49	-	2	(52)	(49)	-	(2)
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	414	-	-	421	-	4	47	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem		52	49	421	2	(48)	(2)	-	(2)
Podatek 19%		(10)	(9)	(80)	-	9	-	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu		42	40	341	2	(39)	(2)	-	(2)
<i>razem waluty</i>			425				(43)		
Razem zwiększenie/zmniejszenie		(17)	91	(12)	1	37	(13)	12	(1)
<i>razem waluty</i>			63				35		
Kursy walutowe na koniec okresu sprawozdawczego i ich zmiana:									
kurs EUR/PLN	4,4168	-	5,0793	5,0793	5,0793	-	3,7543	3,7543	3,7543
kurs USD/PLN	3,4174	3,9300	-	3,9300	3,9300	2,9048	-	2,9048	2,9048
kurs NOK/PLN	0,5676	0,6527	0,6527	-	0,6527	0,4825	0,4825	-	0,4825

* W przypadku pochodnych instrumentów finansowych w tabeli został przedstawiony jedynie wpływ zmiany kursów na rachunek zysków i strat. W związku ze stosowaniem przez Spółkę rachunkowości zabezpieczeń część zmiany pochodnych instrumentów finansowych za pośrednictwem innych całkowitych dochodów wpływa na kapitał własny. Wpływ zmiany kursów walut na tę część pochodnych instrumentów finansowych został zaprezentowany w odrębnej tabeli na następnych stronach.

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

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

	31 grudnia 2012			
	Kurs		Kurs	
	dla EUR	dla USD	dla EUR	dla USD
<i>Zmiany kursów o:</i>	15%		-15%	
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	106	241	(38)	(196)
Podatek 19%	(20)	(46)	7	37
Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	86	195	(31)	(159)
Razem waluty	281		(190)	

	31 grudnia 2011			
	Kurs		Kurs	
	dla EUR	dla USD	dla EUR	dla USD
<i>Zmiany kursów o:</i>	15%		-15%	
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	61	369	(51)	(265)
Podatek 19%	(12)	(70)	10	50
Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	49	299	(41)	(215)
Razem waluty	348		(256)	

Analiza wrażliwości instrumentów pochodnych na zmiany kursów walut odnoszona na kapitał własny zaprezentowana w powyższej tabeli pokazuje, że wzrost kursu USD oraz EUR o 15% spowodowałby zwiększenie kapitału własnego za pośrednictwem innych całkowitych dochodów. W przypadku spadku kursu USD oraz EUR o 15% wystąpiłaby sytuacja odwrotna tj. nastąpiłoby zmniejszenie kapitału własnego. Wynika to z faktu, że Spółka wykorzystuje instrumenty pochodne, których wycena w części skutecznej odnoszona jest na kapitał własny, do zabezpieczenia się przed wzrostem zobowiązań i wydatków z tytułu zakupów paliwa gazowego w walucie USD oraz EUR.

Spółka zbadała wrażliwość pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych. Dla analizy wrażliwości za 2012 roku przyjęto 25% zmienność dla tego typu instrumentów (na 31 grudnia 2011 roku było to 30%).

W poniższych tabelach została zaprezentowana analiza wrażliwości dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych na zmiany cen dla 2012 oraz 2011 roku.

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

	Wartość bilansowa netto na 31 grudnia 2012			
	Ryzyko cenowe			
	25%		-25%	
<i>Zmian ceny o:</i>	Gasoil	Fueloil	Gasoil	Fueloil
Aktywa finansowe				
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	15	15	2	-
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	15	2	-	-
Podatek 19%	(3)	-	-	-
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	12	2	-	-
razem towary	14		-	
Zobowiązania finansowe				
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	-	-	3	2
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	-	-	3	2
Podatek 19%	-	-	(1)	-
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	-	-	2	2
razem towary	-		4	
Razem zwiększenie/zmniejszenie	12	2	(2)	(2)
razem towary	14		(4)	

	Wartość bilansowa netto na 31 grudnia 2011			
	30%		-30%	
	Gasoil	Fueloil	Gasoil	Fueloil
Aktywa finansowe				
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	41	86	72	-
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem		86	72	-
Podatek 19%		(16)	(14)	-
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu		70	58	-
<i>razem towary</i>		128		-
Zobowiązania finansowe				
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	3	-	-	48
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem		-	-	48
Podatek 19%		-	-	(9)
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu		-	-	39
<i>razem towary</i>		-		93
Razem zwiększenie/zmniejszenie		70	58	(39)
razem towary		128		(93)

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

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

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

	31 grudnia 2012			
	25%		-25%	
	Gasoil	Fueloil	Gasoil	Fueloil
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	53	20	(16)	(3)
Podatek 19%	(10)	(4)	3	1
Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	43	16	(13)	(2)

	31 grudnia 2011			
	30%		-30%	
	Gasoil	Fueloil	Gasoil	Fueloil
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	42	54	(47)	(4)
Podatek 19%	(8)	(10)	9	1
Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	34	44	(38)	(3)

Analiza wrażliwości instrumentów pochodnych na zmiany cen pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych odnoszona na kapitał własny zaprezentowana w powyższej tabeli pokazuje, że wzrost cen towarów o 25% (30% dla 2011 roku) spowodowałby zwiększenie kapitału własnego za pośrednictwem innych całkowitych dochodów. W przypadku spadku cen o 25% (30% dla 2011 roku) wystąpiłaby sytuacja odwrotna tj. nastąpiłoby zmniejszenie kapitału własnego. Wynika to z faktu, że Spółka wykorzystuje instrumenty pochodne, których wycena w części skutecznej odnoszona jest na kapitał własny, do zabezpieczenia się przed wzrostem cen surowców energetycznych, które stanowią największą pozycję kosztową Spółki w rachunku zysków i strat.

Spółka zbadała wrażliwość instrumentów finansowych z tytułu udzielonych pożyczek, zaciągniętych kredytów i wyemitowanych obligacji oraz zobowiązań leasingowych o zmiennej stopie, na zmianę stopy procentowej o +/-100 punktów bazowych dla 2012 roku (dla 2011 roku zmienność była ustalona również na +/-100 punktów bazowych).

Na dzień 31 grudnia 2012 roku wrażliwość udzielonych pożyczek na zmianę stóp procentowych o +/-100 punktów bazowych wynosiła +/- 29 miliony złotych. Natomiast wrażliwość na zmianę stóp procentowych o +/-100 punktów bazowych zobowiązań kredytowych i wyemitowanych obligacji oraz opartych o zmienną stopę procentową wyniosła +/- 83 miliony złotych.

Na dzień 31 grudnia 2011 roku wrażliwość udzielonych pożyczek na zmianę stóp procentowych o +/-100 punktów bazowych wynosiła +/- 4 miliony złotych. Natomiast wrażliwość na zmianę stóp procentowych o +/-100 punktów bazowych zobowiązań kredytowych i wyemitowanych obligacji oraz zobowiązań leasingowych opartych o zmienną stopę procentową wyniosła +/- 36 milionów złotych.

Analiza wrażliwości instrumentów finansowych na zmiany stopy procentowej

	wartość bilansowa netto		zmiana o:	
	stan na 31.12.2012	+100 bp	-100 bp	
Udzielone pożyczki*	2 949	29	(29)	
Otrzymane kredyty	2 106	21	(21)	
Wyemitowane obligacje	6 163	62	(62)	
Razem zobowiązania	8 269	83	(83)	

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

	wartość bilansowa netto		zmiana o:	
	stan na 31.12.2011	+100 bp	-100 bp	
Udzielone pożyczki*	413	4	(4)	
Wyemitowane obligacje	3 591	36	(36)	
Razem zobowiązania	3 591	36	(36)	

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

34. INSTRUMENTY POCHODNE

Metody wyceny instrumentów pochodnych

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

Na dzień 31 grudnia 2012 roku Spółka posiadała 4 rodzaje walutowych instrumentów pochodnych Cross Currency Interest Rate Swapy („CCIRS”), zakupione opcje Call, tzw. strategię risk reversal (zakupione opcje walutowe Call i sprzedane opcje Put) oraz zakupione forwardy walutowe. Ponadto w 2012 roku zabezpieczała ryzyko towarowe korzystając z opcji azjatyckich Call oraz strategii risk reversal (zakupione opcje towarowe azjatyckie Call i sprzedane opcje Put).

Wycena do wartości godziwej została przeprowadzona przy użyciu aplikacji Exante.

Wycena do wartości godziwej opcji walutowych Call i Put została przeprowadzona wg modelu Garmana-Kohlhagena przy użyciu danych rynkowych: stóp procentowych, kursów walutowych i zmienności (volatility) z dnia 31 grudnia 2012 roku. Natomiast wycena towarowych opcji azjatyckich Call i Put została przeprowadzona wg modelu Espen Levy-ego przy użyciu danych rynkowych: cen towarów, kursów walutowych oraz zmienności towarowej (volatility) z dnia 31 grudnia 2012 roku. Wycena transakcji CCIRS i forward odbywa się poprzez zdyskontowanie przyszłych przepływów pieniężnych przy użyciu kursów walutowych oraz stóp procentowych z dnia 31 grudnia 2012 roku.

Rachunkowość zabezpieczeń

Spółka stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów środków pieniężnych dla transakcji zabezpieczających płatności za gaz oraz zabezpieczeń przepływów środków pieniężnych dla cen gazu.

Szczegółowe zasady zostały przedstawione w nocie 2.3.10.

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

Typ zastosowanego powiązania zabezpieczającego to zabezpieczenie przyszłych, wysoce prawdopodobnych przepływów pieniężnych związanych z ponoszonymi przez Spółkę wydatkami wyrażonymi w USD i EUR oraz z zakupem gazu.

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

W przypadku towarowych instrumentów zabezpieczających wyznaczonych do rachunkowości zabezpieczeń są to: zakupione kontrakty Swap (buy fix / sell float) na indeks Gasoil 0,1% oraz na indeks Fuel Oil 1% Barges FOB Rotterdam (Platt's), zakupione azjatyckie towarowe opcje kupna na indeks Gasoil 0,1% oraz na indeks Fuel Oil 1% Barges FOB Rotterdam (Platt's), zerokosztowe struktury opcyjne stanowiące złożenie zakupionych azjatyckich towarowych opcji kupna oraz sprzedanych azjatyckich towarowych opcji sprzedaży na indeks Gasoil 0,1% oraz na indeks Fuel Oil 1% Barges FOB Rotterdam (Platt's).

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

Instrumenty pochodne

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Waluta / aktywo	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu		Zabezpieczane ryzyko
					31 grudnia 2012	31 grudnia 2011	
Cross Currency Interest Rate Swap							
pożyczka	5 244	NOK	1 - 3 lata	0,5198	(317)	-	ryzyko walutowe i stopy procentowej
pożyczka	481	NOK	1 - 3 lata	0,5684	3	-	ryzyko walutowe i stopy procentowej
euroobligacje	500	EUR	powyżej 3 lat	4,1580	82	-	ryzyko walutowe i stopy procentowej
pożyczka	4 560	NOK	1 - 3 lata	0,5147	-	(411)	ryzyko walutowe i stopy procentowej
					(232)	(411)	
Forward							
płatności za gaz	27	EUR	do 1 m-ca	4,1665	(2)	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	34	EUR	1 - 3 m-cy	4,1739	(2)	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	150	USD	do 1 m-ca	3,3414	(36)	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	210	USD	1 - 3 m-cy	3,2690	(31)	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	60	USD	3 - 6 m-cy	3,2338	(5)	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	15	EUR	do 1 m-ca	4,3855	-	1	ryzyko walutowe
płatności za gaz	18	EUR	do 1 m-ca	4,5464	-	(2)	ryzyko walutowe
płatności za gaz	26	EUR	1 - 3 m-cy	4,4036	-	1	ryzyko walutowe
płatności za gaz	6	EUR	1 - 3 m-cy	4,4751	-	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	85	USD	do 1 m-ca	3,1907	-	19	ryzyko walutowe
płatności za gaz	160	USD	1 - 3 m-cy	3,2650	-	27	ryzyko walutowe
płatności za gaz	70	USD	3 - 6 m-cy	3,2720	-	13	ryzyko walutowe
					(76)	59	

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2012 roku
(w milionach złotych)

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Waluta / aktywo	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu		Zabezpieczane ryzyko
					31 grudnia 2012	31 grudnia 2011	
Opcje call							
płatności za gaz	90	USD	do 1 m-ca	3,4742	-	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	290	USD	1 - 3 m-cy	3,4839	2	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	30	USD	3 - 6 m-cy	3,4583	1	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	31	EUR	do 1 m-ca	4,2552	-	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	117	EUR	1 - 3 m-cy	4,2670	2	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	190	USD	do 1 m-ca	3,1542	-	54	ryzyko walutowe
płatności za gaz	390	USD	1 - 3 m-cy	3,3775	-	69	ryzyko walutowe
płatności za gaz	310	USD	3 - 6 m-cy	3,5328	-	46	ryzyko walutowe
płatności za gaz	17	EUR	do 1 m-ca	4,2453	-	4	ryzyko walutowe
płatności za gaz	34	EUR	1 - 3 m-cy	4,4209	-	5	ryzyko walutowe
płatności za gaz	36	EUR	3 - 6 m-cy	4,5681	-	4	ryzyko walutowe
					5	182	
Opcje put							
płatności za gaz	20	USD	1 - 3 m-cy	3,003	-	-	ryzyko walutowe
					-	-	
Opcje call commodity							
płatności za gaz	0,176	HFO	do 1 m-ca	793,52	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,503	HFO	1 - 3 m-cy	791,65	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,416	HFO	3 - 6 m-cy	732,38	2	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,118	HFO	6 - 12 m-cy	749,92	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,127	GO	do 1 m-ca	1 108,82	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,373	GO	1 - 3 m-cy	1 097,37	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,338	GO	3 - 6 m-cy	1 014,05	13	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,123	GO	6 - 12 m-cy	1 052,68	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,205	HFO	do 1 m-ca	705,91	-	18	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,431	HFO	1 - 3 m-cy	771,89	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,724	HFO	3 - 6 m-cy	782,24	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,947	HFO	6 - 12 m-cy	819,37	-	7	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,062	HFO	1 - 3 lata	788,06	-	2	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,156	GO	do 1 m-ca	1 013,75	-	10	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,343	GO	1 - 3 m-cy	1 098,69	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,505	GO	3 - 6 m-cy	1 089,44	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,642	GO	6 - 12 m-cy	1 150,09	-	3	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,042	GO	1 - 3 lata	1 121,43	-	1	ryzyko cen gazu
					15	41	
Opcje put commodity							
płatności za gaz	0,138	HFO	do 1 m-ca	587,04	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,454	HFO	1 - 3 m-cy	594,79	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,222	HFO	3 - 6 m-cy	545,11	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,105	GO	do 1 m-ca	841,90	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,373	GO	1 - 3 m-cy	858,16	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,211	GO	3 - 6 m-cy	818,72	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,170	HFO	do 1 m-ca	555,64	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,431	HFO	1 - 3 m-cy	552,60	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,724	HFO	3 - 6 m-cy	526,47	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,827	HFO	6 - 12 m-cy	503,12	-	(1)	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,030	HFO	1 - 3 lata	490,00	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,156	GO	do 1 m-ca	802,43	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,343	GO	1 - 3 m-cy	831,17	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,505	GO	3 - 6 m-cy	803,80	-	-	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,586	GO	6 - 12 m-cy	753,27	-	(2)	ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,020	GO	1 - 3 lata	772,00	-	-	ryzyko cen gazu
					-	(3)	
Razem					(288)	(132)	
Z tego:		wycena pozytywna	aktywa		105	285	
		wycena negatywna	zobowiązania		(393)	(417)	

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

	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011
Wynik na wycenie instrumentów pochodnych - niezrealizowane	109	(339)
Wynik na instrumentach pochodnych - zrealizowane	(218)	489
Razem wynik na instrumentach pochodnych ujęty w rachunku zysków i strat	(109)	150
z tego:		
ujęte w koszcie zużycia surowców i materiałów	37	470
ujęte w pozostałych kosztach operacyjnych netto	(233)	(80)
ujęte w pozostałych lub kosztach finansowych	87	(240)
Wynik na wycenie instrumentów pochodnych ujęty w innych całkowitych dochodach - niezrealizowane	(249)	135
Razem wynik na instrumentach pochodnych ujęty w kapitałach	(358)	285

W grudniu 2012 roku na skutek renegocjacji formuły zakupowej gazu zmniejszyła się ekspozycja Spółki na surowce ropopochodne Gasoil i Fuel Oil i nastąpiła konieczność zamknięcia wyznaczonych do rachunkowości zabezpieczeń powiązań zabezpieczających z transakcjami pochodnymi zabezpieczającymi cenę zakupu w/w surowców ropopochodnych. W wyniku przeliczenia zmniejszonej ekspozycji Spółka zamknęła powiązania zabezpieczające z następującymi transakcjami pochodnymi:

- 8 transakcji Collar czyli strategii zerokosztowej zakupionej azjatyckiej opcji kupna Call oraz sprzedanej azjatyckiej opcji sprzedaży Put na indeks Gasoil 0,1% Barges FOB Rotterdam (Platt's);
- 1 zakupionej azjatyckiej opcji kupna Call na indeks Gasoil 0,1% Barges FOB Rotterdam (Platt's));
- 4 transakcje Collar strategii zerokosztowej zakupionej azjatyckiej opcji kupna oraz sprzedanej azjatyckiej opcji sprzedaży na indeks Fuel Oil 1% Barges FOB Rotterdam (Platt's);
- 4 zakupione azjatyckie opcje kupna Call na indeks Fuel Oil 1% Barges FOB Rotterdam (Platt's).

Transakcje te zostały zawarte i wyznaczone do rachunkowości zabezpieczeń w okresie czerwiec – wrzesień 2012 roku, natomiast data rozliczenia tych transakcji przypada w okresie kwiecień – lipiec 2013 roku. Po zmniejszeniu ekspozycji i zamknięciu powiązań zabezpieczających transakcje te przestały spełniać wymogi stosowania rachunkowości zabezpieczeń i zmiany ich wyceny są odzwierciedlane w rachunku zysków i strat, powiększając wynik na instrumentach pochodnych dotyczących działalności operacyjnej o 3,3 miliony złotych.

35. ZOBOWIĄZANIA I NALEŻNOŚCI WARUNKOWE

35.1. Należności warunkowe

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Od jednostek powiązanych:		
z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji	13 763	12 776
Od jednostek powiązanych razem	13 763	12 776
Od jednostek pozostałych:		
z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji	306	340
z tytułu otrzymanych weksli	149	90
Od jednostek pozostałych razem	455	430
Aktywa warunkowe razem	14 218	13 206

35.2. Zobowiązania warunkowe

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Na rzecz pozostałych jednostek*		
z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji	9 539	10 541
z tytułu wystawionych weksli	117	620
Pozostałe**	1 118	-
Na rzecz jednostek pozostałych razem	10 774	11 161
Zobowiązania warunkowe razem	10 774	11 161

* Zobowiązania warunkowe w walucie zostały przeliczone według kursów NBP odpowiednio z 31 grudnia 2012 roku oraz 31 grudnia 2011 roku.

** W 2012 roku Spółka podpisała umowę zastawu rejestrowego na wierzytelności z tytułu pożyczki.

35.3. Inne zobowiązanie warunkowe

35.3.1. Podatek od nieruchomości

PGNiG S.A. oszacowała ryzyko roszczeń z tytułu podatku od wyrobisk górniczych uznając, że jest ono niewielkie.

Ewentualne nieprzeterminowane zobowiązanie z tego tytułu, wraz z odsetkami, nie wykazane w sprawozdaniu finansowym, wynosi na dzień 31 grudnia 2012 roku 160,2 milionów złotych (na koniec 2011 roku 151,1 milionów złotych).

Biorąc pod uwagę wyrok Trybunału Konstytucyjnego z dnia 13 września 2011 roku nie ulega wątpliwości, że wyrobiska górnicze pojmowane jako przestrzenie w nieruchomościach gruntowych lub w górotworach, nie będąc obiektami budowlanymi, nie mogą podlegać opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości jako takie obiekty zarówno samodzielnie (jako wyrobiska w rozumieniu fizycznym) jak i wespół ze zlokalizowanymi w nich urządzeniami (jako wyrobiska w rozumieniu kompleksowym).

Zgodnie z ww. wyrokiem (sygn. akt P 33/09) w sprawie opodatkowania podatkiem od nieruchomości wyrobisk górniczych, wyrobiska górnicze nie są obiektami budowlanymi w rozumieniu przepisów Ustawy prawo budowlane (a tym samym Ustawy o podatkach i opłatach lokalnych). Zgodnie z uzasadnieniem wyroku za wyrobisko górnicze uważana jest przestrzeń w nieruchomości gruntowej lub górotworze powstała w wyniku robót górniczych, przy czym jako szczególny rodzaj wyrobisk górniczych należy traktować otwory wiertnicze (odwierty) (por. wyrok WSA we Wrocławiu z 31 stycznia 2006 roku, sygn. akt I SA/Wr 1064/04 oraz wyrok NSA z 20 września 2007 roku, sygn. akt II FSK 1016/06).

W związku z powyższym, tak rozumiane wyrobiska górnicze nie mogą podlegać opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości ani samodzielnie, ani wespół ze zlokalizowanymi w nich urządzeniami. W przedmiotowym wyroku Trybunał Konstytucyjny stwierdza natomiast, że nie istnieją przekonujące argumenty przemawiające generalnie przeciwko możliwości uznania obiektów zlokalizowanych w wyrobiskach górniczych, za obiekty budowlane, a rozstrzygnięcie tej kwestii leży w kompetencji organów podatkowych oraz sądów administracyjnych. Skład orzekający zastrzegł jednak, że za budowle w rozumieniu Ustawy o podatkach i opłatach lokalnych można uznać:

1. jedynie budowle wymienione *expressis verbis* w Ustawie prawo budowlane,
2. jedynie urządzenia techniczne scharakteryzowane w art. 3 pkt 9 Ustawy prawo budowlane, które zapewniają możliwość użytkowania obiektu budowlanego zgodnie z jego przeznaczeniem przy założeniu, że samo wyrobisko nie jest obiektem budowlanym.

Należy zaznaczyć, że w odwiertach niezwykle trudno zidentyfikować obiekty wymienione *expressis verbis* w Ustawie prawo budowlane, zatem ryzyko opodatkowania podatkiem od nieruchomości obiektów znajdujących się wewnątrz otworów wiertniczych jest niewielkie.

36. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE

36.1. Zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
W okresie 1 roku	11	5
W okresie od 1 do 5 lat	10	8
Powyżej 5 lat	-	-
Razem	21	13

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

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów	6 598	4 678
Stan realizacji umów na dzień bilansowy	(3 653)	(3 132)
Zobowiązania wynikające z umów po dniu bilansowym	2 945	1 546

37 INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH

PGNiG S.A. posiada udziały lub akcje w spółkach o profilu produkcyjnym i usługowym. Według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku PGNiG S.A. posiadała 55 podmiotów powiązanych, w tym:

- 25 spółek zależnych,
- 20 spółek pośrednio powiązanych,
- 2 spółki współzależne,
- 8 spółek stowarzyszonych.

37.1. Zakres podmiotów powiązanych na koniec 2012 roku

Nazwa jednostki	Kraj siedziby	Procentowy udział PGNiG S.A. w kapitale	
PGNiG S.A. (podmiot dominujący)	Polska	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Spółki zależne od PGNiG S.A.			
GEOFIZYKA Kraków S.A.	Polska	100,00%	100,00%
GEOFIZYKA Toruń S.A.	Polska	100,00%	100,00%
PGNiG Poszukiwania S.A. (obecnie Exalo Drilling S.A.)	Polska	100,00%	-
PGNiG Norway AS	Norwegia	100,00%	100,00%
Polish Oil And Gas Company – Libya B.V.	Holandia	100,00%	100,00%
INVESTGAS S.A.	Polska	100,00%	100,00%
Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa ¹⁾	Polska	100,00%	100,00%
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Geovita S.A.	Polska	100,00%	100,00%
PGNiG Technologie S.A.	Polska	100,00%	100,00%
PGNiG Energia S.A.	Polska	100,00%	100,00%
GK PGNiG Sales&Trading GmbH ²⁾	Niemcy	100,00%	100,00%
PGNiG Finance AB	Szwecja	100,00%	100,00%
PGNiG SPV1 Sp. z o.o. ³⁾	Polska	-	100,00%
PGNiG Termika S.A. ⁴⁾	Polska	71,44% ⁵⁾	-
Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
PGNiG Serwis Sp. z o.o.	Polska	100,00%	-
Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa Gazoprojekt S.A.	Polska	75,00%	75,00%
NYSAGAZ Sp. z o.o.	Polska	66,28%	66,28%
BUD-GAZ P.P.U.H. Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
PGNiG SPV4 Sp. o.o.	Polska	100,00%	-

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2012 roku
(w milionach złotych)

Spółki pośrednio powiązane od PGNiG S.A.			
Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło S.A. ⁶⁾	Polska	100,00%	100,00%
GK Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków ^{6), 7)}	Polska	100,00%	100,00%
Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA S.A. ⁶⁾	Polska	100,00%	100,00%
Poszukiwania Naftowe Diament Sp. z o.o. ⁶⁾	Polska	100,00%	100,00%
Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o. ⁶⁾	Polska	100,00%	100,00%
Oil Tech International F.Z.E.	UAE	100,00%	100,00%
Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Powiśle Park Sp. z o.o. (Warszawa)	Polska	100,00%	100,00%
Poltava Services LLC	Ukraina	99,00%	99,00%
CHEMKOP Sp. z o.o. Kraków	Polska	85,00%	85,00%
GAZ Sp. z o.o.	Polska	80,00%	80,00%
PT Geofizyka Toruń Indonezja LLC w likwidacji	Indonezja	55,00%	55,00%
XOOL GmbH	Niemcy	100,00%	100,00%
NAFT-STAL Sp. z o.o. w upadłości likwidacyjnej	Polska	67,40%	67,40%
Elektrociepownia Stalowa Wola S.A.	Polska	50,00%	50,00%
Al. Masharig – Geofizyka Toruń Limited Company w likwidacji	Arabia Saudyjska	50,00%	50,00%
Gazobudowa Kraków Sp. z o.o.	Polska	47,20%	47,20%
Przedsiębiorstwo Badawczo – Usługowe „Petromin” Sp. z o.o. w likwidacji	Polska	40,00%	40,00%
Geotermia Sp. z o.o.	Polska	25,00%	25,00%
Spółki współzależne od PGNiG S.A.			
SGT EUROPOL GAZ S.A. ⁸⁾	Polska	49,74%	49,74%
InterTransGas GmbH	Niemcy	50,00%	50,00%
Spółki stowarzyszone			
GAS – TRADING S.A.	Polska	43,41%	43,41%
Sahara Petroleum Technology Llc w likwidacji	Oman	49,00%	49,00%
PFK GASKON S.A.	Polska	45,94%	45,94%
"GAZOMONTAŻ" S.A.	Polska	45,18%	45,18%
"ZRUG" Sp. z o.o. (w Poznaniu)	Polska	40,06%	40,06%
ZWUG "INTERGAZ" Sp. z o.o.	Polska	38,30%	38,30%
"Dewon" ZSA	Ukraina	36,38%	36,38%
"ZRUG TORUŃ" S.A. w upadłości likwidacyjnej	Polska	25,24%	25,24%

¹⁾ GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa obejmuje Mazowiecką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. oraz jej spółkę zależną Powiśle Park Sp. z o.o.;

²⁾ GK PGNiG Sales & Trading obejmuje PGNiG Sales & Trading GmbH oraz jej spółkę zależną XOOL GmbH;

³⁾ W dniu 11 stycznia 2012 roku PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. nabyło 99,84 % akcji Vattenfall Heat Poland S.A. (obecnie PGNiG Termika S.A.). W dniu 31 grudnia 2012 roku nastąpiło połączenie ze spółką PGNiG Termika S.A., w wyniku którego PGNiG SPV1 Sp. z o.o. utraciła byt prawny.

⁴⁾ W dniu 31 grudnia 2012 roku nastąpiło połączenie spółek PGNiG Termika S.A. oraz PGNiG SPV1 Sp. z o.o., gdzie podmiotem przejmującym była PGNiG Termika S.A. PGNiG Termika S.A. stała się spółką zależną od PGNiG S.A.

⁵⁾ Udział PGNiG S.A. w kapitale PGNiG Termika. Udział w głosach 99,99%

⁶⁾ Od dnia 21 sierpnia 2012 roku spółka zależna od PGNiG Poszukiwania S.A.

⁷⁾ GK Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków obejmuje Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków S.A. oraz jej spółki zależne: Oil Tech International - F.Z.E. i Poltava Services LLC.

⁸⁾ W tym: 48,00 % udział bezpośredni, a 1,74% udział pośredni poprzez spółkę GAS - TRADING S.A.

37.2. Transakcje z podmiotami powiązаныmi

Podmiot powiązany		Sprzedaż do podmiotów powiązanych	Zakupy od podmiotów powiązanych	Otrzymane dywidendy	Przychody finansowe od podmiotów powiązanych	Koszty finansowe od podmiotów powiązanych	
Jednostki konsolidowane metodą pełną i metodą praw własności	31 grudnia 2012	533	4 913	328	384	113	
	31 grudnia 2011	334	4 863	533	412	8	
Jednostki stowarzyszone	31 grudnia 2012	27	-	-	-	-	
	31 grudnia 2011	-	-	-	-	-	
Pozostałe jednostki powiązane nie konsolidowane	31 grudnia 2012	5	10	3	3	-	
	31 grudnia 2011	10	16	2	6	-	
Razem podmioty powiązane	31 grudnia 2012	565	4 923	331	387	113	
	31 grudnia 2011	344	4 879	535	418	8	
Podmiot powiązany		Należności brutto od podmiotów powiązanych	Należności netto od podmiotów powiązanych	Udzielone pożyczki brutto podmiotom powiązanym	Udzielone pożyczki netto podmiotom powiązanym	Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania wobec podmiotów powiązanych	Zobowiązania z tytułu kredytów, pożyczek, papierów dłużnych wobec podmiotów powiązanych
Jednostki konsolidowane metodą pełną i metodą praw własności	31 grudnia 2012	151	148	6 110	6 110	805	2 317
	31 grudnia 2011	100	99	3 123	3 123	597	297
Jednostki stowarzyszone	31 grudnia 2012	4	4	-	-	7	-
	31 grudnia 2011	1	1	-	-	-	-
Pozostałe jednostki powiązane nie konsolidowane	31 grudnia 2012	85	1	146	117	86	-
	31 grudnia 2011	85	1	29	-	86	-
Razem podmioty powiązane	31 grudnia 2012	240	153	6 256	6 227	898	2 317
	31 grudnia 2011	186	101	3 152	3 123	683	297

W pozycji Należności brutto/netto od podmiotów powiązanych Spółka prezentuje należności z tytułu leasingu. Opis umowy leasingu zawartej z podmiotem powiązaniem znajduje się w nocie 14.1.

W 2012 roku Spółka nie zawarła żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązanimi na innych warunkach niż warunki rynkowe.

Spółka 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.

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

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

W roku 2012 roku PGNiG S.A. uzyskała największe obroty z następującymi podmiotami, których akcjonariuszem lub udziałowcem jest Skarb Państwa: Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., Grupa LOTOS S.A., KGHM Polska Miedź S.A., Krośnieńskie Huty Szkła KROSNO S.A. w upadłości, Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A., Zakłady Chemiczne POLICE S.A., Zakłady Azotowe w Tarnowie - Mościcach S.A., Huta Cynku „Miasteczko Śląskie” S.A.

W roku 2011 roku PGNiG S.A. uzyskała największe obroty z następującymi podmiotami, których akcjonariuszem lub udziałowcem jest Skarb Państwa: Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., Rafineria Trzebinia S.A., Zakłady Azotowe ANWIL S.A., Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A., Zakłady Azotowe KĘDZIERZYN S.A., Zakłady Chemiczne POLICE S.A., Zakłady Azotowe w Tarnowie - Mościcach S.A., PGE Elektrociepłownia Lublin-Wrotków Sp. z o.o.

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

Imię i nazwisko	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012		
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w 2012 roku	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2012 roku	Razem wynagrodzenie wypłacone w 2012 roku
	(w tysiącach złotych)		
Razem Zarząd w tym:	1 894,59	2 840,36	4 734,95
Grażyna Piotrowska-Oliwa - prezes zarządu	210,79	558,06	768,85
Radosław Dudziński - wiceprezes zarządu	330,21	858,43	1 188,64
Sławomir Hinc - wiceprezes zarządu	336,04	856,57	1 192,61
Mirosław Szkałuba - wiceprezes zarządu	369,06	423,16	792,22
Osoby zarządzające w 2012 roku, ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2012 roku:			
Marek Karabuła - wiceprezes zarządu**	229,85	88,86	318,71
Ewa Bernacik* - prokurent	105,85	37,43	143,28
Mieczysław Jakiel* - prokurent	91,08	17,85	108,93
Kazimierz Chrobak* - prokurent	221,71	-	221,71
Razem Rada Nadzorcza w tym:	363,15	213,52	576,67
Chmielewski Wojciech	40,30	-	40,30
Marcin Moryń	41,45	-	41,45
Mieczysław Kawecki	41,45	43,04	84,49
Agnieszka Chmielarz	41,45	45,24	86,69
Józef Głowacki	40,30	-	40,30
Mieczysław Puławski	41,45	-	41,45
Jolanta Siergiej	41,45	45,24	86,69
Janusz Pilitowski	40,30	-	40,30
Ewa Sibrecht-Ośka	32,66	-	32,66
Osoby nadzorujące w 2012 roku, ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2012 roku:			
Grzegorz Banaszek	1,44	-	1,44
Stanisław Rychlicki	0,90	80,00	80,90
Razem	2 257,74	3 053,88	5 311,62

*Kazimierz Chrobak, Mieczysław Jakiel, Ewa Bernacik pełnili funkcję prokurenta do 21 marca 2012 roku.

**Marek Karabuła był zatrudniony do 11 maja 2012 roku.

Imię i nazwisko	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011		
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w 2011 roku	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2011 roku	Razem wynagrodzenie wypłacone w 2011 roku
	(w tysiącach złotych)		
Razem Zarząd w tym:	3 100,14	4 364,70	7 464,84
Michał Szubski - prezes zarządu	356,41	1 456,22	1 812,63
Radosław Dudziński - wiceprezes zarządu	329,05	1 058,18	1 387,23
Sławomir Hinc - wiceprezes zarządu	325,13	1 058,18	1 383,31
Marek Karabuła - wiceprezes zarządu	272,07	270,76	542,83
Mirosław Szkaluba - wiceprezes zarządu	374,34	356,83	731,17
Ewa Bernacik - prokurent	357,77	85,25	443,02
Mieczysław Jakiel - prokurent	625,38	41,45	666,83
Osoby zarządzające w 2011 roku, ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2011 roku:			
Tadeusz Kulczyk – prokurent *	459,99	37,83	497,82
Razem Rada Nadzorcza w tym:	292,33	190,27	482,60
Stanisław Rychlicki	41,45	80,00	121,45
Marcin Moryń	41,45	-	41,45
Mieczysław Kawecki	43,02	41,26	84,28
Agnieszka Chmielarz	41,45	25,75	67,20
Grzegorz Banaszek	41,45	-	41,45
Mieczysław Puławski	41,45	-	41,45
Jolanta Siergiej	42,06	43,26	85,32
Razem	3 392,47	4 554,97	7 947,44

* W dniu 29 listopada 2011 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję o odwołaniu prokury Panu Tadeuszowi Kulczykowi.

37.5. Wspólne przedsięwzięcia

W 2012 roku PGNiG S.A. 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., Orlen Upstream Sp. z o.o., Aurelian Oil & Gas PLC (poprzez spółki zależne Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp.k. i Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k.), CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o., Tauron Polska Energia S.A., KGHM Polska Miedź S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A.

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

W 2012 roku PGNiG S.A. kontynuowała współpracę z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o. na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A.:

- „Płotki” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 12 maja 2000 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A.(operator) - 51%, FX Energy - 49%,
- „Płotki”-„PTZ” tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla na podstawie Umowy Operacyjnej Użytkowników Górniczych z dnia 26 października 2005 roku; udziały wynoszą PGNiG S.A. (operator) - 51%, FX Energy - 24,5%, CalEnergy - 24,5%,
- „Poznań” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 1 czerwca 2004 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A.(operator) - 51%, FX Energy – 49%,

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

- „Warszawa-Południe” (bloki 234, 235, 254, 255, 274N) na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 26 maja 2011 roku; udziały wynoszą: FX Energy (operator) - 51%, PGNiG S.A. - 49%
- „Ostrowiec” (bloki 163 i 164) na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 27 lutego 2009 roku; udziały wynoszą: FX Energy (operator) - 51%, PGNiG S.A. - 49%,
- Kutno” (bloki 211, 212, 231 i 232) na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 30 września 2010 roku; udziały wynoszą: FX Energy (operator) - 50%, PGNiG S.A. - 50%.

W 2012 roku na obszarach „Płotki” oraz „Płotki”-„PTZ” kontynuowano eksploatację złóż Roszków na obszarze „Płotki” oraz Zaniemyśl na obszarze „Płotki”-„PTZ”. Na obszarze „Płotki” rozpoczęto akwizycję zdjęcia sejsmicznego Donatowo-Rusocin 3D. Natomiast na obszarze „Płotki”-„PTZ” rozpoczęto *reprocessing* zdjęcia sejsmicznego Kaleje-Zaniemyśl 3D w celu wyboru optymalnej lokalizacji otworu eksploatacyjnego Zaniemyśl-4.

Na obszarze „Poznań” w 2012 roku kontynuowano eksploatację złóż gazu ziemnego Środa Wielkopolska, Kromolice i Kromolice S oraz zagospodarowanie złóż gazu ziemnego Winna Góra i Lisewo. Ponadto zakończono wiercenie otworu Komorze-3k, w którym odkryto złożę gazu ziemnego. Prowadzono również prace przygotowawcze do zabiegu szczelinowania w otworze poszukiwawczym Pławce-2 (*tight gas*). W rejonie Żerków-Pleszew zakończono *processing* i interpretację II etapu zdjęcia sejsmicznego 3D. Ponadto wyłoniono wykonawcę wiercenia i rozpoczęto montaż urządzenia dla otworu poszukiwawczego Mieczewo-1k. Wykonano również zdjęcia sejsmiczne Miłosław 3D i Taczanów 3D oraz rozpoczęto ich przetwarzanie.

Na obszarze „Warszawa-Południe” wykonano 234,2 km sejsmiki 2D oraz wykonano przetwarzanie danych sejsmicznych. Zakończono również *reprocessing* 4 archiwalnych profili sejsmicznych o łącznej długości 44,5 km. Ponadto wykonano interpretację geologiczną rejonu Potycz-Boglewice-Grójec obejmującego 563,7 km nowych profili sejsmicznych i 677,7 km archiwalnych profili sejsmicznych.

Na obszarze „Ostrowiec” kontynuowane były prace analityczne, natomiast na obszarze „Kutno” zakończono wiercenie głębokiego otworu poszukiwawczego Kutno-2.

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 2012 roku PGNiG S.A. kontynuowała współpracę z firmą EuroGas Polska Sp. z o.o. oraz Energia Bieszczady Sp. z o.o. na obszarze koncesyjnym „Bieszczady” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 1 czerwca 2007 roku. Udziały w przedsięwzięciu wynoszą: PGNiG S.A. (operator) - 51%, EuroGas Polska Sp. z o.o. - 24% i Energia Bieszczady Sp. z o.o. - 25%.

Na obszarze „Bieszczady” w 2012 roku zakończono sejsmiczne prace polowe 2D i rozpoczęto *processing* profili sejsmicznych w rejonie Jaśliska-Baligród. Ponadto zakończono polowe prace grawimetryczne oraz interpretację wyników pomiarów w rejonie Hoczew-Lutowiska. Uczestnicy zdecydowali o zabezpieczeniu otworu Niebieszczany-1, a kolejne prace związane z opróbowaniem tego otworu zaplanowano na 2013 rok. Ponadto rozpoczęto *reprocessing* archiwalnych profili sejsmicznych Kostarowce-Zahutyń 2D. Wykonano również prace polowe 2D w rejonie Rakowa-Paszowa.

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

W 2012 roku PGNiG S.A. kontynuowała współpracę z firmą Orlen Upstream Sp. z o.o., na obszarze „Sieraków” na podstawie umowy o wspólnych operacjach. Udziały w przedsięwzięciu wynoszą: PGNiG S.A. – 51%, Orlen Upstream Sp. z o.o. – 49%.

Na obszarze „Sieraków” w 2012 roku po analizie geologiczno-geofizycznej wyznaczono lokalizację otworu Sieraków-3 i rozpoczęto prace przygotowawcze w terenie. Otwór będzie wiercony, w miejsce wcześniej planowanego otworu Sieraków-2.

Aurelian Oil & Gas PLC, siedziba: 13/14 Hanover Street London W1S 1YH
Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółka zależna Aurelian Oil & Gas PLC), siedziba: Warszawa 00-654, ul. Śniadeckich 17
Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółka zależna Aurelian Oil & Gas PLC), siedziba: Warszawa 00-654, ul. Śniadeckich 17

Prace na koncesjach należących do Aurelian Oil & Gas PLC prowadzone były na obszarach:

- „Karpaty Zachodnie” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 17 grudnia 2009 roku z firmą Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółką zależną Aurelian Oil & Gas PLC); udziały wynoszą: Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. (operator) – 60%, PGNiG S.A. – 40%
- „Karpaty Wschodnie” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 17 grudnia 2009 roku z firmą Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółką zależną Aurelian Oil & Gas PLC); udziały wynoszą: Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. (operator) – 80%, PGNiG S.A. – 20%.

Na obszarze „Karpaty Zachodnie” w 2012 roku wykonano 110 km zdjęcia sejsmicznego 2D oraz rozpoczęto interpretację 108 km profili sejsmicznych 2D z rejonu Bielsko – Cieszyn – Bestwina i 27 km profili 2D z rejonu Budzów.

Na obszarze „Karpaty Wschodnie” w 2012 roku wykonano przetwarzanie zdjęcia sejsmicznego 2D w rejonie Jordanów i zakończono interpretację geologiczną zdjęcia sejsmicznego 2D Mszana Dolna-Jordanów.

Tauron Polska Energia S.A., siedziba: Katowice 40-114, ul. Ks. Piotra Ściegiennego 3

KGHM Polska Miedź S.A., siedziba: Lubin 59-301, ul. M. Skłodowskiej – Curie 48

PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., siedziba: Warszawa 00-496, ul. Mysia 2

ENEA S.A., siedziba: Poznań 60-201, ul. Górecka 1.

4 lipca 2012 roku PGNiG S.A. podpisała umowę ramową w zakresie poszukiwania i wydobycia gazu ziemnego oraz ropy naftowej z łupków na obszarze koncesji Wejherowo z czterema innymi polskimi spółkami: Tauron Polska Energia S.A., KGHM Polska Miedź S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. i Enea S.A. Zgodnie z umową wspólne prace będą prowadzone m.in. w rejonie Kochanowa, Częstkowa i Tępcza, na części należącej do PGNiG S.A. koncesji Wejherowo, na której wstępne badania potwierdziły występowanie niekonwencjonalnych złóż gazu. Współpraca spółek na koncesji Wejherowo obejmie obszar o powierzchni ok. 160 km². Szacowane nakłady na projekt Kochanowo – Częstkowo – Tępcz (KCT) wyniosą maksymalnie 1,7 mld zł. Na etapie prac poszukiwawczo-rozpoznawczych operatorem będzie PGNiG S.A.

37.6. Działalność poza granicami kraju

Ukraina

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

Fundusz statutowy (kapitał zakładowy) spółki wynosi 11,1 milionów UAH, to jest 4,3 milionów złotych (według średniego kursu NBP z dnia 31 grudnia 2012 roku) i dzieli się na 120 000 akcji o wartości nominalnej 92,89 UAH każda. Zaangażowanie w spółce wynosi 4,1 milionów UAH, to jest 1,7 milionów złotych (według średniego kursu NBP z dnia 31 grudnia 2012 roku). Wartość udziałów w księgach Spółki na 31 grudnia 2012 roku, wynosiła 2,5 milionów złotych i w całości była objęta odpisem aktualizującym.

Struktura własności akcji przedstawia się następująco:

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

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

Eksploatacja złoża Sachalińskiego odbywała się w ramach joint venture, na podstawie umowy zawartej przez spółkę Dewon Z.S.A z NAK „Nadra Ukrainy” (posiadaczem licencji na eksploatację węglowodorów) i spółką PoltavaNaftoGasGeologia. W dniu 24 kwietnia 2009 roku wygasła licencja na prowadzenie prac na złożu Sachalińskim, której posiadaczem była spółka NAK „Nadra Ukrainy”. Od tego momentu nastąpiła przerwa w działalności gospodarczej Spółki. Przerwa, wywołany brakiem licencji, a następnie brakiem umowy joint venture z nowym posiadaczem licencji (UkrNaftoBurienie) spowodował znaczące pogorszenie sytuacji finansowej Dewon.

W połowie roku 2012, po przeszło 3 letniej przerwie Spółka wznowiła wydobycie na złożu Sachalińskim we wschodniej Ukrainie. W dniu 15 maja 2012 roku podpisana została nowa umowa joint venture (trzystronna) z Ukrnaftoburienie (właściciel licencji) i spółką Golden Derrik. Odwiert nr 21 i odwiert 113 uruchomione zostały 25 czerwca 2012 roku, a trzeci odwiert nr 18 w dniu 7 lipca 2012 roku.

Oman

Kapitał zakładowy spółki **Sahara Petroleum Technology Llc** wynosi 150 tysięcy OMR (omańskich riali), to jest 1,2 milionów złotych (według średniego kursu NBP z dnia 24 grudnia 2012 roku, który był ostatnim ogłoszonym kursem dla tej waluty w 2012 roku) i dzieli się na 150 000 udziałów o wartości 1 OMR każdy. Zaangażowanie PGNiG S.A. w spółce wynosi 73,5 tysięcy riali,

to jest 0,9 milionów złotych (według średniego kursu NBP z dnia 24 grudnia 2012 roku, który był ostatnim ogłoszonym kursem dla tej waluty w 2012 roku).

Struktura własności udziałów przedstawia się następująco:

- | | | |
|--|-----------------|------|
| • PGNiG S.A. | 73 500 udziałów | 49%, |
| • Petroleum and Gas Technology Ilc
P.O. Box 3641, Ruwi, Sułtanat Omanu. | 76 500 udziałów | 51% |

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

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

Niemcy

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

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

Obaj partnerzy objęli po 50% udziałów w każdej ze spółek. Kapitały zakładowe założonych spółek wyniosły po 0,2 tysięcy EUR, to jest 0,8 miliona złotych (według średniego kursu NBP z dnia 31 grudnia 2012 roku), a ich siedziby znajdują się w Poczdamie (InterGasTrade GmbH) i Lipsku (InterTransGas GmbH).

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 i eksploatacja infrastruktury przesyłowej oraz 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.

W dniu 29 stycznia 2009 roku Zgromadzenie Wspólników InterTransGas GmbH podjęło uchwały w sprawie zatwierdzenia modelu biznesowego budowy gazociągu przesyłowego Börnicke – Hintersee – Police, zatwierdzenia planu gospodarczego na rok 2009 oraz wpłaty na kapitał rezerwowy przez wspólników po 3,0 milionów EUR. Dokapitalizowanie miało formę wpłaty na kapitał rezerwowy, bez emisji nowych udziałów. Pierwsza transza wpłaty na kapitał rezerwowy w wysokości po 0,7 milionów EUR od obydwu wspólników nastąpiła w czerwcu 2009 roku. Kolejna transza wpłaty na kapitał rezerwowy w wysokości po 2,3 milionów EUR przez każdego wspólnika nastąpiła w lipcu 2010 roku, po zawarciu 30 czerwca 2010 roku przez wspólników Aneksu do „Umowy wspólników o współpracy”, konkretyzującego warunki współpracy przy realizacji budowy gazociągu „Interkonektor Niemcy – Polska”, w szczególności w odniesieniu do praw i obowiązków wspólników ITG.

W dniu 13 grudnia 2011 roku Zgromadzenie Wspólników InterTransGas GmbH podjęło uchwałę o wycofaniu kapitału rezerwowego w wysokości 3,8 miliona EUR i wypłacie po połowie tej kwoty obydwu wspólnikom, tj. PGNiG S.A. i VNG AG. Wypłata kapitału nastąpiła przed końcem grudnia 2011 roku.

Od 1 marca 2012 roku po stronie niemieckiej wspólnikiem jest ONTRAS - VNG Gastransport GmbH („ONTRAS”) (100% spółka zależna VNG AG zajmująca się działalnością przesyłową). Udziały ITG zostały przeniesione przez VNG na ONTRAS w ramach rozdziału działalności sieciowej od produkcyjnej i obrotu.

Wspólnicy spółki ITG w 2012 roku, wyrazili zainteresowanie możliwością zbycia udziałów ITG na rzecz innego podmiotu. W 2012 roku podjęto działania mające na celu znalezienie potencjalnego nabywcy.

Na dzień 31 grudnia 2012 roku zaangażowanie PGNiG S.A. w spółce InterTransGas GmbH wynosiło 0,8 miliona EUR, to jest 3,5 milionów złotych (według średniego kursu NBP z dnia 31 grudnia 2012 roku). Wartość udziałów w księgach PGNiG S.A. na 31 grudnia 2012 roku wynosiła 5,2 milionów złotych.

W dniu 21 grudnia 2010 roku została zawiązana spółka POGC Trading GmbH z siedzibą w Monachium, o kapitale zakładowym 10 milionów EUR, to jest 40,9 milionów złotych (według średniego kursu NBP z dnia 31 grudnia 2012 roku). Całość udziałów objęła PGNiG S.A. za wkład pieniężny opłacony w grudniu 2010 roku. Wartość udziałów w księgach PGNiG S.A. na 31 grudnia 2012 roku wynosiła 39,7 milionów złotych.

Przedmiotem działalności spółki jest kupno i sprzedaż oraz obrót gazem, paliwami i innymi formami energii (związanymi z tymi produktami w formie fizycznej), a także obrót produktami pochodnymi i produktami finansowymi, z tym że obrót produktami pochodnymi i produktami finansowymi ma być prowadzony wyłącznie dla zabezpieczenia ryzyk własnych. W dniu 10 lutego 2011 roku spółka POGC Trading GmbH została wpisana do rejestru handlowego w Monachium.

W dniu 22 sierpnia 2011 roku Zgromadzenie Wspólników POGC Trading GmbH podjęło uchwałę o zmianie nazwy firmy na PGNiG Sales & Trading GmbH. Zmiana została zarejestrowana 25 sierpnia 2011 roku.

W listopadzie 2011 roku spółka podjęła działalność operacyjną zakupów gazu ziemnego na rynku europejskim z przeznaczeniem dla PGNiG S.A. Działalność handlowa na europejskim rynku gazu ziemnego była kontynuowana w 2012 roku.

W czerwcu 2012 roku PGNiG Sales & Trading GmbH nabyła 100% udziałów w spółce XOOOL GmbH o kapitale podstawowym 500 tysięcy EUR, zarejestrowanej w Monachium. Spółka XOOOL GmbH jest operatorem gazowym posiadającym sieć 16 600 odbiorców końcowych gazu ziemnego w Niemczech.

Norwegia

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

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

PGNiG Norway AS została powołana w szczególności dla wykonania umowy zawartej 28 lutego 2007 roku pomiędzy PGNiG S.A. a Mobil Development Norway AS i ExxonMobil Produktion Norway Inc. dot. 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 12% produkcji (pozostałe udziały posiadają British Petroleum – 24% (operator), Statoil – 36% oraz E.ON Ruhrgas – 28%) pochodzącej ze złoża Skarv/Snadd/Idun i w takiej samej proporcji obowiązek udziału w nakładach inwestycyjnych. Operatorem złoża jest British Petroleum. Złoże będzie zagospodarowane przy pomocy geostacjonarnej pływającej platformy wydobywczej (FPSO).

Ponadto w lutym 2010 roku spółka PGNiG Norway AS uzyskała od norweskiego Ministerstwa Nafty i Energii uprawnienia do wykonywania funkcji operatorskich na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

W marcu 2011 roku pływająca jednostka wydobywcza, magazynowania i załadunku (FPSO), przy użyciu, której będzie się odbywać eksploatacja złoża Skarv, została przetransportowana do Norwegii. Zakończona została również instalacja wszystkich podmorskich struktur (płyty fundamentowe, gazociągi itp.) na złożach Skarv i Idun. Ze względu na konieczność poddania platformy dodatkowym testom na szczelność w stoczni w Norwegii oraz na opóźnienie instalacji przewodów produkcyjnych wynikające z trudnych warunków pogodowych, przesunięto termin rozpoczęcia działalności wydobywczej na IV kwartał 2012 roku.

W 2012 roku PGNiG Norway AS, w wyniku rozstrzygnięcia rundy koncesyjnej, objęła na Norweskim Szelfie Kontynentalnym:

- 50% udziałów i operatorstwo w koncesji PL648S
- 20% udziałów w koncesji PL646; operatorem na tej koncesji jest Wintershall Norge AS (40% udziałów).

Na koniec 2012 roku spółka dysponowała łącznie udziałami w 10 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych. Głównym aktywem jest złoża Skarv, odkryte w 1998 roku. W 2007 roku do koncesji Skarv zostało dołączone pole Idun.

Na potrzeby prowadzenia działalności poszukiwawczej PGNiG Norway AS korzysta z następujących źródeł finansowania:

- Pożyczki od PGNiG S.A.. Począwszy od 2007 roku, PGNiG S.A. udziela spółce pożyczek na finansowanie działalności. Na dzień 31 grudnia 2012 roku całkowite zadłużenie PGNiG Norway AS z tytułu umów pożyczek udzielonych przez PGNiG S.A. wyniosło 5 959,2 milionów NOK, to jest 3 308,5 milionów złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2012 roku). W dniu 10 stycznia 2013 roku zawarta została kolejna pożyczka nr 5 na kwotę 500,0 milionów NOK.
- Kredytu zaciągniętego na podstawie umowy podpisanej z 7 międzynarodowymi bankami na łączną kwotę 400,0 milionów USD. Środki zostały przeznaczone głównie na przygotowanie złoża Skarv do eksploatacji i spłatę pożyczki od PGNiG S.A. z 2010 roku.

Na koniec roku 2012 roku zaangażowanie kapitałowe PGNiG S.A. w spółce PGNiG Norway AS wynosiło 1 092 milionów NOK, to jest 606,3 milionów złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2012 roku). Wartość udziałów w księgach PGNiG S.A. na 31 grudnia 2012 roku wynosiła 537,5 milionów złotych.

Dnia 31 grudnia 2012 roku uruchomione zostało wydobycie ropy i gazu ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. PGNiG Norway AS posiada 11,92% udziałów w złożu, a jego operatorem jest BP. Wydobycie PGNiG Norway AS w Norwegii ma wynieść w 2013 roku ok. 370 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami oraz ok. 0,3 mld m³ gazu. W 2014 roku planuje się wzrost wydobycia, ponieważ I kwartał 2013 wykorzystany będzie do rozruchu produkcji i sekwencyjnego włączania poszczególnych odwiertów do eksploatacji.

Holandia - Libia

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

Zmiana umowy spółki została zarejestrowana w Holandii w dniu 4 lutego 2008 roku. Nową umową spółki dokonano zmiany jej nazwy na **Polish Oil and Gas Company – Libya B.V.** („POGC – Libya B.V.”). Jedynym udziałowcem spółki jest PGNiG S.A. Jej kapitał zakładowy wynosi 26,7 tysięcy USD, to jest 82,8 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2012 roku).

Zarząd spółki POGC – Libya B.V. podjął działania, które doprowadziły do podpisania w lutym 2008 roku z firmą libijską National Oil Corporation („NOC”) umowy Exploration and Production Sharing Agreement („EPSA”), określającej warunki realizacji projektu poszukiwawczo-wydobywczego w Libii w związku z wygraniem przetargu na koncesję w obszarze 113 o powierzchni 5 494 km², położonym na pograniczu basenów Murzuq i Gadamesh w pobliżu granicy z Algierią. Zgodnie ze złożoną ofertą przetargową, firma zobowiązała się do wykonania prac poszukiwawczych na łączną kwotę 108 milionów USD, w tym: 3000 km² sejsmiki 2D, 1500 km² sejsmiki 3D i wykonania 8 otworów wiertniczych.

Zgodnie z zawartą umową EPSA, w przypadku odkrycia na powyżej opisanej koncesji komercyjnego złoża węglowodorów, zaalokowane do koncesji zgodnie z umową koszty, jako baza „cost recovery”, które zostały poniesione przez PGNiG S.A. za pośrednictwem POGC Libya B.V. mogą zostać zwrócone poprzez ich zaliczenie do przychodów uzyskiwanych z wydobycia węglowodorów.

Ze względu na wydarzenia jakie miały miejsce od połowy lutego 2011 roku w Libii, Zarząd Spółki POGC Libya B.V. podjął decyzję o ewakuacji z terenu tego kraju wszystkich zagranicznych pracowników i zorganizowaniu tymczasowego biura w Warszawie. Ewakuowany został również

personel zagraniczny większości podwykonawców. Zgodnie z treścią umowy EPSA, spółka złożyła władzom National Oil Corporation w Libii notyfikację z powołaniem się na klauzulę „siły wyższej” uzasadniającą wydłużenie terminu realizacji zobowiązań. W lutym 2012 roku Zarząd POGC – Libya B.V. nawiązał kontakt z władzami NOC w celu podjęcia rozmów na temat wznowienia działalności operacyjnej. W lutym 2012 roku została zawarta z PGNiG S.A. umowa wkładu, na mocy której POGC – Libya B.V. ma zostać dokapitalizowana kwotą stanowiącą równowartość do 20 milionów złotych. Wpłaty na kapitał są realizowane w transzach, bez emisji nowych udziałów. W dniu 1 lipca 2012 roku został podpisany aneks do przedmiotowej umowy wkładu, zgodnie z którym kwota wkładu kapitałowego zostaje zwiększona maksymalnie do 25,0 milionów USD, to jest 77,5 milionów złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2012 roku). W grudniu 2012 roku Spółka dokonała ciągnięcia pełnej kwoty objętej umową wkładu na finansowanie pierwszych odwiertów poszukiwawczych planowanych od początku 2013 roku.

W pozycji „pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży” Spółka wykazuje między innymi udziały w Spółce POGC Libya BV oraz dopłaty do udziałów tej Spółki. Na dzień 31 grudnia 2012 roku zaangażowanie Spółki w Spółce POGC Libya BV wynosiło 65,5 milionów EUR, to jest 267,8 milionów złotych oraz 27,4 milionów USD, to jest 85 milionów złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2012 roku). Wartość udziałów brutto w księgach Spółki na dzień 31 grudnia 2012 roku wyniosła 291,9 milionów złotych, natomiast dopłat do tych udziałów 86,2 milionów złotych. Spółka zawiązała odpis aktualizujący na wartość posiadanych udziałów w wysokości 13,3 milionów złotych.

W dniu 21 listopada 2012 roku Spółka POGC - Libya B.V. podpisała z libijską National Oil Corporation umowę znoszącą stan siły wyższej w ramach umowy EPSA. Jednocześnie obie strony uznały, iż w przypadku gdy skutki działania siły wyższej będą miały wpływ na terminową realizację zobowiązań koncesyjnych strony dopuszczają możliwość wydłużenia okresu poszukiwań. Biorąc pod uwagę wciąż niestabilną sytuację w regionie, POGC - Libya B.V. nie wznowiła realizacji zobowiązań koncesyjnych.

Szwecja

W dniu 29 kwietnia 2011 roku PGNiG S.A. nabyło udziały spółki Goldcup 5839 AB z siedzibą w Sztokholmie, o kapitale zakładowym 0,5 milionów SEK, to jest 0,2 milionów złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2012 roku). W dniu 20 czerwca 2011 roku została zarejestrowana zmiana nazwy spółki na PGNiG Finance AB.

Celem spółki jest pozyskanie finansowania, m.in. poprzez emisję euroobligacji na rynkach międzynarodowych oraz zaciąganie i udzielanie pożyczek inwestorom prywatnym, z wyłączeniem działalności wymagającej w Szwecji licencji. W dniu 30 września 2011 roku została podjęta decyzja o dokapitalizowaniu spółki kwotą 0,06 milionów EUR, to jest 0,2 milionów złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2012 roku), bez emisji nowych udziałów.

W lutym 2012 roku Spółka (we współpracy z PGNiG S.A.) dokonała emisji I transzy euroobligacji w kwocie 500 milionów EUR, to jest 2 044,1 milionów złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2012 roku). Obligacje są notowane na giełdzie w Luksemburgu. Środki pochodzące z emisji, po potrąceniu wynagrodzenia instytucji zaangażowanych w przygotowanie emisji, zostały przeznaczone na pożyczkę dla PGNiG S.A.

Wartość udziałów PGNiG Finance AB w księgach PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2012 roku wynosiła 0,5 milionów złotych.

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

PGNiG S.A. prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar, zawartej 18 maja 2005 roku pomiędzy PGNiG S.A. a rządem Pakistanu. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd. („PPL”), zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG S.A. („operator”) – 70%, PPL – 30%. W 2012 roku zakończono rekonstrukcję otworu Hallel-I i wiercenie z niego otworu poziomego Hallel-x1, w którym uzyskano przyływ gazu, po czym rozpoczęto budowę instalacji niezbędnej do przeprowadzenia wspólnego testu produkcyjnego dla otworów Rehman-1 i Hallel-X1. Ponadto wykonano dodatkową interpretację danych sejsmiki 3D, która potwierdziła obecność potencjalnych obiektów złożowych na północy koncesji. 6 lipca 2012 roku pakistański organ koncesyjny (*Directorate General of Petroleum Concessions*) zakwalifikował złożo Rehman jako niekonwencjonalne (*tight gas*). Uprawnia to udziałowców do zwiększenia ceny gazu o 50% w stosunku do ceny gazu ze złóż konwencjonalnych. W oparciu o wycenę koncesji Kirthar, dokonaną przez kanadyjską firmę DeGolyer&McNaughton, w 2012 roku operator podjął decyzję o wejściu w II etap

poszukiwawczy, w ramach którego do lipca 2014 roku odwiercony zostanie nowy otwór poszukiwawczy.

W Danii Spółka realizowała działalność poszukiwawczą na terenie koncesji 1/05. Udziały w koncesji wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 80%, Nordsofonden – 20%. W 2011 roku rozpoczęto wiercenie otworu poszukiwawczego Felsted-1. Wykonane na początku 2012 roku pomiary geofizyczne nie wykazały przemysłowego przyływu węglowodorów. Otwór został zlikwidowany. W związku z negatywnym wynikiem odwiertu PGNiG S.A. podjęła decyzję o nieprzedłużaniu koncesji 1/05 w Danii.

W Egipcie PGNiG S.A. prowadzi prace poszukiwawcze na koncesji Bahariya (Blok nr 3) na podstawie umowy *EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement)* z dnia 17 maja 2009 roku, podpisanej z rządem Egiptu. Spółka posiada 100% udziałów w wymienionej wyżej koncesji. W 2012 roku zakończono połowe prace sejsmiczne 2D (łącznie 2.300 km) i wykonano przetwarzanie i interpretację zdjęcia sejsmicznego 2D. W związku z wydłużającymi się procedurami administracyjnymi rozpoczęcie wiercenia otworu poszukiwawczego przewidywane jest na początku roku 2013.

Oddziały Spółki poza granicami kraju:

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

Oddział Operatorski w Pakistanie – Islamabad,
Oddział w Egipcie – Kair,
Oddział w Danii – Kopenhaga w trakcie procesu likwidacji.

38 ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH)

Zatrudnienie na koniec okresu w podziale na segmenty

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Segment poszukiwania i wydobywania	4 408	4 405
Segment obrotu i magazynowania	4 295	4 548
w tym Centrala	617	838
Segment pozostałych usług	37	38
Razem	8 740	8 991

Średnie zatrudnienie w okresie wyniosło 8 845 osób w 2012 roku (8 952 osób w 2011 roku).

39 ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM

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

PGNiG S.A. monitoruje stan kapitałów stosując wskaźnik dźwigni, który jest liczony jako stosunek zadłużenia netto do sumy kapitałów powiększonych o zadłużenie netto. Zasady Spółki stanowią, by wskaźnik ten nie przekroczył 35%. Do zadłużenia netto Spółka wlicza kredyty, pożyczki, dłużne papiery wartościowe, zobowiązania z tytułu leasingu finansowego, zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania (w tym długoterminowe), pomniejszone o środki pieniężne i ekwiwalenty środków pieniężnych. Kapitał obejmuje kapitał własny należny akcjonariuszom PGNiG S.A.

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
Kredyty i pożyczki, zobowiązania z tytułu leasingu finansowego oraz zobowiązania z tytułu emisji papierów dłużnych	8 269	3 591
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i inne zobowiązania	2 803	2 676
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (-)	(1 034)	(935)
Zadłużenie netto	10 038	5 332
Kapitał własny	21 981	20 273
Kapitał i zadłużenie netto	32 019	25 605
Wskaźnik dźwigni	31,4%	20,8%

40 INNE ISTOTNE INFORMACJE

40.1. Informacje na temat procesu restrukturyzacji

W 2012 roku obowiązywał, przyjęty w dniu 11 grudnia 2008 roku przez NWZ PGNiG S.A., „Program racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. lata 2009-2011 (III etap)” („Program”). Program wszedł w życie w styczniu 2009 roku jako Program o formule „na gotowość” oraz wymaga stosowania przez podmioty nim objęte jednolitej procedury. Decyzje o uruchomieniu Programu podejmowane mogą być wyłącznie w przypadku, gdy jest to uzasadnione skalą projektowanych działań restrukturyzacyjnych, związanych ze zmniejszeniem zatrudnienia i/lub likwidacją stanowisk.

Program wygaśnie w dniu 31 grudnia 2015 roku, chyba że jedna ze Stron Programu (Zarząd PGNiG S.A. lub Strona Społeczna) wypowie Program w terminie wcześniejszym.

Koszty świadczeń osłonowych przysługujące zwalnianym pracownikom na podstawie Programu pokrywane są z Centralnego Funduszu Restrukturyzacji („CFR”), którego dysponentem jest Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. lub z innych funduszy tworzonych na ten cel przez podmioty objęte Programem. Spółka prezentuje CFR w pozycji zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych.

Zgodnie z Uchwałą NWZ PGNiG S.A. nr 2/XII/2011 z dnia 7 grudnia 2011 roku funkcjonowanie Centralnego Funduszu Restrukturyzacji zakończy się w dniu 31 grudnia 2015 roku.

W okresie sprawozdawczym wnioski o uruchomienie Programu i wypłaty osłon z Centralnego Funduszu Restrukturyzacji złożyło 5 podmiotów objętych Programem tj.: PGNiG S.A. (Centrala), Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o., PGNiG Technologie S.A. (dwa wnioski), Geofizyka Kraków S.A. oraz PNiG Jasło S.A. na łączną kwotę 15,1 milionów złotych.

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

W 2012 roku toczyły się sprawy z powództwa PGNiG S.A. dotyczące uchylenia bądź stwierdzenia nieważności uchwał Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. dotyczących dopłat do kapitałów tej spółki.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwał Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku, w tym uchwały zobowiązującej PGNiG S.A. do dopłaty w kwocie 52 milionów złotych, toczyło się kolejno przed Sądem Okręgowym w Warszawie, Apelacyjnym w Warszawie i Sądem Najwyższym. W dniu 25 czerwca 2010 roku Sąd Okręgowy uwzględnił powództwo PGNiG S.A., stwierdzając nieważność uchwały o umorzeniu udziałów oraz uchwały o dopłatach. W dniu 12 listopada 2010 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła apelację do Sądu Okręgowego wraz z wnioskiem o zwolnienie od kosztów sądowych. W dniu 4 lipca 2011 roku PGNiG S.A. złożyła do Sądu Apelacyjnego w Warszawie odpowiedź na powyższą apelację. Sąd Apelacyjny wyrokiem z dnia 14 grudnia 2011 roku oddalił apelację PI GAZOTECH Sp. z o.o. od wyroku Sądu Okręgowego. W dniu 24 kwietnia 2012 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła skargę kasacyjną od powyższego rozstrzygnięcia. Sąd Apelacyjny 4 września 2012 roku przekazał akta sprawy do Sądu Najwyższego, przy czym na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania brak jest informacji czy Sąd Najwyższy postanowił przyjąć skargę do rozpoznania.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwały Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 19 stycznia 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 26 milionów złotych, toczyło się przed Sądem Okręgowym i Sądem Apelacyjnym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 18 października 2010 roku Sąd Okręgowy w Warszawie unieważnił uchwałę o dopłatach. W dniu 12 listopada 2010 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła apelację do Sądu Okręgowego wraz z wnioskiem o zwolnienie od kosztów sądowych. Sąd Okręgowy w Warszawie przyjął apelację do rozpoznania. W dniu 28 czerwca 2011 roku PGNiG S.A. złożyła do Sądu Apelacyjnego w Warszawie odpowiedź na powyższą apelację. Sąd Apelacyjny w Warszawie wyrokiem z dnia 22 czerwca 2012 roku oddalił apelację PI GAZOTECH Sp. z o.o. od wyroku Sądu Okręgowego w Warszawie. Spółka PI GAZOTECH Sp. z o.o. wniosła skargę kasacyjną od powyższego wyroku w dniu 30 października 2012 roku, a odpis skargi kasacyjnej doręczono pełnomocnikowi PGNiG S.A. w dniu 31 grudnia 2012 roku.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o. o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 6 października 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 6,6 milionów złotych zostało wszczęte przed Sądem Okręgowym w Warszawie. Wyrokiem

z dnia 30 maja 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG S.A. i uchylił postanowienie w sprawie zabezpieczenia powództwa PGNiG S.A. Postępowania w sprawie o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały o dopłatach oraz w sprawie utrzymania zabezpieczenia powództwa toczą się od 2008 roku przed Sądem Apelacyjnym i Sądem Okręgowym w Warszawie. Dnia 25 maja 2010 roku Sąd Apelacyjny zmienił postanowienie Sądu Okręgowego z dnia 30 maja 2008 roku w sprawie utrzymania zabezpieczenia powództwa i oddalił wnioski o uchylenie prawomocnego postanowienia o udzieleniu zabezpieczenia powództwa. Sąd Okręgowy na posiedzeniu w dniu 11 kwietnia 2011 roku wydał postanowienie o zawieszeniu postępowania w sprawie o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały o dopłatach. Sąd Okręgowy w Warszawie podjął postępowanie i w dniu 21 maja 2012 roku wydał wyrok stwierdzając nieważność uchwały Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. o dopłatach. Z dniem 12 czerwca 2012 roku wyrok ten stał się prawomocny.

40.3. Postępowania przed Prezesem UOKiK

28 grudnia 2010 roku Prezes UOKiK wszczął z urzędu postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego, polegającej na ograniczaniu zbytu ze szkodą dla kontrahentów lub konsumentów oraz przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji poprzez odmowę sprzedaży paliwa gazowego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać dalszej odsprzedaży gazu ziemnego, tj. NowyGaz Sp. z o.o. w Warszawie. Prezes UOKiK decyzją z dnia 5 lipca 2012 roku uznał powyższe działania PGNiG S.A. za praktykę ograniczającą konkurencję, stwierdził zaniechanie przez PGNiG S.A. stosowania tych praktyk z dniem 30 listopada 2010 roku i nałożył na PGNiG S.A. karę pieniężną w wysokości 60 milionów złotych. 24 lipca 2012 roku PGNiG S.A. odwołała się od decyzji Prezesa UOKiK do Sądu Okręgowego w Warszawie-Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

4 lipca 2011 roku Prezes UOKiK wszczął postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowym rynku detalicznej sprzedaży gazu ziemnego. W ocenie Prezesa UOKiK polegało ono na przeciwdziałaniu powstawaniu bądź rozwoju konkurencji na krajowym rynku detalicznej i hurtowej sprzedaży gazu ziemnego poprzez ograniczanie możliwości wypowiedzenia umowy kompleksowej na dostarczanie paliwa gazowego. W trakcie postępowania PGNiG S.A. dobrowolnie zobowiązała się do zmiany niektórych postanowień umownych. Prezes UOKiK decyzją z dnia 13 kwietnia 2012 roku odstąpił od nałożenia na PGNiG S.A. kary finansowej i zobowiązał Spółkę do zmiany niektórych postanowień umownych. PGNiG S.A. wywiązała się z zobowiązania wynikającego z powyższej decyzji Prezesa UOKiK.

9 lutego 2012 roku Prezes UOKiK wszczął postępowanie w sprawie stosowania przez PGNiG S.A. praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów. Prezes UOKiK zarzuca PGNiG S.A. stosowanie w ogólnych warunkach umowy kompleksowej dostarczania paliwa gazowego postanowienia wpisanego do rejestru niedozwolonych postanowień umownych. W trakcie postępowania PGNiG S.A. dobrowolnie zobowiązała się do zmiany niektórych postanowień umownych. Prezes UOKiK decyzją z dnia 10 sierpnia 2012 roku odstąpił od nałożenia na PGNiG S.A. kary finansowej i zobowiązał Spółkę do wprowadzenia nowego wzorca ogólnych warunków umowy. PGNiG S.A. wywiązuje się z zobowiązania wynikającego z powyższej decyzji Prezesa UOKiK.

40.4. Sprawa sporna ze spółką PBG S.A.

Spółka PBG S.A. w dniu 27 czerwca 2011 roku wystąpiła do Sądu Okręgowego w Warszawie XX Wydział Gospodarczy przeciwko PGNiG S.A. z pozwem o zapłatę spornej kwoty, stanowiącej równowartość potrąconych przez PGNiG S.A. z wynagrodzenia PBG S.A. naliczonych kar umownych z tytułu opóźnienia w realizacji przedmiotu umowy.

W ocenie Spółki roszczenie jest niezasadne ze względu na fakt, iż oddany przedmiot umowy obarczony był poważnymi wadami, a także z powodu faktycznie występujących, istotnych opóźnień w realizacji w/w umowy, uzasadniających naliczenie kar umownych. Dodatkowo według PGNiG S.A. roszczenia powoda uległy przedawnieniu. W dniu 27 lipca 2011 roku Spółka złożyła odpowiedź na pozew, wnosząc o oddalenie powództwa w całości.

Decyzją z dnia 9 kwietnia 2012 roku Sąd postanowił skierować PBG S.A. i PGNiG S.A. do mediacji. W dniu 22 maja 2012 roku powołany został w PGNiG S.A. Zespół mediacyjny do rozwiązania problemów dotyczących realizacji zadania pn. „Budowa Odazotowni Grodzisk”. W dniu 20 września 2012 roku została zawarta Ugoda pozasądowa pomiędzy PGNiG S.A. a PBG S.A. w upadłości układowej. W wyniku ugody PBG S.A. cofnęło w całości, za zgodą nadzorca sądowego

spółki, powództwo rozpoznawane przed Sądem Okręgowym w Warszawie XX Wydział Gospodarczy. Postanowieniem z dnia 31 października 2012 roku Sąd Okręgowy w Warszawie XX Wydział Gospodarczy umorzył postępowanie w sprawie.

W dniu 21 września 2012 roku do Sądu Rejonowego w Poznaniu XI Wydziału Gospodarczego do Spraw Upadłościowych i Naprawczych zostało złożone przez pełnomocnika PGNiG S.A. Zgłoszenie Wierzytelności względem upadłej Spółki PBG S.A., które zawierało m.in. Wierzytelność z tytułu wadliwego wykonania inwestycji Odazotowni Grodzisk.

40.5. Postępowanie przed Trybunałem Arbitrażowym

W wyniku nieudanych renegotjacji ceny gazu ziemnego dostarczanego w ramach „Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku” (kontrakt jamalski), PGNiG S.A. złożyła 20 lutego 2012 roku do Trybunału Arbitrażowego (z siedzibą w Sztokholmie) pozew przeciwko OAO Gazprom i OOO „Gazprom eksport”. W dniu 24 maja 2012 roku OAO Gazprom i OOO „Gazprom eksport” przedstawiły odpowiedź, w której odrzuciły argumenty zawarte w pozwie PGNiG S.A. Pomimo złożonego w Trybunale Arbitrażowym pozwu strony zawarły porozumienie na poziomie handlowym. 5 listopada 2012 roku PGNiG S.A. i OOO „Gazprom eksport” zawarły aneks do kontraktu jamalskiego, zmieniający warunki cenowe na dostawy gazu do Polski. Uzgodniona nowa formuła cenowa odzwierciedla zmiany, jakie zaszły na europejskim rynku gazu w ostatnich latach i uwzględnia bieżące notowania produktów ropopochodnych i gazu ziemnego. W związku z osiągniętym porozumieniem PGNiG S.A. wycofała pozew i postępowanie przed Trybunałem Arbitrażowym w Sztokholmie zostało zamknięte.

40.6. Kontrakty na dostawy paliwa gazowego oraz ropy naftowej

W 2012 roku PGNiG S.A. zawarła następujące istotne umowy długoterminowe na sprzedaż paliwa gazowego:

1. W dniu 24 grudnia 2012 roku podpisana została umowa z ZCh Police S.A. na dostawy paliwa gazowego w okresie od 1 stycznia do 30 września 2013 roku. Wolumen umowy to 300,5 mln m³, a wartość kontraktu wynosi ok. 410 mln złotych.

2. W dniu 19 grudnia 2012 roku został podpisany Aneks do umowy nr DK/KP/002/2008 na dostawy ropy naftowej do Rafinerii Trzebinia, umożliwiający realizację dostaw ropy Lubiatów z nowego projektu LMG (Lubiatów-Międzychód-Grotów) do Rafinerii. Współpraca z pozostałymi odbiorcami ropy naftowej nie uległa zmianie z formalnego punktu widzenia.

40.7. Kontrakty na zakup paliwa gazowego

1. W 2012 roku PGNiG S.A. kupowała gaz głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowego kontraktu importowego z Rosji, oraz umów średnio i krótkoterminowych na dostawy gazu z portfela dostawców europejskich, m.in.:

- Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport”, obowiązującego do 2022 roku;
- Umowy sprzedaży gazu Lasów z dnia 17 sierpnia 2006 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG., obowiązującej do 1 października 2016 roku;
- Umowy wg. standardu EFET z dnia 21 września 2011 roku z firmą GDF Suez Trading, na dostawy gazu ziemnego do VTP Gaspool (gaz transportowany jest przez PGNiG S.A. do polskiego systemu w Lasowie) w okresie od 1 października 2011 roku do 1 kwietnia 2012 roku, w ilości łącznej 1.888.560,00 MWh (ok. 170 mln m³);
- Umowy Ramowej z dnia 30 września 2009 roku z Vitol S.A. W ramach tej umowy zawarte zostały:
 - Transakcja Indywidualna z dnia 13 maja 2011 roku – dostawy gazu ziemnego do punktu zdawczo-odbiorczego na granicy polski-czeskiej w rejonie Cieszyna w ilości ok. 550 mln m³ rocznie, przez okres od 1 października 2011 roku do 1 października 2014 roku;
 - Transakcja Indywidualna z dnia 21 września 2011 roku – dostawy gazu ziemnego do VTP Gaspool (gaz transportowany był przez PGNiG S.A. do polskiego systemu w Lasowie) w okresie od 1 października 2011 roku do 1 kwietnia 2012 roku w ilości łącznej 1.888.560,00 MWh (ok. 170 mln m³).

2. PGNiG S.A. realizuje dostawy gazu stanowiące zaopatrzenie dla poszczególnych regionów Polski w ramach niżej wymienionych umów i kontraktów:

- Umowy skomasowanych usług w zakresie dostaw gazu pomiędzy Severomoravská plynárenská a.s. a PGNiG S.A. z dnia 27 marca 2008 roku. Na mocy aneksu umowa ta została przedłużona i obowiązuje do 31 grudnia 2013 roku Zaopatrzenie miasta Branice;
- Umowy na dostawy gazu ziemnego z dnia 26 października 2004 roku z NAK „Naftogaz Ukrainy”, obowiązującej do 2020 roku. Zaopatrzenie regionu Hrubieszowa (od 1 stycznia 2011 roku NAK Naftogaz Ukrainy nie realizuje dostaw, prowadzone są działania zmierzające do rozwiązania umowy);
- Umowy wg standardu EFET zawartej w dniu 28 września 2011 roku z firmą GDF SUEZ Trading, kupna - sprzedaży gazu ziemnego do VTP Gaspool (gaz transportowany jest przez PGNiG S.A. do polskiego systemu w Gubinie). Umowa obejmuje okres dostawy od 1 października 2011 roku do 1 października 2012 roku, w ilości ok. 55.339.200,00 kWh (ok.5 mln m³). Zaopatrzenie miasta Gubin.

3 W roku 2012 PGNiG S.A. kupowała od podmiotów spoza Grupy Kapitałowej PGNiG gaz zaazotowany podgrupy Ls i Lw, pochodzący z wydobycia na terenie Polski, w ramach wymienionych poniżej umów, obowiązujących do momentu wyczerpania złóż:

- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i FX Energy Poland Sp. z o.o. z dnia 8 grudnia 2005 roku (złoże Zaniemyśl).
- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i Calenergy Resources Poland Sp. z o.o. z dnia 8 grudnia 2005 roku (złoże Zaniemyśl).
- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i DPV Service Sp. z o.o. z dnia 13 stycznia 2009 roku (złoże Antonin) z przyczyn ekonomicznych została wstrzymana eksploatacja gazu od dnia 1 listopada 2012 roku.
- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i FX Energy Poland Sp. z o.o. z dnia 19 czerwca 2009 roku (złoże Roszków).
- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i FX Energy Poland Sp. z o.o. z dnia 8 grudnia 2010 roku (złoże Kromolice - Środa Wielkopolska - Kromolice S).
- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i FX Energy Poland Sp. z o.o. z dnia 4 czerwca 2012 roku (złoże Winna Góra).

4 W 2012 roku PGNiG S.A. zawarła następujące umowy:

- Dostawy z wykorzystaniem reverse flow na gazociągu jamalskim:
 - W celu obniżenia kosztów pozyskania gazu ziemnego, PGNiG S.A. złożyło do GAZ-SYSTEM S.A. wniosek o świadczenie usługi wirtualnego rewersu na „Gazociągu Jamalskim” w okresie 1 stycznia 2012 roku – 31 grudnia 2015 roku. GAZ-SYSTEM S.A. w wyniku przeprowadzenia procedury przydziału dostępnej zdolności polskiego odcinka gazociągu jamalskiego dla usług długoterminowego przesyłania zwrotnego (tzw. reverse flow) zawarł z PGNiG S.A. umowę o świadczenie tej usługi na warunkach przerywanych;
 - Na podstawie zawartej w dniu 27 października 2011 roku Umowy Ramowej na bazie EFET pomiędzy PGNiG S.A. a PGNiG Sales & Trading („PST”), strony zawierają krótkoterminowe umowy na dostawy gazu ziemnego. W 2012 roku PGNiG zakupiło od PST gaz ziemny w ilości łącznej 9 896 727 MWh.

Zmiany w posiadanych kontraktach.

Renegocjacja ceny gazu z Kontraktu Jamajskiego została opisana w nocie 40.5:

Nowe warunki cenowe Kontraktu jamajskiego odzwierciedlają zmiany, jakie zaszły na europejskim rynku gazu w ostatnich latach. W związku z tym wynegocjowana formuła cenowa będzie również uwzględniać bieżące ceny rynkowe gazu.

Renegocjacja ceny gazu z Umowy sprzedaży gazu Lasów z dnia 17 sierpnia 2006 roku.

W dniu 17 października 2012 roku PGNiG S.A. i VNG-Verbundnetz Gas AG podpisały Porozumienie zmieniające nr 1 do Umowy sprzedaży gazu Lasów z dnia 17 sierpnia 2006 roku. Na mocy niniejszego Porozumienia została uzgodniona nowa formuła cenowa dla ceny gazu, która zawiera zarówno elementy oparte na cenach produktów ropopochodnych i cenach rynkowych oraz nowa stawka opłaty za moc. Postanowienia przedmiotowego Porozumienia weszły w życie z dniem 1 października 2012 roku.

Zakontraktowana ilość gazu pozostała niezmieniona i wynosi ok. 400 mln m³ rocznie.

41 ZDARZENIA PO KOŃCU OKRESU SPRAWOZDAWCZEGO

1. Po końcu okresu sprawozdawczego PGNiG S.A. wyemitowała obligacje w ramach Programu Emisji Obligacji Krótkoterminowych z dnia 1 grudnia 2010 roku („Program”).

Obligatariuszami były spółki, w których PGNiG S.A. posiada udziały stanowiące 100% kapitału zakładowego, uprawniające do wykonania 100% ogólnej liczby głosów na Zgromadzeniu Wspólników.

W okresie od 31 grudnia 2012 roku do 5 marca 2013 roku Spółka przeprowadziła następujące emisje:

- emisja z dnia 4 stycznia 2013 roku 450 obligacji o łącznej wartości 45 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 1 lutego 2013 roku, o rentowności 4,51% w skali roku, została objęta przez Wielkopolską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 9 stycznia 2013 roku 500 obligacji o łącznej wartości 50 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 23 stycznia 2013 roku, o rentowności 4,51% w skali roku, została objęta przez Karpacką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 14 stycznia 2013 roku 110 obligacji o łącznej wartości 11 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 10 kwietnia 2013 roku, o rentowności 4,38% w skali roku, została objęta przez Pomorską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 21 stycznia 2013 roku 300 obligacji o łącznej wartości 30 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 22 marca 2013 roku, o rentowności 4,38% w skali roku, została objęta przez Wielkopolską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 22 stycznia 2013 roku 450 obligacji o łącznej wartości 45 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 22 lutego 2013 roku, o rentowności 4,41% w skali roku, została objęta przez Wielkopolską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 23 stycznia 2013 roku 500 obligacji o łącznej wartości 50 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 25 lutego 2013 roku, o rentowności 4,40% w skali roku, została objęta przez Karpacką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 23 stycznia 2013 roku 150 obligacji o łącznej wartości 15 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 10 kwietnia 2013 roku, o rentowności 4,36% w skali roku, została objęta przez Pomorską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 24 stycznia 2013 roku 150 obligacji o łącznej wartości 15 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 10 kwietnia 2013 roku, o rentowności 4,36% w skali roku, została objęta przez Pomorską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 24 stycznia 2013 roku 130 obligacji o łącznej wartości 13 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 11 lutego 2013 roku, o rentowności 4,41% w skali roku, została objęta przez Dolnośląską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 25 stycznia 2013 roku 500 obligacji o łącznej wartości 50 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 25 lutego 2013 roku, o rentowności 4,41% w skali roku, została objęta przez Dolnośląską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 25 stycznia 2013 roku 130 obligacji o łącznej wartości 13 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 8 lutego 2013 roku, o rentowności 4,40% w skali roku, została objęta przez Górnośląską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 28 stycznia 2013 roku 400 obligacji o łącznej wartości 40 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 1 marca 2013 roku, o rentowności 4,40% w skali roku, została objęta przez Karpacką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,

- emisja z dnia 1 lutego 2013 roku 450 obligacji o łącznej wartości 45 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 1 marca 2013 roku, o rentowności 4,35% w skali roku, została objęta przez Wielkopolską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 11 lutego 2013 roku 100 obligacji o łącznej wartości 10 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 4 marca 2013 roku, o rentowności 4,23% w skali roku, została objęta przez Dolnośląską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 15 lutego 2013 roku 193 obligacji o łącznej wartości 19,3 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 14 maja 2013 roku, o rentowności 4,12% w skali roku, została objęta przez Pomorską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 21 lutego 2013 roku 250 obligacji o łącznej wartości 25 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 16 maja 2013 roku, o rentowności 4,11% w skali roku, została objęta przez Pomorską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 22 lutego 2013 roku 800 obligacji o łącznej wartości 80 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 22 marca 2013 roku, o rentowności 4,13% w skali roku, została objęta przez Wielkopolską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 25 lutego 2013 roku 500 obligacji o łącznej wartości 50 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 25 marca 2013 roku, o rentowności 4,12% w skali roku, została objęta przez Karpacką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 25 lutego 2013 roku 400 obligacji o łącznej wartości 40 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 28 marca 2013 roku, o rentowności 4,12% w skali roku, została objęta przez Dolnośląską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 27 lutego 2013 roku 500 obligacji o łącznej wartości 50 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 27 marca 2013 roku, o rentowności 4,11% w skali roku, została objęta przez Karpacką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 1 marca 2013 roku 450 obligacji o łącznej wartości 45 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 2 kwietnia 2013 roku, o rentowności 4,11% w skali roku, została objęta przez Wielkopolską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 1 marca 2013 roku 400 obligacji o łącznej wartości 40 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 15 marca 2013 roku, o rentowności 4,11% w skali roku, została objęta przez Mazowiecką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 1 marca 2013 roku 200 obligacji o łącznej wartości 20 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 15 marca 2013 roku, o rentowności 4,11% w skali roku, została objęta przez Karpacką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 4 marca 2013 roku 150 obligacji o łącznej wartości 15 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 9 kwietnia 2013 roku, o rentowności 4,10% w skali roku, została objęta przez Dolnośląską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.,
- emisja z dnia 5 marca 2013 roku 150 obligacji o łącznej wartości 15 milionów złotych, z datą wykupu w dniu 19 marca 2013 roku, o rentowności 4,10% w skali roku, została objęta przez Wielkopolską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.

Celem Programu jest efektywne zarządzanie płynnością krótkoterminową w Grupie Kapitałowej PGNiG.

Wartość nominalna jednej Obligacji wynosi 0,1 miliona złotych. Wszystkie wyemitowane Obligacje są denominowane w złotych polskich i zostały zaoferowane w trybie emisji niepublicznej, wyłącznie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Po dokonaniu powyższych emisji, łączna wartość nominalna obligacji wyemitowanych w ramach tego Programu i będących w obrocie na dzień 5 marca 2013 roku wynosi 470,3 milionów złotych.

2. Po dniu bilansowym zarejestrowano prawne połączenie spółki PGNiG Poszukiwania S.A. (obecnie Exalo Drilling S.A.) oraz następujących spółek:

- Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło S.A.
- Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków S.A.
- Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA S.A.
- Poszukiwania Naftowe Diament Sp. z o.o.
- Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.

W wyniku połączenia pozostała Spółka PGNiG Poszukiwania S.A. (obecnie Exalo Drilling S.A.). Exalo Drilling S.A. to jedna z największych firm z branży poszukiwawczej na rynku Europy Środkowo-Wschodniej.

3. W dniu 21 lutego 2013 roku podpisany został Aneks nr 2 do Umowy Ramowej („Umowa”) z dnia 4 lipca 2012 roku w sprawie wspólnego poszukiwania i wydobycia węglowodorów z łupków opisanej w Nocie 37.5. niniejszego sprawozdania finansowego. Stronami Aneksu są wszystkie strony Umowy, tj. PGNiG, KGHM Polska Miedź S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., TAURON Polska Energia S.A. oraz ENEA S.A. (dalej łącznie jako „Strony”). Strony postanowiły o przedłużeniu terminu na ustalenie szczegółowych warunków współpracy do dnia 4 maja 2013 roku.

W przypadku, gdy w terminie do dnia 4 maja 2013 roku strony Umowy nie uzgodnią szczegółowych warunków współpracy, Umowa może zostać wypowiedziana przez każdą ze Stron. Ponadto, jeżeli w ciągu trzech miesięcy po dokonaniu tych uzgodnień, Strony nie uzyskają wszystkich wymaganych zgód korporacyjnych lub jeżeli do dnia 31 grudnia 2013 roku nie zostaną uzyskane wymagane zgody na dokonanie koncentracji, Umowa wygaśnie.