

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ZA 2016 ROK

sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi
Standardami Sprawozdawczości Finansowej
zatwierdzonymi przez Unię Europejską



SPIS TREŚCI

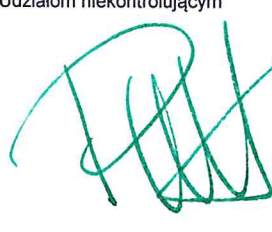

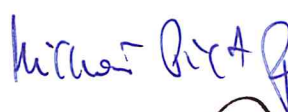
Sprawozdania podstawowe	3
1. Informacje ogólne.....	7
1.1. PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE I PODSTAWA SPORZĄDZENIA SPRAWOZDANIA	7
1.2. WPŁYW NOWYCH STANDARDÓW NA SPRAWOZDANIE GRUPY KAPITAŁOWEJ	9
1.3. ZMIANY PREZENTACJI W SPRAWOZDANIU FINANSOWYM	11
2. Opis Grupy Kapitałowej i segmenty sprawozdawcze	13
2.1. GŁÓWNE INFORMACJE O GRUPIE I SEGMENTACH SPRAWOZDAWCZYCH	13
2.2. DANE LICZBOWE DOTYCZĄCE SEGMENTÓW SPRAWOZDAWCZYCH.	15
2.3. INFORMACJE O TRANSAKcjACH Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI.....	17
2.4. INWESTYCJE W JEDNOSTKACH WYCENIANYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI.	19
3. Noty objaśniające do rachunku zysków i strat	22
3.1. PRZYCHODY ZE SPRZEDAŻY	22
3.2. KOSZTY OPERACYJNE	24
3.3. POZOSTAŁE PRZYCHODY I KOSZTY OPERACYJNE.....	25
3.4. KOSZTY FINANSOWE NETTO	25
3.5. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY	25
4. Noty objaśniające dotyczące opodatkowania.....	26
4.1. PODATEK DOCHODOWY	26
5. Noty objaśniające do sprawozdania z przepływów pieniężnych oraz informacje dotyczące zadłużenia	29
5.1. UZGODNIENIE ZADŁUŻENIA	29
5.2. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU ZADŁUŻENIA.....	30
5.3. KAPITAŁ WŁASNY I POLITYKA ZARZĄDZANIA KAPITAŁEM	32
5.4. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY	33
5.5. POZOSTAŁE WYJAŚNIENIA DOTYCZĄCE SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	34
6. Noty objaśniające do sprawozdania z sytuacji finansowej.....	36
6.1. AKTYWA TRWAŁE RZECZOWE I NIEMATERIALNE	36
6.2. KAPITAŁ OBROTOWY.....	44
6.3. REZERWY I ZOBOWIĄZANIA	47
7. Noty dotyczące instrumentów finansowych i zarządzania ryzykiem finansowym	53
7.1. INSTRUMENTY FINANSOWE	53
7.2. POCHODNE INSTRUMENTY FINANSOWE	56
7.3. ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM	60
8. Noty pozostałe.....	68
8.1. KAPITAŁ AKCYJNY I ZAPASOWY ZE SPRZEDAŻY AKCJI POWYŻEJ ICH WARTOŚCI NOMINALNEJ	68
8.2. ZYSK NA AKCJĘ	68
8.3. AKTYWA PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY	69
8.4. POZOSTAŁE AKTYWA.....	69
8.5. AKTYWA I ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE	70
8.6. WSPÓLNE DZIAŁANIA.....	70
8.7. ZMIANY W STRUKTURZE GRUPY W OKRESIE SPRAWOZDAWCZYM	72
8.8. POŁĄCZENIA PRZEDSIĘWZIĘĆ	72
8.9. INNE ISTOTNE INFORMACJE	76
8.10. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM	77

Sprawozdania podstawowe

Skonsolidowany rachunek zysków i strat	2016	2015	
Przychody ze sprzedaży gazu	26 429	30 263	Nota 3.1.
Przychody ze sprzedaży pozostałe	6 767	6 201	Nota 3.1.
Przychody ze sprzedaży	33 196	36 464	
Koszt sprzedanego gazu	(18 320)	(22 005)	Nota 3.2.
Zużycie innych surowców i materiałów	(2 427)	(2 211)	Nota 3.2.
Świadczenia pracownicze	(2 573)	(2 714)	Nota 3.2.
Usługi przesyłowe	(1 106)	(1 156)	
Pozostałe usługi	(1 412)	(1 235)	Nota 3.2.
Podatki i opłaty	(765)	(628)	
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(332)	(515)	Nota 3.3.
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	868	953	
Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	(1 155)	(873)	Nota 3.2.
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	5 974	6 080	Nota 2.2.
Amortyzacja	(2 614)	(2 790)	Nota 2.2.
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	3 360	3 290	Nota 2.2.
Koszty finansowe netto	(76)	(225)	Nota 3.4.
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	(74)	(51)	Nota 2.4.
Zysk przed opodatkowaniem	3 210	3 014	
Podatek dochodowy	(861)	(878)	Nota 4.1.
Zysk netto	2 349	2 136	
Zysk netto przypadający:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej	2 351	2 134	
Udziałom niekontrolującym	(2)	2	
Średnia ważona liczba akcji zwykłych (mln szt.)	5 867	5 900	
Zysk na akcję podstawowy i rozwodniony (w PLN)	0,40	0,36	

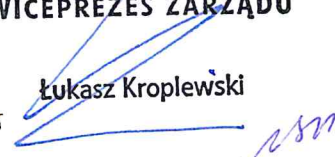
Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów	2016	2015	
Zysk netto	2 349	2 136	
Różnice kursowe z przeliczenia sprawozdań jednostek zagranicznych	23	15	
Rachunkowość zabezpieczeń	783	(431)	Nota 7.1.3
Aktualizacja wyceny aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży	2	-	
Podatek odroczone	(149)	82	
Pozostałe całkowite dochody podlegające przeklasyfikowaniu do wyniku	659	(334)	
Straty aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych	(29)	(35)	
Podatek odroczone	5	2	
Udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności	(2)	-	
Pozostałe całkowite dochody nie podlegające przeklasyfikowaniu do wyniku	(26)	(33)	
Pozostałe całkowite dochody netto	633	(367)	
Łączne całkowite dochody	2 982	1 769	

Łączne całkowite dochody przypadające:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej	2 984	1 767	
Udziałom niekontrolującym	(2)	2	

WICEPREZES ZARZĄDU

Łukasz Kroplewski

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych	2016	2015	
Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej			
Zysk netto	2 349	2 136	
Amortyzacja	2 614	2 790	
Podatek dochodowy bieżącego okresu	861	878	
Wynik z działalności inwestycyjnej	884	578	
Pozostałe korekty niepieniężne	368	430	Nota 5.5.2.
Podatek dochodowy zapłacony	(611)	(833)	
Zmiana stanu kapitału obrotowego	(543)	1 292	Nota 5.5.
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	5 922	7 271	
Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej			
Wydatki na nabycie środków trwałych w budowie dotyczących poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(713)	(986)	Nota 2.2.
Wydatki na pozostałe rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(2 255)	(2 168)	Nota 2.2.
Wydatki na nabycie udziałów w jednostkach powiązanych	(1 027)	(59)	
Pozostałe pozycje netto	153	66	
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 842)	(3 147)	
Przepływy pieniężne z działalności finansowej			
Wydatki z tytułu nabycia własnych akcji	(645)	-	
Wpływy z tytułu zadłużenia	451	1 948	Nota 5.1.
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	89	84	
Wydatki z tytułu zadłużenia	(1 021)	(1 578)	Nota 5.1.
Wypłacone dywidendy	(1 062)	(1 180)	Nota 3.5.
Wydatki z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	(78)	(81)	
Pozostałe pozycje netto	(3)	(22)	
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(2 269)	(829)	
Przepływy pieniężne netto	(189)	3 295	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	6 021	2 726	
Różnice kursowe dotyczące środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	(4)	(1)	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	5 832	6 021	Nota 5.5.3.

M. Krawiec
Zobacz

Krzysztof

WICEPREZES ZARZĄDU

Łukasz Kroplewski

Am

[Signature]

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

2016

2015*

2014*

AKTYWA

Rzeczowe aktywa trwałe	33 149	32 967	33 528	Nota 6.1.1.
Wartości niematerialne	1 079	1 138	1 113	Nota 6.1.2.
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	100	42	58	Nota 4.1.2.
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności	1 229	840	856	Nota 2.4.
Pozostałe aktywa	679	656	642	Nota 8.4.
Aktywa trwałe	36 236	35 643	36 197	
Zapasy	2 510	2 229	3 189	Nota 6.2.1.
Należności	4 288	3 379	4 241	Nota 6.2.2.
Pochodne instrumenty finansowe	623	709	567	Nota 7.2.
Pozostałe aktywa	129	146	132	Nota 8.4.
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	5 829	6 022	2 728	Nota 5.4.
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	57	164	147	Nota 8.3.
Aktywa obrotowe	13 436	12 649	11 004	
AKTYWA RAZEM	49 672	48 292	47 201	

ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY

Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	7 518	7 640	7 640	
Skumulowane pozostałe całkowite dochody	(4)	(637)	(270)	
Zyski zatrzymane	24 499	23 733	22 794	
Kapitał własny akcjonariuszy jednostki dominującej	32 013	30 736	30 164	
Kapitał własny udziałowców niekontrolujących	3	5	5	
KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	32 016	30 741	30 169	
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	1 346	5 799	5 069	Nota 5.1.
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	702	565	604	Nota 6.3.1.
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	1 641	1 540	1 580	Nota 6.1.1.1.
Pozostałe rezerwy	198	188	223	Nota 6.3.2.
Dotacje	815	843	843	Nota 6.3.3.
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	1 932	1 557	1 525	Nota 4.1.2.
Pozostałe zobowiązania	669	770	815	Nota 6.3.4.
Zobowiązania długoterminowe	7 303	11 262	10 659	
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	5 006	583	769	Nota 5.1.
Pochodne instrumenty finansowe	346	1 165	593	Nota 7.2.
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków [A]	3 179	2 765	3 306	Nota 6.2.3.
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	334	352	284	Nota 6.3.1.
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	20	33	28	Nota 6.1.1.1.
Pozostałe rezerwy	560	661	692	Nota 6.3.2.
Pozostałe zobowiązania	908	730	701	Nota 6.3.4.
Zobowiązania krótkoterminowe	10 353	6 289	6 373	
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	17 656	17 551	17 032	
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	49 672	48 292	47 201	

[A] W tym podatek dochodowy: 180 mln PLN (2015: 53 mln PLN)

*dane przekształcone

[Handwritten signature: Michał]
[Handwritten signature: Zdzisław]

[Handwritten signature: Michał]

WICEPREZES ZARZĄDU

[Handwritten signature: Łukasz Kroplewski]
Łukasz Kroplewski

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym

	Kapitał własny akcjonariuszy jednostki dominującej												
	Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej, w tym:			Skumulowane pozostałe całkowite dochody z tytułu:									
	kapitał akcyjny	kapitał ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	akcje własne	różnic kursowych z przeliczenia jednostek zagranicznych	stosowania rachunkowości zabezpieczeń	aktualizacji wyceny aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży	zysków/(strat) aktuarialnych dotyczących świadczeń pracowniczych	udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności	Zyski zatrzymane	Ogółem	Kapitał własny udziałowców niekontrolujących	Kapitał własny razem	
Stan na 1 stycznia 2015	5 900	1 740	-	(66)	(216)	-	12	-	22 794	30 164	5	30 169	
Zysk netto	-	-	-	-	-	-	-	-	2 134	2 134	2	2 136	
Pozostałe całkowite dochody netto	-	-	-	15	(349)	-	(33)	-	-	(367)	-	(367)	
Całkowite dochody razem	-	-	-	15	(349)	-	(33)	-	2 134	1 767	2	1 769	
Dywidenda	-	-	-	-	-	-	-	-	(1 180)	(1 180)	-	(1 180)	
Zmiany w Grupie	-	-	-	-	-	-	-	-	(15)	(15)	(2)	(17)	
Stan na 31 grudnia 2015	5 900	1 740	-	(51)	(565)	-	(21)	-	23 733	30 736	5	30 741	
Zysk netto	-	-	-	-	-	-	-	-	2 351	2 351	(2)	2 349	
Pozostałe całkowite dochody netto	-	-	-	23	634	2	(24)	(2)	-	633	-	633	
Całkowite dochody razem	-	-	-	23	634	2	(24)	(2)	2 351	2 984	(2)	2 982	
Dywidenda	-	-	-	-	-	-	-	-	(1 062)	(1 062)	-	(1 062)	
Nabycie akcji własnych	-	-	(645)	-	-	-	-	-	-	(645)	-	(645)	
Umorzenie akcji własnych	(122)	-	645	-	-	-	-	-	(523)	-	-	-	
Stan na 31 grudnia 2016	5 778	1 740	-	(28)	69	2	(45)	(2)	24 499	32 013	3	32 016	

Nota 8.1.

Nota 8.1.

WICEPREZES ZARZĄDU

Łukasz Kroplewski

[Signature]

[Signature]

[Signature]

[Signature]

[Signature]

[Signature]

1. Informacje ogólne

1.1. Podstawowe informacje o Grupie i podstawa sporządzenia sprawozdania

1.1.1. Podstawowe informacje o Grupie

Nazwa	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna
Siedziba	ul. Marcina Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
Rejestracja	Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy Wydział XVI Gospodarczy
KRS	0000059492
REGON	012216736
NIP	525-000-80-28
Przedmiot działalności	Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest poszukiwanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, import, magazynowanie oraz sprzedaż paliw gazowych, a także obrót energią elektryczną.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna jest Spółką dominującą w Grupie Kapitałowej PGNiG (GK PGNiG, Grupa Kapitałowa, Grupa). Akcje PGNiG S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. (GPW). Na dzień przekazania skonsolidowanego sprawozdania finansowego za 2016 rok, jedynym akcjonariuszem posiadającym co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGNiG S.A. był Skarb Państwa.

Grupa Kapitałowa jest jedyną pionowo zintegrowaną firmą w sektorze gazowym w Polsce, posiadającą wiodącą pozycję we wszystkich jego obszarach, jest również znaczącym producentem ciepła i energii elektrycznej w kraju. Obszar działalności Grupy Kapitałowej obejmuje poszukiwanie złóż, wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej, import, magazynowanie oraz obrót i dystrybucję paliw gazowych. Grupa Kapitałowa jest importerem paliwa gazowego z Rosji i Niemiec, jak i głównym producentem gazu ziemnego ze złóż krajowych. Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej jest jednym z kluczowych czynników zapewniających Grupie konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu w Polsce.

Szczegółowe informacje dotyczące segmentów działalności oraz jednostek objętych konsolidacją można znaleźć w **notcie 2**.

1.1.2. Podstawa sporządzenia sprawozdania

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF) zatwierdzonymi do stosowania w Unii Europejskiej (UE).

Zasady sporządzania skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe obejmuje dane jednostki dominującej, spółek zależnych oraz wspólnych ustaleń umownych (wspólnych przedsięwzięć i wspólnych działań).

Sprawozdania finansowe jednostek objętych konsolidacją oraz wyceną metodą praw własności sporządzane są za ten sam okres sprawozdawczy, w oparciu o jednolite zasady rachunkowości. W przypadkach, gdy jest to konieczne, w sprawozdaniach finansowych jednostek zależnych i wspólnych przedsięwzięć dokonuje się korekt dostosowujących zasady rachunkowości stosowane przez jednostkę do zasad stosowanych przez Grupę Kapitałową.

Wspólne ustalenia umowne ujmowane są zgodnie z zasadami przedstawionymi w **notach 2.4** oraz **8.7**.

Jednostki zależne są konsolidowane metodą pełną od dnia przejęcia, będącego dniem objęcia kontroli nad spółką, do dnia utraty tej kontroli. Kontrola występuje wówczas, gdy jednostka dominująca, z tytułu swojego zaangażowania w tę jednostkę, podlega ekspozycji na zmienne zwroty lub ma do nich prawa oraz możliwość wywierania wpływu na wysokość tych zwrotów poprzez sprawowanie władzy nad jednostką.

Objęcie kontroli nad jednostką stanowiącą przedsięwzięcie rozlicza się metoda nabycia. Na dzień przejęcia, możliwe do zidentyfikowania nabyte aktywa i przejęte zobowiązania jednostki przejmowanej stanowiącej przedsięwzięcie w rozumieniu MSSF 3 są wyceniane według ich wartości godziwej. Nadwyżka kosztu przejęcia (przekazana zapłata wyceniana do wartości godziwej, kwota wszelkich niekontrolujących udziałów w jednostce przejmowanej wycenionych zgodnie z MSSF 3 oraz w przypadku połączenia jednostek realizowanego etapami wartość godziwa na dzień przejęcia uprzednio posiadanego udziału) nad kwotą netto ustalonej na dzień przejęcia wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania nabytych aktywów i przejętych zobowiązań jest ujmowana jako wartość firmy. W przypadku, gdy koszt przejęcia jest niższy od kwoty netto ustalonej na dzień przejęcia wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania nabytych aktywów i przejętych zobowiązań, różnica ta ujmowana jest jako zysk w rachunku zysków i strat na dzień przejęcia (zysk

z okazijnego nabycia). Koszty transakcyjne ujmowane są w rachunku zysków i strat w momencie poniesienia. Udziały niekontrolujące wycenia się na moment przejęcia według proporcjonalnego udziału w aktywach netto jednostki zależnej lub według wartości godziwej.

W przypadku utraty kontroli nad jednostką zależną w danym okresie sprawozdawczym, w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym ujmowane są wyniki za tę część roku objętego sprawozdaniem, w którym to okresie jednostka dominująca posiadała taką kontrolę.

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

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z zasadą kosztu historycznego, z wyjątkiem instrumentów pochodnych wycenianych w wartości godziwej oraz aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone w złotych polskich (PLN).

Walutą funkcjonalną spółki PGNiG S.A. i walutą prezentacji niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego jest złoty polski (PLN).

Pozycje wyrażone w walucie obcej

Transakcje wyrażone w walutach obcych są **początkowo ujmowane** według kursu waluty funkcjonalnej, obowiązującego na dzień zawarcia transakcji.

Na **koniec okresu sprawozdawczego**:

- Pozycje pieniężne wyrażone w walutach obcych są przeliczane po kursie waluty funkcjonalnej (ogłoszonym przez NBP), obowiązującym na koniec okresu sprawozdawczego.
- Pozycje niepieniężne wyceniane według historycznej ceny nabycia lub kosztu wytworzenia wyrażonego w walucie obcej są przeliczane po kursie wymiany z dnia transakcji.

Różnice kursowe powstające z tytułu rozliczania pozycji pieniężnych lub z tytułu przeliczania pozycji pieniężnych po kursach innych niż te, po których zostały one przeliczone w momencie ich początkowego ujęcia, ujmują się w wyniku finansowym. Różnice kursowe stanowiące część zysku/straty z wyceny instrumentu zabezpieczającego w rachunkowości zabezpieczeń ujmują się w pozostałych całkowitych dochodach.

Dane finansowe jednostek i oddziałów znajdujących się poza granicami kraju, objętych skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym, wymagają przeliczenia na walutę prezentacji Grupy, tj. PLN. W tym celu dane wyrażone w walucie obcej, wynikające ze sprawozdań z sytuacji finansowej, przeliczone są po średnim kursie obowiązującym na koniec okresu sprawozdawczego (ogłoszonym dla danej waluty przez NBP), natomiast z rachunku zysków i strat – po kursie stanowiącym średnią arytmetyczną średnich kursów (ogłaszanych dla danej waluty przez NBP) na każdy dzień kończący miesiąc roku obrotowego.

Różnice kursowe powstałe z przeliczenia aktywów i zobowiązań jednostek zagranicznych ujmowane są w pozostałych całkowitych dochodach i kumulowane w oddzielnej pozycji kapitału własnego. W momencie zbycia podmiotu zagranicznego, zakumulowane różnice kursowe ujęte w kapitale własnym, dotyczące danego podmiotu zagranicznego, ujmowane są w rachunku zysków i strat jako wynik na zbyciu.

W celu zabezpieczenia się przed ryzykiem zmian kursów walutowych, Grupa wykorzystuje walutowe transakcje pochodne (zasady rachunkowości stosowane przez Grupę w odniesieniu do pochodnych instrumentów finansowych zostały przedstawione w **nocie 7.2.**).

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostało podpisane oraz zatwierdzone do publikacji przez Zarząd Jednostki Dominującej w dniu 8 marca 2017 roku.

1.2. Wpływ nowych standardów na sprawozdanie Grupy Kapitałowej

1.2.1. Zastosowane nowe i zmienione standardy i interpretacje

Na niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe miały wpływ następujące nowe i zmienione standardy oraz interpretacje, które weszły w życie od 1 stycznia 2016 roku:

Standard	Opis	Szacowany wpływ
Zmiany do MSR 1	W grudniu 2014 roku, w ramach prac związanych z tzw. inicjatywą dotyczącą ujawniania informacji, Rada Międzynarodowych Standardów Rachunkowości opublikowała poprawkę do MSR 1. Celem opublikowanej zmiany jest wyjaśnienie koncepcji istotności oraz wyjaśnienie, że jeżeli jednostka uzna, że dane informacje są nieistotne, wówczas nie powinna ich ujawniać nawet, jeżeli takie ujawnienie jest co do zasady wymagane przez inny MSSF. W zmienionym MSR 1 wyjaśniono, że pozycje prezentowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej oraz sprawozdaniu z wyniku i pozostałych całkowitych dochodów mogą być agregowane bądź dezagregowane w zależności od ich istotności. Wprowadzono również dodatkowe wytyczne odnoszące się do prezentacji sum częściowych w tych sprawozdaniach.	Grupa dokonała optymalizacji ujawnień informacji w sprawozdaniu finansowym poprzez zmianę sposobu prezentacji, zakresu i ilości ujawnień (biorąc pod uwagę ich istotność) oraz dotychczasowego sposobu agregacji danych finansowych.

Pozostałe zmiany nie wskazane powyżej nie miały zastosowania lub były nieistotne dla skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy.

1.2.2. Opublikowane standardy i interpretacje, które jeszcze nie obowiązują i nie zostały wcześniej zastosowane przez Grupę

W niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupa nie zdecydowała o wcześniejszym zastosowaniu następujących opublikowanych standardów, interpretacji lub poprawek do istniejących standardów dotyczących działalności Grupy przed ich datą wejścia w życie:

Standard	Opis	Szacowany wpływ	Data wejścia standardu w życie
MSSF 9 „Instrumenty finansowe”	Standard wprowadza model przewidujący następujące kategorie klasyfikacji aktywów finansowych: wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy, wyceniane w wartości godziwej przez pozostałe całkowite dochody i wyceniane według zamortyzowanego kosztu. Klasyfikacja jest dokonywana na moment początkowego ujęcia i uzależniona jest od przyjętego przez jednostkę modelu zarządzania instrumentami finansowymi oraz charakterystyki umownych przepływów pieniężnych z tych instrumentów. MSSF 9 wprowadza nowy model w zakresie ustalania odpisów aktualizujących – model oczekiwanych strat kredytowych. Większość wymogów MSR 39 w zakresie klasyfikacji i wyceny zobowiązań finansowych została przeniesiona do MSSF 9 w niezmienionym kształcie. Kluczową zmianą jest nałożony na jednostki wymóg prezentowania w innych całkowitych dochodach skutków zmian własnego ryzyka kredytowego z tytułu zobowiązań finansowych wyznaczonych do wyceny w wartości godziwej przez wynik finansowy. W zakresie rachunkowości zabezpieczeń zmiany miały na celu ściślej dopasować rachunkowość zabezpieczeń do zarządzania ryzykiem.	Grupa jest w trakcie analizy wpływu MSSF 9 na skonsolidowane sprawozdanie finansowe. Wstępnie oceniono, iż MSSF 9 może mieć wpływ na skonsolidowane sprawozdanie finansowe w obszarze rachunkowości zabezpieczeń oraz tworzenia odpisów na należności na bazie oczekiwanych strat kredytowych, w odniesieniu do których Grupa spodziewa się wpływu bilansowego poprzez zwiększenie odpisów aktualizujących bilansu otwarcia. Nie oczekuje się jednak aby wysokość odpisów na należności uległa znaczącej zmianie. Grupa zakłada, że instrumenty zabezpieczające obecnie wyznaczone do rachunkowości zabezpieczeń nie ulegną zmianie. Grupa nie spodziewa się zmian w zakresie wyceny do wartości	1 stycznia 2018 roku. Na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, MSSF 9 nie został jeszcze zatwierdzony przez Unię Europejską. Grupa zastosuje MSSF 9 po jego zatwierdzeniu przez Unię Europejską.

Standard	Opis	Szacowany wpływ	Data wejścia standardu w życie
		godziwej. Grupa planuje przeprowadzenie szczegółowej analizy wpływu i wdrożenia nowego standardu w roku 2017.	
MSSF 15 „Przychody z umów z klientami”	Zasady przewidziane w MSSF 15 dotyczyć będą wszystkich umów skutkujących przychodami. Fundamentalną zasadą nowego standardu jest ujmowanie przychodów w momencie transferu towarów lub usług na rzecz klienta, w wysokości ceny transakcyjnej. Wszelkie towary lub usługi sprzedawane w pakietach, które da się wyodrębnić w ramach pakietu, należy ujmować oddzielnie, ponadto wszelkie upusty i rabaty dotyczące ceny transakcyjnej należy co do zasady alokować do poszczególnych elementów pakietu. W przypadku, gdy wysokość przychodu jest zmienna, zgodnie z nowym standardem kwoty zmienne są zaliczane do przychodów, o ile istnieje duże prawdopodobieństwo, że w przyszłości nie nastąpi odwrócenie ujęcia przychodu w wyniku przeszacowania wartości. Ponadto, zgodnie z MSSF 15 koszty poniesione w celu pozyskania i zabezpieczenia kontraktu z klientem należy aktywować i rozliczać w czasie przez okres konsumowania korzyści z tego kontraktu.	Grupa przeprowadziła analizę wpływu MSSF 15 na skonsolidowane sprawozdanie finansowe, w wyniku której stwierdzono, że zmiany standardów nie będą miały znaczącego wpływu na skonsolidowane sprawozdanie finansowe w okresie ich pierwszego zastosowania	1 stycznia 2018 roku. Na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego MSSF 15 nie został jeszcze zatwierdzony przez Unię Europejską. Grupa zastosuje MSSF 15 od 1 stycznia 2018 r.
MSSF 16 „Leasing”	Nowy standard ustanawia zasady ujęcia, wyceny, prezentacji oraz ujawnień dotyczących leasingu. Wszystkie transakcje leasingu skutkują uzyskaniem przez leasingobiorcę prawa do użytkowania aktywa oraz zobowiązania z tytułu obowiązku zapłaty. Tym samym, MSSF 16 znosi klasyfikację leasingu operacyjnego i leasingu finansowego zgodnie z MSR 17 i wprowadza jeden model dla ujęcia księgowego leasingu przez leasingobiorcę. Leasingobiorca będzie zobowiązany ująć: (a) aktywa i zobowiązania dla wszystkich transakcji leasingu zawartych na okres powyżej 12 miesięcy, z wyjątkiem sytuacji, gdy dane aktywum jest niskiej wartości; oraz (b) amortyzację leasingowanego aktywa odrębnie od odsetek od zobowiązania leasingowego w sprawozdaniu z wyników. MSSF 16 w znaczącej części powtarza regulacje z MSR 17 dotyczące ujęcia księgowego leasingu przez leasingodawcę. W konsekwencji, leasingodawca kontynuuje klasyfikację w podziale na leasing operacyjny i leasing finansowy oraz odpowiednio różnicuje ujęcie księgowe.	Według wstępnej oceny MSSF 16 potencjalnie może mieć wpływ na sprawozdanie finansowe Spółki głównie z uwagi na korzystanie przez Spółkę z prawa wieczystego użytkowania gruntów. Grupa nie dokonała jeszcze analizy potencjalnego wpływu na sprawozdanie finansowe. Szczegółowa analiza zostanie przeprowadzona w okresie 2018 – 2019 .	1 stycznia 2019 roku. Na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, zmiana ta nie została jeszcze zatwierdzona przez Unię Europejską. Grupa zastosuje MSSF 16 po jego zatwierdzeniu przez Unię Europejską.
Zmiany do MSR 7: Inicjatywa dotycząca ujawniania informacji	Jednostki będą zobowiązane ujawnić uzgodnienie zmian w zobowiązaniach wynikających z działalności finansowej.	Zmiana ma wpływ na skonsolidowane sprawozdanie finansowe za 2016 rok. Grupa prezentuje uzgodnienie długu netto w nocie 5.1.	1 stycznia 2017 roku.

Pozostałe opublikowane, lecz jeszcze nieobowiązujące standardy i interpretacje nie dotyczą działalności Grupy.

1.3. Zmiany prezentacji w sprawozdaniu finansowym

W skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za 2016 rok, Grupa dokonała zmiany prezentacji w odniesieniu do następujących pozycji sprawozdania z sytuacji finansowej:

- aktywa i zobowiązania z tytułu podatku odroczonego – zgodnie z MSR 12 dokonano kompensaty aktywów i zobowiązań z tytułu podatku odroczonego;
- środki pieniężne Funduszu Likwidacji Zakładu Górniczego – Grupa dokonała szczegółowej analizy tej pozycji, w wyniku czego dokonano przeniesienia z pozycji „Środki pieniężne i ich ekwiwalenty” do pozycji „Pozostałe aktywa” (w części długoterminowej aktywów).

W związku z retrospektywnym zastosowaniem wyżej wymienionych zmian, w sprawozdaniu z sytuacji finansowej zaprezentowane zostały przekształcone dane na dzień 1 stycznia 2015 roku i 31 grudnia 2015 roku.

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Stan na 31 grudnia 2015 przed zmianą	Kompensata podatku odroczonego	Reklasyfikacja środków pieniężnych o długoterminowym ograniczeniu dysponowania	Stan na 31 grudnia 2015 po zmianie
AKTYWA				
Aktywa trwałe	36 959	(1 533)	217	35 643
w tym:				
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	1 575	(1 533)	-	42
Pozostałe aktywa	439	-	217	656
Aktywa obrotowe	12 866	-	(217)	12 649
w tym:				
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	6 239	-	(217)	6 022
AKTYWA RAZEM	49 825	(1 533)	-	48 292
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY				
KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	30 741	-	-	30 741
Zobowiązania długoterminowe	12 795	(1 533)	-	11 262
w tym:				
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	3 090	(1 533)	-	1 557
Zobowiązania krótkoterminowe	6 289	-	-	6 289
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	19 084	(1 533)	-	17 551
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	49 825	(1 533)	-	48 292



Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Stan na 1 stycznia 2015 przed zmianą	Kompensata podatku odroczonego	Reklasyfikacja środków pieniężnych o długoterminowym ograniczeniu dysponowania	Stan na 1 stycznia 2015 po zmianie
AKTYWA				
Aktywa trwałe	37 692	(1 725)	230	36 197
w tym:				
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	1 783	(1 725)	-	58
Pozostałe aktywa	412	-	230	642
Aktywa obrotowe	11 234	-	(230)	11 004
w tym:				
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 958	-	(230)	2 728
AKTYWA RAZEM	48 926	(1 725)	-	47 201
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY				
KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	30 169	-	-	30 169
Zobowiązania długoterminowe	12 384	(1 725)	-	10 659
w tym:				
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	3 250	(1 725)	-	1 525
Zobowiązania krótkoterminowe	6 373	-	-	6 373
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	18 757	(1 725)	-	17 032
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	48 926	(1 725)	-	47 201

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych	Stan na 31 grudnia 2015 przed zmianą	Reklasyfikacja środków pieniężnych o długoterminowym ograniczeniu dysponowania	Stan na 31 grudnia 2015 po zmianie
Przeptywy pieniężne netto z działalności operacyjnej	7 258	13	7 271
w tym:			
Zmiana stanu kapitału obrotowego	1 279	13	1 292
Przeptywy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 147)	-	(3 147)
Przeptywy pieniężne netto z działalności finansowej	(829)	-	(829)
Przeptywy pieniężne netto	3 282	13	3 295
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	2 956	(230)	2 726
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	6 238	(217)	6 021

2. Opis Grupy Kapitałowej i segmenty sprawozdawcze

2.1. Główne informacje o Grupie i segmentach sprawozdawczych.

Skonsolidowane sprawozdanie zawiera dane Jednostki Dominującej oraz:

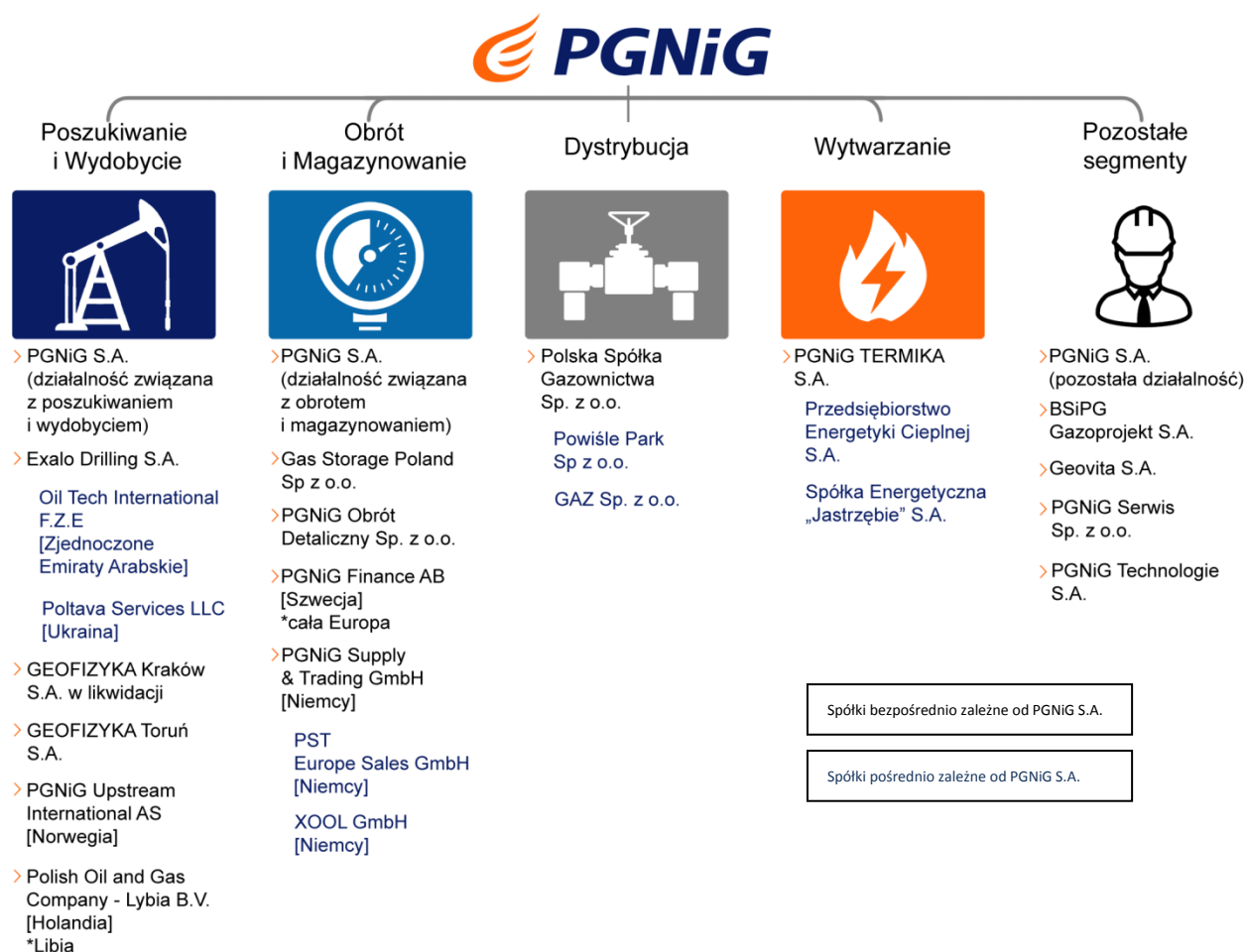
- 15 spółek zależnych od PGNiG,
- 8 spółek pośrednio zależnych od PGNiG.

Udziały, posiadane przez Jednostkę Dominującą, w konsolidowanych spółkach zależnych stanowią 100%, poza jednostką BSiPG Gazoprojekt S.A., w której PGNiG S.A. posiada łącznie 75% udziałów (w tym udział bezpośredni - 22,5% oraz udział pośredni poprzez spółkę PGNiG Technologie S.A. - 52,5%).

Aktywa i zobowiązania spółek z udziałami niedającymi kontroli nie stanowią istotnych kwot.

W ramach Grupy Kapitałowej identyfikuje się 5 segmentów sprawozdawczych.

Poniżej przedstawiono podział jednostek Grupy Kapitałowej PGNiG, konsolidowanych metodą pełną, na wyróżnione segmenty sprawozdawcze. Więcej informacji na temat struktury Grupy Kapitałowej znaleźć można w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG, w rozdziale 6.1.








[] - Kraj rejestracji jednostki (inny niż Polska)

* Główne miejsce prowadzenia działalności (inne niż kraj rejestracji)

Rysunek 1 **Struktura Grupy wg. segmentów operacyjnych**

Segmenty sprawozdawcze zostały ustalone w oparciu o rodzaj działalności prowadzonej przez spółki Grupy. Poszczególne segmenty operacyjne zostały zagregowane do segmentów sprawozdawczych na podstawie kryteriów agregacji wskazanych w tabeli poniżej. Głównym decydentem operacyjnym (CODM) jest Zarząd jednostki dominującej.

Segment	Opis segmentu	Segmenty operacyjne i kryteria agregacji
Poszukiwanie i wydobywanie 	<p>Podstawową działalnością segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje proces poszukiwania i wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Segment sprzedaje gaz ziemny bezpośrednio ze złóż, ropę naftową i inne produkty w kraju i za granicą.</p>	<p>Segmenty operacyjne wchodzące w skład tego segmentu sprawozdawczego to poszczególne oddziały PGNiG S.A. w części zajmującej się poszukiwaniem i wydobywaniem węglowodorów oraz poszczególne spółki Grupy Kapitałowej wskazane na Rysunku 1.</p> <p>Żaden z segmentów operacyjnych nie stanowi znaczącego segmentu, stąd dokonano agregacji ze względu na podobieństwa charakterystyki ekonomicznej oraz spełniania większości kryteriów agregacji. Główne przesłanki stanowiące podstawę do dokonania agregacji segmentów operacyjnych do segmentu sprawozdawczego to: podobieństwo produktów i usług, natury procesu produkcji, rodzaju klientów oraz podobieństwo ekonomiczne (ekspozycja na jednolite ryzyko rynkowe, znajdująca odzwierciedlenie w skorelowanych wynikach (marżach) uzyskiwanych przez poszczególne segmenty operacyjne wchodzące w skład segmentu sprawozdawczego).</p>
Obrót i magazynowanie 	<p>Segment prowadzi sprzedaż gazu ziemnego importowanego, wydobywanego ze złóż oraz zakupionego na giełdach gazu, wykorzystuje podziemne magazyny gazu na potrzeby handlowe (magazyny gazu zlokalizowane w Mogilnie, Wierchowicach, Husowie, Brzeźnicy, Strachocinie i w Swarzowie) oraz prowadzi działalność w obszarze obrotu energią elektryczną.</p>	<p>Segmenty operacyjne wchodzące w skład tego segmentu sprawozdawczego to PGNiG S.A. w części zajmującej się obrotem paliwem gazowym i energią elektryczną oraz poszczególne spółki Grupy Kapitałowej wskazane na Rysunku 1.</p> <p>Główne przesłanki stanowiące podstawę do dokonania agregacji segmentów operacyjnych do segmentu sprawozdawczego to: podobieństwo produktów i usług, podobieństwo w zakresie rodzaju klientów odbierających produkty/usługi oraz podobna charakterystyka ekonomiczna.</p>
Dystrybucja 	<p>Podstawową działalność segmentu stanowi dystrybucja gazu ziemnego siecią dystrybucyjną do odbiorców indywidualnych, przemysłowych i hurtowych oraz eksploatacja, remonty i rozbudowa sieci dystrybucyjnej.</p>	<p>Segment operacyjny pokrywa się z segmentem sprawozdawczym Dystrybucja, w jego skład wchodzi jedna spółka - Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.</p>
Wytwarzanie 	<p>Segment obejmuje swym zakresem działalność polegającą na wytwarzaniu oraz sprzedaży energii elektrycznej i ciepła.</p>	<p>Segmenty operacyjne wchodzące w skład tego segmentu sprawozdawczego to spółka PGNiG TERMIKA S.A. oraz poszczególne spółki od niej zależne, wskazane na Rysunku 1.</p> <p>Główne przesłanki stanowiące podstawę do dokonania agregacji segmentów operacyjnych do segmentu sprawozdawczego to podobieństwo produktów i usług, podobieństwo w zakresie rodzaju klientów odbierających produkty/usługi oraz podobna charakterystyka ekonomiczna.</p>
Pozostałe segmenty 	<p>Segment obejmuje działalności niekwalifikujące się do wymienionych wcześniej segmentów, tj. projektowanie i realizacja obiektów budowlanych oraz maszyn i urządzeń dla sektora górniczego oraz paliwowo-energetycznego, a także świadczenie usług z zakresu branży hotelarskiej</p>	<p>Segmentami operacyjnym w tym segmencie sprawozdawczym są poszczególne spółki Grupy Kapitałowej nie kwalifikujące się do wymienionych wcześniej segmentów sprawozdawczych, przedstawione na Rysunku 1.</p>

2.2. Dane liczbowe dotyczące segmentów sprawozdawczych.

2016	Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	Sprzedaż między segmentami	Przychody razem	EBITDA	Amortyzacja	Zysk operacyjny	Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	Wydatki z tytułu nabycia rzeczowego majątku trwałego i WN	Rzeczowe aktywa trwałe	Zatrudnienie*
Poszukiwanie i wydobywanie	2 776	1 515	4 291	1 285	(1 066)	219	(1 089)	(53)	(1 314)	12 881	7 720
Obrót i magazynowanie	27 740	440	28 180	1 410	(252)	1 158	(28)	-	(121)	4 227	3 520
Dystrybucja	1 078	3 837	4 915	2 559	(924)	1 635	(4)	-	(1 123)	12 765	10 846
Wytwarzanie	1 472	723	2 195	759	(360)	399	(16)	(21)	(391)	3 378	1 870
Pozostałe segmenty	130	110	240	(61)	(14)	(75)	(18)	-	(9)	110	1 315
Suma	33 196	6 625	39 821	5 952	(2 616)	3 336	(1 155)	(74)	(2 958)	33 361	25 271
Uzgodnienie do danych skonsolidowanych			(6 625)	22	2	24	-	-	(10)	(212)	
Razem			33 196	5 974	(2 614)	3 360	(1 155)	(74)	(2 968)	33 149	

*Bez zatrudnienia w spółkach wycenianych metodą praw własności

2015	Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	Sprzedaż między segmentami	Przychody razem	EBITDA	Amortyzacja	Zysk operacyjny	Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	Wydatki z tytułu nabycia rzeczowego majątku trwałego i WN	Rzeczowe aktywa trwałe	Zatrudnienie*
Poszukiwanie i wydobywanie	3 148	1 707	4 855	2 426	(1 331)	1 095	(839)	-	(1 460)	13 378	8 903
Obrót i magazynowanie	31 274	468	31 742	623	(242)	381	(3)	(51)	(171)	4 290	3 462
Dystrybucja	654	3 931	4 585	2 339	(889)	1 450	(2)	-	(1 180)	12 573	10 678
Wytwarzanie	1 215	672	1 887	679	(312)	367	(30)	-	(353)	2 840	1 071
Pozostałe segmenty	173	152	325	12	(18)	(6)	1	-	(7)	133	1 305
Suma	36 464	6 930	43 394	6 079	(2 792)	3 287	(873)	(51)	(3 171)	33 214	25 419
Uzgodnienie do danych skonsolidowanych			(6 930)	1	2	3	-	-	17	(247)	
Razem			36 464	6 080	(2 790)	3 290	(873)	(51)	(3 154)	32 967	

*Bez zatrudnienia w spółkach wycenianych metodą praw własności

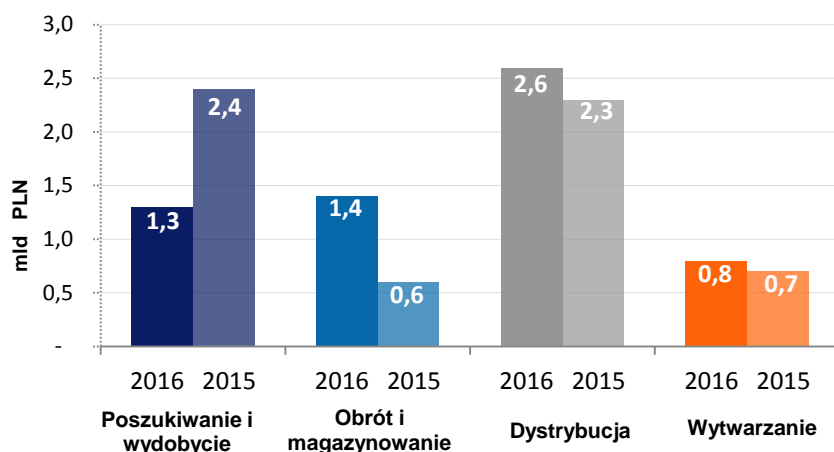
Dane na temat segmentów sporządzane są zgodnie z zasadami rachunkowości stosowanymi w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym.

Zarząd analizuje wyniki segmentów korzystając z podstawowych mierników wyników, tj.: zysk netto segmentu, a także kluczowych wskaźników efektywności takich jak EBITDA, który nie stanowi miernika wystandaryzowanego.

Definicja wskaźnika EBITDA oraz sposób jego kalkulacji, stosowany przez Grupę, został przedstawiony poniżej.

Definicja przyjęta przez Grupę:

EBITDA - Zysk przed opodatkowaniem z wyłączeniem kosztów finansowych netto, udziału w wynikach inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności, oraz amortyzacji.



Wykres 1 **Struktura EBITDA w podziale na segmenty (w mld PLN)**

Więcej informacji na temat działalności poszczególnych segmentów można znaleźć w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG.



2.3. Informacje o transakcjach z podmiotami powiązanymi.

Jednostkami powiązanymi dla Grupy są: jednostki współzależne od Grupy, jej jednostki stowarzyszone, spółki zależne niekonsolidowane ze względu na nieistotność, spółki z udziałem Skarbu Państwa (zależne, współzależne i stowarzyszone) oraz kluczowy personel zarządzający Grupy (tj. Zarząd i Rady Nadzorcze jednostki dominującej i jej jednostek zależnych).

Podmiotem kontrolującym Grupę jest Skarb Państwa.

	2016			2015		
	Wspólne przedsięwzięcia	Pozostałe podmioty powiązane	Razem	Wspólne przedsięwzięcia	Pozostałe podmioty powiązane	Razem
Obroty i przychody/koszty za okres						
Sprzedaż produktów i usług	28	5	33	31	4	35
Przychody z tytułu odsetek od pożyczek	11	7	18	-	13	13
Razem	39	12	51	31	17	48
Zakup usług, towarów i materiałów	-	(4)	(4)	-	(2)	(2)
Zakup środków trwałych w budowie	-	(24)	(24)	-	(17)	(17)
Inne transakcje zakupu	-	(1)	(1)	-	-	-
Razem	-	(29)	(29)	-	(19)	(19)
Saldo na koniec okresu						
Należności z tytułu dostaw i usług	4	1	5	1	1	2
W tym, kwota odpisów z tytułu utraty wartości	-	-	-	-	-	-
Udzielone pożyczki	250	-	250	-	215	215
W tym, kwota odpisów z tytułu utraty wartości	-	(56)	(56)	-	(48)	(48)
Razem	254	1	255	1	216	217
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	23	5	28	7	2	9
Razem	23	5	28	7	2	9

W 2016 roku Jednostka Dominująca ani spółki od niej zależne nie zawarły żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż warunki rynkowe.



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

Główne transakcje prowadzone z jednostkami, których udziałowcem/akcjonariuszem jest Skarb Państwa (posiadający kontrolę, współkontrolę lub znaczący wpływ nad tymi jednostkami) dotyczą bieżącej działalności Grupy, czyli obrotu gazem ziemnym, sprzedaży ropy naftowej oraz energii elektrycznej.

	2016	2015
Przychody	3 855	4 907
Koszty	(888)	(880)
Należności	631	429
Zobowiązania	78	44

Dane powyżej dotyczą następujących spółek: Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., ORLEN Południe S.A., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., Grupa LOTOS S.A., Grupa Azoty Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A., Zakłady Azotowe w Tarnowie - Mościcach S.A., Grupa Azoty Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A., Grupa Azoty Zakłady Chemiczne POLICE S.A., Anwil S.A., Energa Obrót S.A., Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., KGHM Polska Miedź S.A.

2.3.2. Informacje o świadczeniach dla kluczowego personelu Grupy Kapitałowej

	2016			2015		
	Zarząd	Rada Nadzorcza	Razem	Zarząd	Rada Nadzorcza	Razem
Jednostki dominujące	7,1	0,5	7,6	7,7	0,4	8,1
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze	5,9	0,5	6,4	7,3	0,4	7,7
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	1,2	-	1,2	0,4	-	0,4
Jednostek zależnych	21,5	5,3	26,8	19,5	4,1	23,6
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze	18,7	5,3	24,0	18,6	4,1	22,7
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	2,8	-	2,8	0,9	-	0,9
Razem	28,6	5,8	34,4	27,2	4,5	31,7

Więcej informacji na temat wynagrodzeń kluczowego personelu kierowniczego oraz polityki wynagrodzeń w GK PGNiG znaleźć można w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG za 2016 rok w rozdziale 10.3.

2.3.3. Pożyczki udzielone osobom zarządzającym oraz osobom nadzorującym w spółkach Grupy Kapitałowej

	2016	2015
Osoby zarządzające		
Oprocentowanie (%)	-	5,99%
Wymagalność	-	3 miesiące
Wartość pożyczek pozostałych do spłaty	-	0,01
Osoby nadzorujące		
Oprocentowanie (%)	0% - 3,5%	1%
Wymagalność	2 - 3 lata	3 lata
Wartość pożyczek pozostałych do spłaty	0,01	0,01
Razem wartość pożyczek pozostałych do spłaty	0,01	0,02

2.4. Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności.

Zasady rachunkowości

Wspólne ustalenia umowne

Wspólne ustalenie umowne obejmują:

- wspólne działania (opisane w [nocie 8.7](#)),
- wspólne przedsięwzięcia.

Grupa jako wspólnik **wspólnego przedsięwzięcia** w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym ujmuje swój udział we wspólnym przedsięwzięciu jako inwestycję i wycenia tę inwestycję przy użyciu metody praw własności.

Zgodnie z metodą praw własności, inwestycje ujmuje się początkowo według ceny nabycia, a następnie uwzględnienia się udział Grupy w zmianach aktywów netto, jakie wystąpiły od dnia objęcia współkontrola do dnia bilansowego, pomniejszonych o utratę wartości. Straty jednostek współzależnych przekraczające wartość udziału Grupy nie są rozpoznawane. Niezrealizowane zyski i straty wynikające z transakcji pomiędzy Grupą a jednostką współzależną podlegają włączeniom konsolidacyjnym zgodnie z udziałem Grupy w kapitałach jednostki współzależnej.

Istotne szacunki

Utrata wartości inwestycji we wspólnym przedsięwzięciu SGT EUROPOL GAZ S.A.

Jednostka Dominująca przeprowadza na koniec każdego okresu sprawozdawczego analizę pod kątem utraty wartości inwestycji w SGT EUROPOL GAZ S.A. (jednostka współzależna wyceniana metodą praw własności) ustalając wartość użytkową metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych. Wycena została sporządzona zgodnie z postanowieniami Protokołu Międzyrządowego z dnia 29 października 2010 roku, które zawierają oczekiwany wynik netto spółki.

Wartość spółki ustalona przy zastosowaniu metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych na ten sam dzień kształtuje się na poziomie 840 mln zł.

Do wyliczeń przyjęto, że wynik SGT EUROPOL GAZ S.A. (EUROPOL GAZ) w latach 2011 – 2021 będzie wynosił 21 mln zł rocznie. Zdyskontowane przepływy obejmują wszystkie przepływy gotówkowe generowane przez EUROPOL GAZ, w tym również przepływy związane z obsługą oprocentowanych obcych źródeł finansowania (koszty odsetkowe oraz spłatę kapitału kredytów i pożyczek) oraz inne znane emitentowi ryzyka. Przepływy pieniężne zdyskontowano stopą 7,69% w ujęciu realnym.

W związku z tym, że na koniec 2016 roku, wynik wyceny metodą praw własności udziałów w spółce EUROPOL GAZ przez Jednostkę Dominującą wyniósł 902 mln zł, w bieżącym okresie sprawozdawczym dokonano odpisu z tytułu utraty wartości w wysokości 62 mln zł, zrównującego wycenę metodą praw własności do wyceny wynikającej z zastosowania wyceny metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych.

Wynik przeprowadzonego testu na utratę wartości charakteryzuje się wrażliwością na przyjęte założenia dotyczące przyszłych przepływów pieniężnych (uzależnionych od realizacji przez spółkę postanowień Protokołu Międzyrządowego w zakresie osiąganego wyniku netto w kolejnych latach) oraz stopy dyskontowej. Zmiany założeń wynikające z aktualizacji prognoz finansowych spółki oraz zmiany stopy dyskontowej wynikające z uwarunkowań zewnętrznych, jak i z działalności samego podmiotu, mogą istotnie wpłynąć na wartość spółki w przyszłości.

2.4.1. Istotne ograniczenia co do możliwości transferu środków do Grupy z tytułu udziałów we wspólnych przedsięwzięciach

Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.

Obowiązująca spółkę Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. (PGG) umowa programu emisji obligacji zezwala na dokonywanie wypłat z tytułu dywidendy tylko wtedy, gdy spełnione są łącznie następujące warunki:

- za okres, za który ma być wypłacona dywidenda, nastąpi wcześniejszy wykup części obligacji z poszczególnych transz;
- nie ma naruszenia założonych wskaźników: dług netto/EBITDA pomniejszonego o odtworzeniowe nakłady inwestycyjne (za ostatni kwartał), DSCR (stosunek środków pieniężnych dostępnych do obsługi zadłużenia do wymagalnego zadłużenia – za ostatni roczny okres) i wskaźnika przyszłych wpływów (za ostatni kwartał);
- płatność nie spowoduje naruszenia prognozowanych wskaźników do dnia wykupu obligacji;
- dywidenda zostanie wypłacona wspólnikom oraz obligatariuszom obligacji partycypacyjnych w proporcji wskazanej w warunkach emisji obligacji partycypacyjnych.

Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.

Obowiązująca spółkę Elektrownia Stalowa Wola S.A. (ECSW) umowa o finansowaniu zezwala na dokonywanie wypłat z tytułu dywidendy lub płatności z tytułu pożyczek podporządkowanych tylko wtedy, gdy nie nastąpiło jakiejkolwiek niedotrzymanie warunków umowy o finansowanie, wskaźniki finansowe są utrzymane, a planowane wypłaty nie spowodują ich złamania oraz utrzymywany jest minimalny, określony w umowach poziom środków dostępnych do obsługi zadłużenia.

Na dzień sporządzania skonsolidowanego sprawozdania finansowego GK PGNiG za rok 2016 projekt budowy ECSW jest w trakcie realizacji i zgodnie z decyzją kierunkową Sponsorów Projektu (PGNiG oraz Tauron PE) ma być kontynuowany. Prowadzone są zaawansowane negocjacje z potencjalnymi kredytodawcami dotyczące szczegółów nowej umowy kredytowej, której celem będzie refinansowanie obecnego zadłużenia ECSW i dalsza realizacja inwestycji. Więcej informacji na temat działań związanych z działalnością spółki ECSW znaleźć można w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG za 2016 rok w rozdziale 5.4.4.

SGT EUROPOL GAZ S.A.

Na dzień 31 grudnia 2015 roku w mocy pozostawały zapisy porozumienia z dnia 20 maja 1997 roku zawartego pomiędzy SGT EUROPOL GAZ S.A. (EUROPOL GAZ) i jego akcjonariuszami, na podstawie których nie podejmowano decyzji o wypłacie przez EUROPOL GAZ dywidendy do czasu całkowitego wypełnienia przez EUROPOL GAZ zobowiązań związanych z kredytami i pożyczkami, przeznaczonymi na budowę gazociągu.

Na dzień 31 grudnia 2016 roku, w EUROPOL GAZ nie ma tego typu ograniczeń co do wypłaty dywidendy lub spłaty pożyczek lub zaliczek wypłaconych przez jednostkę.

Poniżej przedstawiono informacje finansowe dotyczące jednostek wycenianych metodą praw własności.

	2016			2015	
	Wspólne przedsięwzięcie			Wspólne przedsięwzięcie	Jednostki stowarzyszone
	SGT EUROPOL GAZ S.A.	Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	SGT EUROPOL GAZ S.A.	GAS - TRADING S.A.
Stan na początek okresu	840	-	-	840	16
Nabycie udziałów	-	444	-	-	-
Nabycie dodatkowego udziału w SGT EUROPOL GAZ S.A. (1.44%)	-	-	-	51	-
Wyłączenie z konsolidacji	-	-	-	-	(16)
Włączenie do konsolidacji	-	-	21	-	-
Zmiany ujęte w wyniku z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności, w tym:					
Udział w wyniku finansowym	64	(55)	(47)	44	-
Eliminacja zysków niezrealizowanych pomiędzy Grupą a wspólnym przedsięwzięciem	(2)	2	-	(1)	-
Spisanie wartości firmy z dodatkowego nabycia udziałów w SGT EUROPOL GAZ S.A.	-	-	-	(6)	-
Odwrócenie ujemnej wartości udziałów wycenianych metodą praw własności	-	-	26	-	-
Odpis z tytułu utraty wartości	(62)	-	-	(88)	-
Zmiany ujęte w innych całkowitych dochodach z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności.	-	(2)	-	-	-
Stan na koniec okresu	840	389	-	840	-

	2016		2015
	SGT EUROPOL GAZ S.A.*	Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.**	SGT EUROPOL GAZ S.A.*
Udział Grupy PGNiG w kapitale spółki	51,18%	16,63%	51,18%
Podstawowa działalność	Przesył gazu	Wydobycie węgla	Przesył gazu
Podstawowe dane finansowe			
Aktywa trwałe	2 201	6 277	2 465
Aktywa obrotowe	2 125	1 008	1 970
w tym: środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 900	310	-
Zobowiązania długoterminowe	198	2 442	401
w tym: długoterminowe zobowiązania finansowe	115	1 148	-
Zobowiązania krótkoterminowe	322	2 516	329
w tym: krótkoterminowe zobowiązania finansowe	229	92	-
Aktywa netto	3 806	2 327	3 705
Przychody ze sprzedaży	1 120	3 828	1 225
Amortyzacja	281	910	305
Dochody z tytułu odsetek	23	9	27
Koszty odsetek	18	48	22
Podatek dochodowy	29	55	20
Zysk/(Strata) netto	117	(332)	78
Pozostałe całkowite dochody	-	(11)	-
Wartość inwestycji			
Udział w aktywach netto	1 948	387	1 896
Dostosowanie do zasad rachunkowości Grupy	(45)	-	(57)
Eliminacja zysków niezrealizowanych pomiędzy Grupą a wspólnym przedsięwzięciem	(182)	2	(180)
Odpis wartości firmy	(6)	-	(6)
Odpis z tytułu utraty wartości	(875)	-	(813)
Wartość inwestycji w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej	840	389	840

*Uchwały Walnego Zgromadzenia podejmowane są większością 3/4 (trzech czwartych) głosów obecnych na Walnym Zgromadzeniu. Uchwały mogą być podejmowane, jeśli w Walnym Zgromadzeniu uczestniczą wszyscy akcjonariusze-założyciele, z których każdy posiada nie mniej niż 30% akcji.

**Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A., która ma prawo do powołania jednego członka Rady Nadzorczej oraz możliwość blokowania istotnych decyzji.



3. Noty objaśniające do rachunku zysków i strat

3.1. Przychody ze sprzedaży

Zasady rachunkowości

Przychody ze sprzedaży

Grupa generuje przychody przede wszystkim z obrotu gazem ziemnym wysokometanowym i zaazotowanym, produkcji i sprzedaży energii elektrycznej oraz ciepła oraz sprzedaży wydobytej ropy naftowej.

Przedmiotem działania Grupy jest również świadczenie usług, takich jak dystrybucja paliw gazowych, magazynowanie paliw gazowych, usługi geofizyczne – geologiczne, usługi przyłączeniowe, wiertnicze, serwisowe, wynajem nieruchomości i inne.

Grupa ponadto osiąga przychody z umów o usługę budowlaną.

Przychody ze sprzedaży wykazywane są w wartości godziwej otrzymanej bądź należnej zapłaty, po pomniejszeniu o rabaty, podatki związane ze sprzedażą (VAT, podatek akcyzowy) oraz inne obciążenia.

Istotne szacunki

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 dotychczasową charakterystykę odbioru w porównywalnych okresach sprawozdawczych. Wartość sprzedaży szacowanej gazu określana jest jako iloczyn ilości przypisanych do poszczególnych grup taryfowych oraz stawek określonych w obowiązującej taryfie. Istnieje ryzyko, że ostateczne rzeczywiste wielkości sprzedaży paliwa gazowego mogą się różnić od wartości szacowanych. Może to skutkować uznaniem wyniku finansowego za dany okres wartością części szacowanej sprzedaży, która nie zostanie zrealizowana.

Na koniec 2016 roku w przychodach ze sprzedaży gazu ujęto kwotę szacunków w wysokości 103 mln zł (korekta zwiększająca wartość przychodów zafakturowanych), natomiast przychody ze sprzedaży gazu za rok 2015 zostały pomniejszone o kwotę 183 mln zł w stosunku do wartości zafakturowanych.

Przychody ze sprzedaży ropy naftowej

W przypadku sprzedaży ropy naftowej wydobywanej na norweskim szelfie kontynentalnym, gdzie Grupa posiada współudział w poszczególnych licencjach z innymi udziałowcami, przychód ze sprzedaży ropy naftowej rozpoznawany jest na podstawie wydobytych i sprzedanych klientom wolumenów produktu. Wolumen sprzedanej dla klientów ropy naftowej może się jednak różnić od wolumenów produktu, która w danym okresie przypada na Grupę jako udziałowca w danej licencji. Jeżeli wolumen produkcji przekracza wolumen sprzedaży, w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym rozpoznaje się aktywo (underlift), natomiast gdy wolumen sprzedanej ropy przekracza w danym okresie sprawozdawczym wolumen produkcji przypadającej na Grupę, w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym rozpoznaje się zobowiązanie (overlift).

Zarówno na koniec 2015, jak i 2016 roku wartość sprzedanej ropy naftowej była niższa niż udział Grupy w produkcji, więc w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej ujęto z tego tytułu aktywo w pozycji „Należności” (odpowiednio dla roku 2015 i 2016: 18,1 mln zł i 7 mln zł).

Przychody ze sprzedaży usług budowlanych

W przypadku, gdy wynik umowy o usługę budowlaną może być wiarygodnie oszacowany, przychody i koszty związane z umową rozpoznawane są w odniesieniu do stopnia zaawansowania realizacji umowy na koniec okresu sprawozdawczego. W przypadku, kiedy nie można w wiarygodny sposób oszacować stopnia realizacji umowy, wówczas przychody ujmuje się wyłącznie do wysokości poniesionych kosztów umowy, dla których istnieje prawdopodobieństwo ich odzyskania.

	2016			2015		
	Sprzedaż w Polsce	Sprzedaż poza Polską*	Razem	Sprzedaż w Polsce	Sprzedaż poza Polską*	Razem
Przychody ze sprzedaży gazu, w tym:	24 323	2 106	26 429	28 262	2 001	30 263
Gaz wysokometanowy	22 707	2 095	24 802	26 576	1 965	28 541
Gaz zaazotowany	1 348	11	1 359	1 389	36	1 425
Gaz LNG	185	-	185	207	-	207
Gaz CNG	34	-	34	36	-	36
Gaz propan butan	49	-	49	54	-	54
Przychody ze sprzedaży pozostałe, w tym:	4 946	1 821	6 767	4 021	2 180	6 201
Ropa naftowa łącznie z gazoliną	646	875	1 521	703	1 174	1 877
Gaz NGL	-	86	86	-	68	68
Sprzedaż ciepła	1 264	-	1 264	1 127	-	1 127
Sprzedaż energii elektrycznej	1 410	442	1 852	990	580	1 570
Przychody ze sprzedaży usług:						
- wiertniczo-serwisowych	45	167	212	53	214	267
- geofizyczno-geologicznych	50	167	217	53	62	115
- budowlano-montażowych	90	-	90	129	-	129
- dystrybucji	762	-	762	363	-	363
- opłaty przyłączeniowej	130	-	130	120	-	120
- pozostałych	208	11	219	248	4	252
Inne	341	73	414	235	78	313
Razem przychody	29 269	3 927	33 196	32 283	4 181	36 464

*Według kraju kontrahenta

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

Grupa sprzedaje za granicą głównie do klientów w Niemczech (41,6% sprzedaży poza Polską), Norwegii i Szwajcarii.

	2016	2015
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się w Polsce	29 734	29 854
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się poza Polską*	4 513	4 263
Razem	34 247	34 117
Udział % aktywów poza Polską w aktywach ogółem	13,18%	12,50%
* W tym PGNiG Upstream International AS (Norwegia)	3 929	3 646



3.2. Koszty operacyjne

Zasady rachunkowości

Koszt sprzedanego gazu

W pozycji tej ujmowany jest koszt związany z zakupem gazu na giełdach gazu oraz od kontrahentów. Koszt zakupu gazu ujmowany jest wraz z uzasadnioną częścią kosztów opłat systemowych i transakcyjnych, kosztów wydobywania ze źródeł krajowych, kosztów odazotowania i kosztów regazyfikacji. Szczegóły dotyczące wyceny tych pozycji opisano w [nocie 6.2.1.](#)

Zużycie surowców i materiałów

W pozycji ujmowane są koszty związane ze zużyciem na cele działalności podstawowej, w szczególności paliwa do produkcji energii i ciepła. Istotną pozycję w tej grupie kosztów stanowią również koszty energii elektrycznej przeznaczonej na cele handlowe.

Świadczenia pracownicze

Koszty z tytułu świadczeń pracowniczych obejmują w szczególności wynagrodzenia i składki na ubezpieczenia społeczne. Szczegóły dotyczące świadczeń pracowniczych opisano w [nocie 6.3.1.](#)

Usługi przesyłowe

Usługi przesyłowe związane są z ponoszeniem przez Grupę kosztów z tytułu przesyłu paliw gazowych oraz ciepła.

Pozostałe usługi

Do pozostałych usług Grupa zalicza koszty z tytułu usług obcych wykonywanych na rzecz działalności podstawowej spółek z Grupy innych niż usługi przesyłowe. Są to w szczególności:

- Usługi remontowe i budowlane oraz związane z remontami maszyn i urządzeń produkcyjnych, w szczególności urządzeń związanych z produkcją ciepła;
- Usługi eksploatacji zasobów mineralnych, związane z prowadzoną działalnością wydobywania węglowodorów;
- Usługi wynajmu (głównie wynajem nieruchomości).

Podatki i opłaty

Pozycja obejmuje w szczególności koszty ponoszone przez Grupę z tytułu podatków od nieruchomości i opłaty za wieczyste użytkowanie gruntów.

Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenia

Szczegóły dotyczące utraty wartości aktywów niefinansowych opisano w [nocie 6.1.3](#)

Amortyzacja

W pozycji tej Grupa ujmuje koszty naliczonych odpisów amortyzacyjnych rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych, naliczanych zgodnie z przyjętymi stawkami amortyzacyjnymi (szczegóły opisano odpowiednio w [notach 6.1.1.](#) i [6.1.2.](#)).

	2016	2015
Koszt sprzedanego gazu	(18 320)	(22 005)
Paliwo gazowe	(17 624)	(21 731)
Koszt transakcji zabezpieczających ceny gazu	(696)	(274)
Zużycie innych surowców i materiałów	(2 427)	(2 211)
Paliwa do produkcji energii i ciepła	(715)	(695)
Energia elektryczna na cele handlowe	(1 190)	(917)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(522)	(599)
Świadczenia pracownicze	(2 573)	(2 714)
Wynagrodzenia	(1 910)	(1 839)
Składki na ubezpieczenie społeczne	(403)	(423)
Koszty długoterminowych świadczeń pracowniczych	(40)	(72)
Pozostałe świadczenia pracownicze	(220)	(380)
Usługi przesyłowe	(1 106)	(1 156)
Pozostałe usługi	(1 412)	(1 235)
Usługi remontowe i budowlane	(203)	(232)
Usługi eksploatacji zasobów mineralnych	(165)	(168)
Usługi wynajmu	(98)	(80)
Pozostałe usługi	(946)	(755)
Podatki i opłaty	(765)	(628)
Odpisy na rzeczowy majątek trwały i wartości niematerialne oraz ich odwrócenie	(1 155)	(873)
Koszt spisanych aktywów dotyczących poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(319)	(283)
Odpisy rzeczowych aktywów trwałych	(825)	(567)
Odpisy wartości niematerialnych	(11)	(23)
Amortyzacja	(2 614)	(2 790)
Razem	(30 372)	(33 612)

3.3. Pozostałe przychody i koszty operacyjne

	2016	2015
Przychody z tyt. odszkodowań, kar, grzywien	45	36
Różnice kursowe dotyczące działalności operacyjnej	128	(94)
Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych	(165)	43
Zmiana stanu odpisów na zapasy	182	(194)
Zmiana stanu odpisów na należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	(20)	37
Zmiana stanu rezerwy na koszty likwidacji odwiertów	(14)	134
Zmiana stanu rezerwy na świadectwa pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej	(112)	(184)
Zmiana stanu pozostałych rezerw	(2)	18
Inne przychody i koszty operacyjne	(374)	(311)
Razem pozostałe przychody i koszty operacyjne	(332)	(515)

3.4. Koszty finansowe netto

	2016	2015
Odsetki od zadłużenia [w tym, prowizje od zaciągniętego długu]	(209)	(156)
Różnice kursowe	(26)	(86)
Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	59	(39)
Pozostałe koszty finansowe netto	100	56
Razem koszty finansowe netto	(76)	(225)

3.5. Dywidendy wypłacone i zaproponowane do wypłaty

	2016	2015
Dywidendy zadeklarowane i wypłacone w okresie		
Wypłacona dywidenda na jedną akcję (w złotych)	0,18	0,20
Liczba akcji (szt.)	5 778	5 900
Wartość wypłaconej dywidendy	1 062	1 180
dywidenda dla akcjonariuszy jednostki dominującej	1 062	1 180



4. Noty objaśniające dotyczące opodatkowania

4.1. Podatek dochodowy

Zasady rachunkowości

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

Podatek odroczony jest obliczany przy zastosowaniu metody bilansowej, od różnic przejściowych pomiędzy wartością księgową aktywów i zobowiązań a ich wartością podatkową, za wyjątkiem różnic przejściowych wynikających z początkowego ujęcia składnika aktywów lub zobowiązań w transakcji innej niż połączenia przedsięwzięć, które w momencie powstania nie wpłynęły ani na wynik finansowy ani na wynik podatkowy.

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

Aktywo z tytułu podatku odroczonego jest rozpoznawane do wysokości, w jakiej jest prawdopodobne, że będzie można pomniejszyć przyszłe zyski podatkowe o istniejące ujemne różnice przejściowe, straty podatkowe oraz ulgi podatkowe (więcej informacji dotyczących ulgi podatkowej można znaleźć w [nocie 4.1.1](#)).

Zobowiązania z tytułu odroczonego podatku dochodowego są ustalane od dodatnich różnic przejściowych związanych z inwestycją w jednostkach zależnych, wspólnych przedsięwzięciach i stowarzyszeniach, z wyjątkiem sytuacji gdy spółka Grupy kontroluje terminy odwracania się różnic przejściowych i jest prawdopodobne, że w dającej się przewidzieć przyszłości różnice przejściowe nie odwrócą się.

Aktywa z tytułu podatku dochodowego oraz zobowiązania z tytułu podatku dochodowego są kompensowane wtedy, gdy Grupa:

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

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 ujmowany w pozostałych całkowitych dochodach lub bezpośrednio w kapitale własnym).

Grupa podatkowa

Spółka PGNiG S.A. jest spółką reprezentującą Podatkową Grupę Kapitałową (PGK) PGNiG, która na podstawie umowy z 2014 roku, obowiązywała do 31 grudnia 2016 roku. W dniu 19 września 2016 roku została podpisana kolejna umowa o utworzeniu PGK na lata podatkowe 2017-2020.

W bieżącym okresie sprawozdawczym w skład PGK PGNiG wchodziły spółki: PGNiG S.A., PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o., PGNiG TERMIKA S.A., OSM Sp. z o.o., PGNiG SPV 5 Sp. z o.o., PGNiG SPV 6 Sp. z o.o., PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.

Umowę o utworzeniu Podatkowej Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017 – 2020 podpisały wyżej wymienione podmioty oraz dodatkowo GEOFIZYKA Toruń S.A., PGNiG Technologie S.A. oraz PGNiG Serwis Sp. z o.o.

Pozostałe podmioty Grupy Kapitałowej są oddzielnymi podatnikami podatku dochodowego od osób prawnych (PDOP). Na podstawie przepisów podatkowych, spółki wchodzące w skład PGK utraciły odrębną podmiotowość dla celów podatku CIT, a podmiotowość tę uzyskała PGK jako całość, co umożliwia kalkulację podatku dochodowego łącznie dla spółek tworzących PGK.

Odrębność podmiotowa PGK istnieje wyłącznie na gruncie PDOP. Nie należy jej utożsamiać z odrębną podmiotowością prawną. Nie przenosi się ona również na grunt innych podatków, w szczególności każda ze spółek tworzących PGK jest nadal odrębnym podatnikiem podatku VAT, podatku od czynności cywilnoprawnych, a także płatnikiem podatku dochodowego od osób fizycznych.

4.1.1. Podatek dochodowy wykazany w rachunku zysków i strat

Uzgodnienie efektywnej stawki podatku	2016	2015
Zysk przed opodatkowaniem	3 210	3 014
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej obowiązującej w Polsce (19%)	(610)	(573)
Różnice w stawkach podatkowych spółek Grupy (24%-78% dla Norwegii, 33% dla Niemiec, od 12-40 % dla pozostałych)	(135)	(173)
Ujemne różnice przejściowe, od których nie ujęto podatku odroczonego	(116)	(132)
Podatek dochodowy wykazywany w rachunku zysków i strat	(861)	(878)
W tym:		
Bieżący podatek dochodowy	(712)	(697)
Odroczonego podatku dochodowego	(149)	(181)
		<i>Nota 4.1.2.</i>
Efektywna stopa podatkowa	27%	29%

W przypadku PGNiG Upstream International AS (PUI), stopa podatkowa wynosi 78% podstawy opodatkowania. Działalność PUI na norweskim szelfie kontynentalnym w 2016 roku podlegała opodatkowaniu w ramach dwóch równoległych systemów podatkowych:

- System podatku dochodowego (stawka podatku 25%; 27% w 2015 roku);
- System podatku naftowego (dodatkowa stawka podatku 53%; 51% w 2015 roku).

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

- możliwość zastosowania wysokich stawek amortyzacji (roczna stawka amortyzacji wynosi 16,67%) i rozpoczęcia okresu amortyzacji natychmiast po poniesieniu nakładów inwestycyjnych. W roku, w którym poniesiono nakłady, spółce przysługuje prawo do pełnej rocznej amortyzacji, niezależnie od daty poniesienia wydatku;
- możliwość zastosowania w ramach reżimu podatku naftowego ulgi inwestycyjnej w wysokości 5,5% rocznie przez okres czterech lat. Ulga dotyczy nakładów inwestycyjnych na norweskim szelfie kontynentalnym (z wyjątkiem kosztów poszukiwań) i wynosi 22% wydatków, które podlegają amortyzacji (5,5% przez 4 lata, przy czym dla inwestycji rozpoczętych przed miesiącem majem 2013 roku ulga wynosi 30%, tj. 7,5% przez 4 lata). Ulga ta jest odejmowana wyłącznie od podstawy opodatkowania podatkiem naftowym (stawka 53%; 51% w 2015 roku) i nie dotyczy podatku dochodowego. Jeżeli wartość ulgi przekracza wysokość dochodu w danym roku, może być ona realizowana w kolejnych latach;
- możliwość odjęcia od przychodów całości wydatków na poszukiwania złoża. W sytuacji, gdy spółka nie uzyskuje dochodu, od którego może odliczyć koszty poszukiwań, przysługuje jej prawo do zwrotu 78% kosztów poszukiwań. Zwrot ma formę pieniężną i jest realizowany do końca kolejnego roku po roku objętym zeznaniem podatkowym;
- możliwość odliczenia kosztów finansowych w obu systemach podatkowych.

Norweski system podatkowy zezwala na rozliczanie strat bez ograniczeń czasowych, a dodatkowo przewiduje oprocentowanie dla strat przenoszonych na następne lata. Stopa oprocentowania takich strat jest kalkulowana jako stopa wolna od ryzyka, po uwzględnieniu podatku dochodowego (25%; 27 % w 2015 roku). Straty podatkowe poniesione przez PUI we wcześniejszych latach (do roku 2012), powiększone o oprocentowanie, obniżają wysokość podatku bieżącego. W związku z powyższym przez cały okres od powstania PUI do końca 2016 roku spółka nie płaciła w Norwegii podatku dochodowego.

Rozrachunki z tytułu podatku bieżącego	2016	2015
Stan na początek okresu (należności i zobowiązania netto)	(46)	(186)
Podatek dochodowy ujęty w wyniku netto bieżącego okresu	(712)	(697)
Podatek zapłacony w okresie	611	833
Pozostałe zmiany	5	4
Stan na koniec okresu (należności i zobowiązania netto)	(142)	(46)
w tym:		
- stan należności	38	7
- stan zobowiązań	(180)	(53)
	(142)	(46)

4.1.2. Odroczone podatek dochodowy

UZANIE/(OBCIĄŻENIE)							UZANIE/(OBCIĄŻENIE)				
	1 stycznia 2015	Wynik finansowy	Pozostałe całkowite dochody	Różnice kursowe z przeliczenia	Pozostałe zmiany	31 grudnia 2015	Wynik finansowy	Pozostałe całkowite dochody	Różnice kursowe z przeliczenia	Pozostałe zmiany	31 grudnia 2016
Aktywa z tytułu podatku odroczonego											
Zobowiązania z tyt. świadczeń pracowniczych	120	(6)	1	-	-	115	5	8	-	4	132
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	141	(14)	-	-	-	127	10	-	-	-	137
Pozostałe rezerwy	157	31	1	-	(11)	178	(71)	(3)	-	3	107
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	305	4	-	(20)	-	289	(73)	-	26	-	242
Wycena instrumentów pochodnych	136	137	-	1	-	274	(140)	-	4	-	138
Utrata wartości aktywów rzeczowych aktywów trwałych	144	59	-	-	-	203	38	-	-	(1)	240
Strata podatkowa	602	(350)	-	(18)	(17)	217	(120)	-	16	-	113
Pozostałe	177	8	-	-	(13)	172	(47)	-	-	47	172
Razem	1 782	(131)	2	(37)	(41)	1 575	(398)	5	46	53	1 281
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego											
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	2 985	(79)	-	(77)	-	2 829	(965)	-	84	6	1 954
Wycena pochodnych instrumentów finansowych	120	141	(82)	2	-	181	(144)	149	4	-	190
Pozostałe	144	(12)	-	-	(52)	80	860	-	27	2	969
Razem	3 249	50	(82)	(75)	(52)	3 090	(249)	149	115	8	3 113
Kompensata aktywów i zobowiązań	(1 724)					(1 533)	-				(1 181)
Stan po kompensacie											
Aktywa	58					42	(398)				100
Zobowiązania	1 525					1 557	(249)				1 932
Wpływ netto zmian w okresie		(181)	84	38	11		(149)	(144)	(69)	45	



5. Noty objaśniające do sprawozdania z przepływów pieniężnych oraz informacje dotyczące zadłużenia

5.1. Uzgodnienie zadłużenia

Zasady rachunkowości

Poprzez **zadłużenie netto** Grupa rozumie sumę posiadanych kredytów bankowych (zarówno krótko jak i długoterminowych), dłużnych papierów wartościowych oraz zobowiązań z tytułu leasingu oraz pożyczek, pomniejszoną o środki pieniężne i ich ekwiwalenty oraz środki pieniężne prezentowane jako aktywa długoterminowe. Jako wskaźnik zadłużenia, Grupa prezentuje stosunek zadłużenia netto do EBITDA.

Zadłużenie netto	2016	2015	
Kredyty bankowe	1 180	1 241	
Dłużne papiery wartościowe	143	4 514	
Pozostałe	23	44	
Razem zobowiązania z tytułu zadłużenia długoterminowego	1 346	5 799	
Kredyty bankowe	143	283	
Dłużne papiery wartościowe	4 841	258	
Pozostałe	22	42	
Razem zobowiązania z tytułu zadłużenia krótkoterminowego	5 006	583	
Razem zadłużenie	6 352	6 382	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	5 829	6 022	<i>Nota 5.4.</i>
Zadłużenie netto	523	360	
EBITDA	5 974	6 080	<i>Nota 2.2.</i>
Zadłużenie netto / EBITDA	0,09	0,06	

Zmiany zadłużenia	Kredyty bankowe	Dłużne papiery wartościowe	Pozostałe	Razem
Stan na 1 stycznia 2015	814	4 894	130	5 838
Wpływy z tytułu zaciągniętego zadłużenia	1 597	362	-	1 959
otrzymane finansowanie	1 586	362	-	1 948
koszty transakcyjne	11	-	-	11
Naliczenie odsetek	72	109	5	186
Płatności z tytułu zadłużenia	(1 023)	(501)	(54)	(1 578)
spląty kapitału	(927)	(390)	(49)	(1 366)
odsetki zapłacone	(71)	(111)	(5)	(187)
provizje zapłacone	(25)	-	-	(25)
Różnice kursowe od zadłużenia w walutach obcych	64	(92)	2	(26)
Leasing finansowy	-	-	3	3
Stan na 31 grudnia 2015	1 524	4 772	86	6 382
Wpływy z tytułu zaciągniętego zadłużenia	317	147	-	464
otrzymane finansowanie	304	147	-	451
koszty transakcyjne	13	-	-	13
Naliczenie odsetek	67	17	4	88
Płatności z tytułu zadłużenia	(554)	(408)	(59)	(1 021)
spląty kapitału	(478)	(270)	(55)	(803)
odsetki zapłacone	(68)	(138)	(4)	(210)
provizje zapłacone	(8)	-	-	(8)
Różnice kursowe od zadłużenia w walutach obcych	(56)	261	(1)	204
Leasing finansowy	-	-	2	2
Zmiany w Grupie	25	195	13	233
Stan na 31 grudnia 2016	1 323	4 984	45	6 352

5.2. Zobowiązania z tytułu zadłużenia

Zasady rachunkowości

Zobowiązania z tytułu zadłużenia posiadane przez Grupę składają się z trzech głównych kategorii: kredytów bankowych, dłużnych papierów wartościowych oraz pozostałych (głównie zobowiązania z tytułu leasingu finansowego oraz pożyczki). Wszystkie grupy zobowiązań w momencie początkowego ujęcia wycenia się w wartości godziwej, pomniejszonej o koszty transakcyjne. Na dzień bilansowy te składniki zobowiązań z tytułu zadłużenia wyceniane są według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem efektywnej stopy procentowej.

2016	W walucie funkcjonalnej PLN	W walucie obcej	
		EUR	USD
Kredyty bankowe	36	715	572
Dłużne papiery wartościowe	2 698	2 286	-
Pozostałe	9	-	36
Razem, w tym:	2 743	3 001	608
Zmiennoprocentowe	2 739	715	608
Stałoprocentowe	4	2 286	-

2015	W walucie funkcjonalnej PLN	W walucie obcej	
		EUR	USD
Kredyty bankowe	203	747	574
Dłużne papiery wartościowe	2 579	2 193	-
Pozostałe	33	1	52
Razem, w tym:	2 815	2 941	626
Zmiennoprocentowe	2 813	748	626
Stałoprocentowe	2	2 193	-

Podstawą naliczania oprocentowania zadłużenia zmiennoprocentowego denominowanego w PLN jest WIBOR 1M, WIBOR 3M lub WIBOR 6M; zadłużenia w USD LIBOR 1M i LIBOR 3M; zadłużenia w EUR: EONIA, EURIBOR 1M oraz EURIBOR 3M. Oprocentowanie stałe dotyczy wyłącznie dłużnych papierów wartościowych denominowanych w EUR i wynosi 4%. Z posiadanym przez Grupę zadłużeniem związane jest ryzyko zmiany stopy procentowej, ryzyko walutowe oraz ryzyko płynności. Dalsze informacje na temat tych ryzyk zostały przedstawione w [nocie 7.3](#).



Spółka na dzień 31 grudnia 2016 roku realizowała programy emisji dłużnych papierów wartościowych:

Data zawarcia umowy emisji	Termin obowiązywania umowy	Przedmiot umowy	Banki będące stroną emisji na dzień bilansowy	Limit emisji	wykorzystany limit (%) na 31 grudnia 2016	Zadłużenie z tytułu emisji (mld PLN)	
						2016	2015
Spółka uprawniona do emisji: PGNiG S.A							
10 czerwca 2010 r.	31 lipca 2020 r.	Program emisji obligacji dyskontowych lub kuponowych z terminem zapadalności od 1 do 12 miesięcy	Bank Pekao S.A., ING Bank Śląski S.A., PKO BP S.A., Bank Handlowy w Warszawie S.A., Societe Generale S.A., BGŻ BNP Paribas S.A. Oddział w Polsce, mBank S.A. oraz Bank Zachodni WBK S.A.	7 mld PLN	-	-	-
22 maja 2012 r.	22 maja 2027 r.	Program emisji obligacji	Bank Pekao S.A. oraz ING Bank Śląski S.A.	4,5 mld PLN	55,6 %	2,5	2,5
2 października 2014 r.	30 września 2024 r.	Program emisji obligacji z terminem wykupu równym co najmniej 12 miesięcy ¹	Bank Gospodarstwa Krajowego	1 mld PLN	-	-	-
Spółki uprawnione do emisji: PGNiG S.A. i PGNiG Finance AB							
25 sierpnia 2011 r.	14 lutego 2017 r.	Program emisji średnioterminowych euroobligacji (obligacje z terminem zapadalności do 10 lat)	Societe Generale S.A., BGŻ BNP Paribas S.A. oraz Unicredit Bank AG	1,2 mld EUR	41,6 %	2,2	2, 1
Spółka uprawniona do emisji: PGNiG TERMIKA S.A.							
4 lipca 2012 r.	29 grudnia 2019 r. ²	Program emisji obligacji kuponowych lub dyskontowych	ING Bank Śląski S.A., PKO Bank Polski S.A., Nordea Bank Polska S.A. oraz Bank Zachodni WBK S.A.	1,5 mld PLN	-	-	0,1
Spółka uprawniona do emisji: Spółka Energetyczna „Jastrzębie” S.A.							
17 października 2013 r.	20 grudnia 2017 r. ³ 20 września 2017 r. ³	Program emisji obligacji	Bank Gospodarstwa Krajowego, Alior Bank S.A.	0,42 mld PLN	4,8 %	0,2	-

1. Zgodnie z zapisami umowy, celem emisji obligacji mogą być wyłącznie wydatki inwestycyjne związane m.in. z utrzymaniem zdolności wydobywczych, dywersyfikacją źródeł dostaw gazu, działalnością związaną z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, budową sektora energetycznego oraz rozpoczętymi projektami związanymi z budową infrastruktury magazynowej.

2. Z możliwością przedłużenia do 29 grudnia 2021 r.

3. Program przewiduje wielokrotne emisje obligacji w ramach dwóch transz:

- Transzy A o wartości do 369 mln zł z przeznaczeniem na finansowanie Programu Inwestycyjnego, w tym poprzez przekazywanie środków do podmiotów z grupy emitenta, które będą realizowały Program Inwestycyjny oraz refinansowanie wydatków poniesionych przez Emitenta lub podmioty z grupy emitenta na realizację Programu Inwestycyjnego;
- Transzy B o wartości do 51 mln zł z przeznaczeniem na cele, na jakie przeznaczone będą środki pochodzące z obligacji transzy A oraz dodatkowo na cele obrotowe (w tym na wykup obligacji transzy B).

Wartość godziwa zobowiązania z tytułu euroobligacji wyemitowanych przez spółkę PGNiG Finance A.B. wynosiła 2 224,8 mln zł na dzień 31 grudnia 2016 roku, wobec wartości bilansowej 2 286,4 mln zł (31 grudnia 2015 roku: 2 204 mln zł, wobec wartości bilansowej 2 193,2 mln zł). Wartość godziwa zaklasyfikowana została do poziomu 1 w hierarchii wartości godziwej i została ustalona na bazie notowań przedmiotowych euroobligacji.

Wartość godziwa posiadanych przez Spółkę pozostałych aktywów i zobowiązań finansowych wycenianych według zamortyzowanego kosztu nie różni się istotnie od ich wartości bilansowej, zarówno na 31 grudnia 2016 roku, jak i na 31 grudnia 2015 roku.

Zobowiązania z tytułu finansowania w wysokości 3 029 mln zł (2015: 1 390 mln zł) zabezpieczone są rzeczowymi aktywami trwałymi o wartości bilansowej 6 965 mln zł (2015: 3 994 mln zł).

W bieżącym okresie oraz w okresie porównawczym Grupa terminowo spłacała zobowiązania z tytułu zaciągniętego zadłużenia. W okresie sprawozdawczym oraz do dnia zatwierdzania sprawozdania finansowego do publikacji nie wystąpiły również żadne przypadki naruszeń istotnych postanowień umowy kredytu, dłużnych papierów wartościowych lub pożyczki, które mogłyby skutkować przyspieszeniem terminu wymagalności zobowiązań.

5.2.1. Wartość przyznaných i niewykorzystanych źródeł finansowania

	2016			2015		
	Przyznany limit	Wykorzystanie	Niewykorzystane	Przyznany limit	Wykorzystanie	Niewykorzystane
Linie kredytowe	2 064	(1 272)	792	2 350	(1 487)	863
Dłużne papiery wartościowe	19 723	(4 904)	14 819	19 093	(4 732)	14 361
Razem	21 787	(6 176)	15 611	21 443	(6 219)	15 224

5.3. Kapitał własny i polityka zarządzania kapitałem

Zasady rachunkowości

Kapitał akcyjny wykazywany jest według wartości nominalnej, w wysokości zgodnej ze statutem Jednostki Dominującej oraz wpisem do rejestru sądowego.

Kapitał zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej tworzony jest z nadwyżki ceny emisyjnej akcji powyżej ich wartości nominalnej (agio), a pozostałej po pokryciu kosztów tej emisji.

Na **skumulowane pozostałe całkowite dochody** składają się różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych, odnoszone w kapitał skutki stosowania rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych oraz zyski i straty aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych oraz wycena aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży.

Zyski zatrzymane stanowią sumę zysku roku bieżącego oraz zakumulowanych zysków z lat poprzednich, które nie zostały wypłacone w formie dywidendy, ale zostały przekazane na powiększenie kapitału zapasowego lub są niepodzielone.

Największym akcjonariuszem PGNiG S.A., jest Skarb Państwa, który posiadając na dzień 31 grudnia 2016 roku 71,88% akcji Spółki jest podmiotem kontrolującym Grupę. Szczegóły dotyczące struktury akcjonariatu przedstawiono w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG w rozdziale 9.1.

Na koniec poprzedniego okresu sprawozdawczego, na kapitał akcyjny składało się 5 900 mln akcji o wartości nominalnej 1 zł na jedną akcję; łączna wartość kapitału akcyjnego wynosiła 5 900 mln zł. W 2016 roku Jednostka Dominująca dokonała skupu 121 685 143 akcji własnych w celu umorzenia, natomiast w dniu 24 listopada 2016 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy Jednostki Dominującej podjęło Uchwałę w sprawie umorzenia 121 685 143 akcji zwykłych na okaziciela o wartości nominalnej 1 zł oraz Uchwałę w sprawie obniżenia kapitału zakładowego i utworzenia kapitału rezerwowego.

Na koniec 2016 roku na kapitał akcyjny składało się 5 778 314 857 akcji o wartości nominalnej 1 zł na jedną akcję.

W bieżącym okresie sprawozdawczym Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. zdecydowało o przeznaczeniu na wypłatę dywidendy kwotę 1 062 mln zł (oznaczało to wypłatę dywidendy w wysokości 0,18 zł na akcję) (2015: 1 180 mln zł – 0,20 zł na akcję). Dywidenda została zatwierdzona w dniu 28 czerwca 2016 roku, a dniem prawa do dywidendy był 20 lipca 2016 roku.

Szczegółowe informacje na temat polityki dywidendowej przedstawiono w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG.

Głównym celem zarządzania kapitałem Grupy jest zapewnienie zdolności do kontynuowania działalności z uwzględnieniem realizacji planowanych inwestycji, przy jednoczesnym zwiększaniu wartości Grupy dla akcjonariuszy. Ponadto Grupa Kapitałowa PGNiG monitoruje zdolność do pokrycia swoich zobowiązań, stosując wskaźnik relacji długu netto do EBITDA.

5.4. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty

Zasady rachunkowości

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty 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.

Wartości te w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych pomniejszone są o niespłacone kredyty w rachunkach bieżących.

	2016	2015
Środki pieniężne w kasie	1	1
Środki pieniężne na rachunku bankowym	875	507
Lokaty bankowe	4 593	5 285
Inne środki pieniężne	360	229
Razem	5 829	6 022
w tym środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	742	495

W ramach kategorii inne środki pieniężne Grupa wyróżnia posiadane bony (handlowe, skarbowe, NBP), certyfikaty depozytowe, środki pieniężne w drodze oraz czeki i weksle obce o terminie zapadalności poniżej 3 miesięcy.

Szczegóły dotyczące zmiany stanu środków pieniężnych w okresie zostały przedstawione w [nocie 5.4](#).

Ze środkami pieniężnymi i ich ekwiwalentami wiąże się ryzyko kredytowe, ryzyko kursowe oraz stopy procentowej. Szczegółowe informacje na temat tych ryzyk przedstawiono w [nocie 7.3](#).

Wg agencji ratingowej	2016	2015
Banki o ratingu A+ wg agencji Fitch	532	656
Banki o ratingu A wg agencji Fitch	1 289	-
Banki o ratingu A- wg agencji Fitch	2 314	3 203
Banki o ratingu A2 wg agencji Moody's	321	799
Banki o ratingu BB wg agencji Fitch	24	-
Banki o ratingu BB- wg agencji Fitch	16	32
Banki o ratingu BBB wg agencji Fitch	92	592
Banki o ratingu BBB+ wg agencji Fitch	5	3
Lokaty pieniężne w bankach razem	4 593	5 285



5.5. Pozostałe wyjaśnienia dotyczące skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych

5.5.1. Uzgodnienie zmian kapitału obrotowego do sprawozdania z przepływów pieniężnych

2016	Różnica wynikająca ze sprawozdania z sytuacji finansowej	Zmiana stanu rozrachunków z tytułu podatku bieżącego	Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	Zmiany w Grupie	Transakcje bezgotówkowe	Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (zmiana stanu kapitału obrotowego)
Zapasy	(281)	-	-	-	16	-	(265)
Należności	(909)	31	149	-	131	17	(581)
Pozostałe aktywa	17	-	(4)	(5)	10	-	18
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	414	(127)	67	-	(105)	(15)	234
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	(18)	-	-	-	(31)	136	87
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	(13)	-	(62)	-	-	101	26
Pozostałe rezerwy	(101)	-	-	-	(8)	10	(99)
Pozostałe zobowiązania	178	-	(25)	-	(3)	(113)	37
Kapitał obrotowy razem	(713)	(96)	125	(5)	10	136	(543)

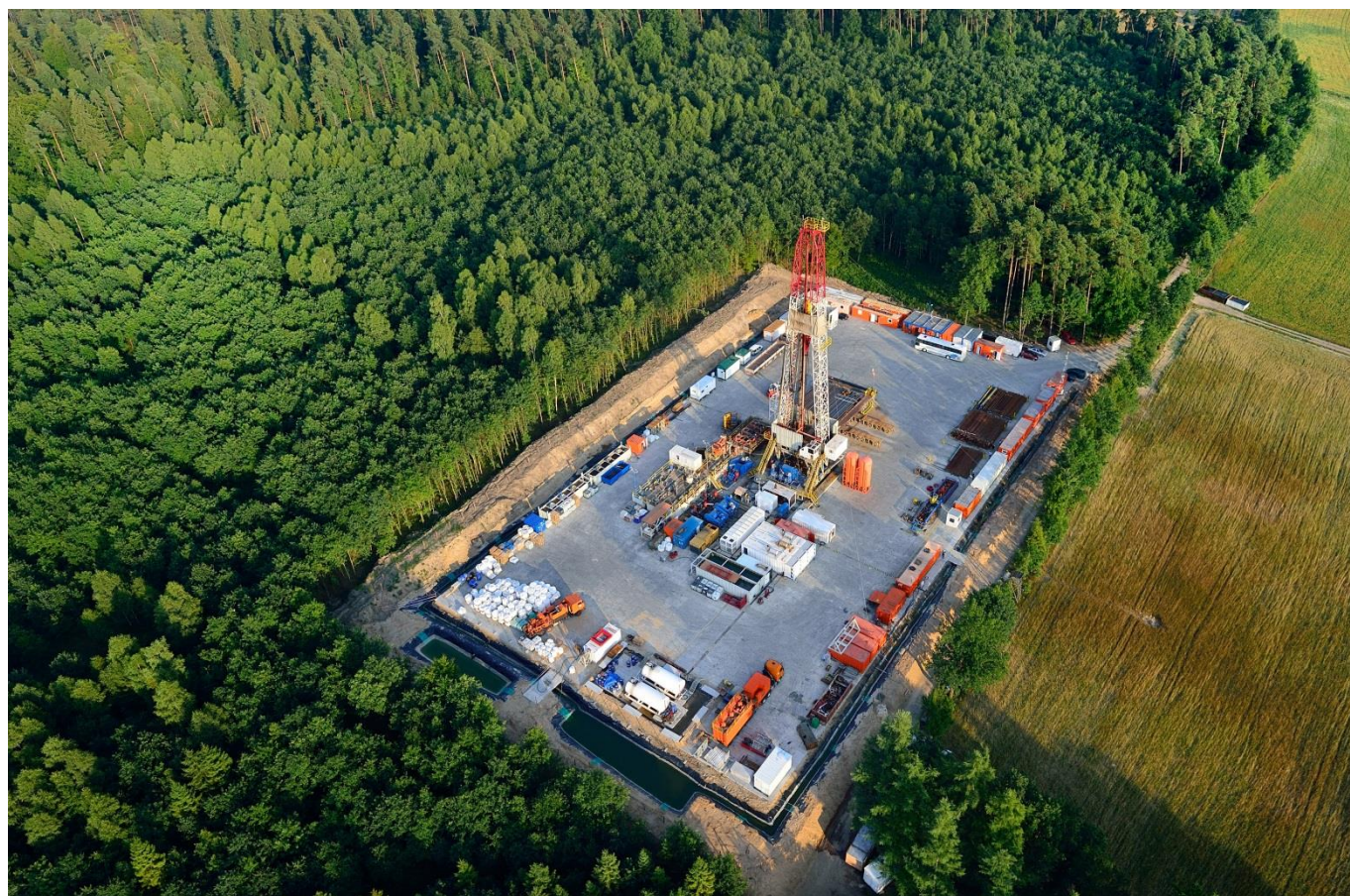
2015	Różnica wynikająca ze sprawozdania z sytuacji finansowej	Zmiana stanu rozrachunków z tytułu podatku bieżącego	Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	Zmiany w Grupie	Transakcje bezgotówkowe	Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (zmiana stanu kapitału obrotowego)
Zapasy	960	-	-	-	-	-	960
Należności	862	2	(9)	-	-	(19)	836
Pozostałe aktywa	(14)	-	-	(8)	-	8	(14)
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	(541)	138	21	-	-	25	(357)
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	68	-	-	-	-	(39)	29
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	5	-	17	-	-	(40)	(18)
Pozostałe rezerwy	(31)	-	-	-	-	(35)	(66)
Pozostałe zobowiązania	29	-	(37)	-	-	(70)	(78)
Kapitał obrotowy razem	1 338	140	(8)	(8)	-	(170)	1 292

5.5.2. Pozostałe korekty niepieniężne do sprawozdania z przepływów pieniężnych

	2016	2015
Odsetki i dywidendy netto	27	127
Wynik na różnicach kursowych netto	208	(24)
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	74	51
Pochodne instrumenty finansowe	71	28
Spisane nakłady inwestycyjne na niefinansowe aktywa trwale	322	284
Nabycie uprawnień do emisji CO ₂	(95)	(90)
Pozostałe pozycje netto	(239)	54
Pozostałe korekty niepieniężne	368	430

5.5.3. Uzgodnienie stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych ze sprawozdaniem z sytuacji finansowej

	2016	2015
1) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	6 022	2 728
a) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na początek okresu	1	2
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na początek okresu (1-a)	6 021	2 726
2) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	5 829	6 022
b) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na koniec okresu	(3)	1
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na koniec okresu (2-b)	5 832	6 021
I. Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (2-1)	(193)	3 294
II. Zmiana stanu różnic kursowych netto od środków pieniężnych (b-a)	(4)	(1)
Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych (I. - II.)	(189)	3 295



6. Noty objaśniające do sprawozdania z sytuacji finansowej

6.1. Aktywa trwałe rzeczowe i niematerialne

6.1.1. Rzeczowe aktywa trwałe i związane z nimi rezerwy

Zasady rachunkowości

Rzeczowe aktywa trwałe

Najistotniejsze pozycje rzeczowych aktywów trwałych stanowią budynki i budowle oraz urządzenia techniczne i maszyny związane przede wszystkim z poszukiwaniem i wydobywaniem gazu ziemnego i ropy naftowej oraz obrotem, magazynowaniem i dystrybucją gazu. Poza tym Grupa posiada również środki transportu oraz grunty. W ramach środków trwałych w budowie Grupa wykazuje głównie aktywowane koszty prac związanych z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż gazu ziemnego i ropy naftowej do momentu rozpoczęcia eksploatacji lub odpisania (szczegółowa polityka rachunkowości przedstawiona została w akapicie Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze).

Do rzeczowych aktywów trwałych Grupa zalicza również istotne części zamienne oraz awaryjne wyposażenie, jeżeli Grupa oczekuje, że będą one wykorzystywane przez czas dłuższy niż jeden rok i możliwe jest ich przypisanie do poszczególnych pozycji rzeczowych aktywów trwałych.

Pozycje rzeczowych aktywów trwałych wycenia się według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonego o umorzenie oraz odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości (odpisy z tytułu utraty wartości ujmują się zgodnie z polityką przedstawioną w [nocie 6.1.3.](#)).

Wartość początkowa wytworzonych gazociągów lub magazynów gazu (kategoria Budynki i budowle) 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.

Do ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pozycji rzeczowych aktywów trwałych zalicza się koszty finansowania zewnętrznego.

Koszty bieżącego utrzymania rzeczowych aktywów trwałych, remontów i konserwacji ujmowane są w wyniku finansowym w momencie poniesienia. W przypadku rozszczelnienia gazociągu, koszty jego ponownego napełnienia lub uzupełnienia utraconego paliwa są ujmowane bezpośrednio w rachunku zysków i strat w okresie, w którym zostały poniesione.

Metody i okresy amortyzacji są następujące:

Kategoria	Metoda amortyzacji	Przyjęte okresy użytkowania	Średni pozostały okres użytkowania na dzień bilansowy
Budynki i budowle	Liniowa	1 - 50 lat	29
Urządzenia techniczne i maszyny	Liniowa	1 - 41 lat	15
Środki transportu	Liniowa	1 - 35 lat	13
Pozostałe rzeczowe aktywa trwałe	Liniowa	1 - 35 lat	13
Zasoby na norweskim szelfie kontynentalnym	Według jednostki produkcji*	powyżej 10 lat	powyżej 10 lat
Grunty		kategoria nie podlega amortyzacji	
Środki trwałe w budowie		kategoria nie podlega amortyzacji	

*Wielkości wyprodukowanych i sprzedanych produktów są silnie skorelowane, a kontrakty regulujące sprzedaż węglowodorów z norweskiego szelfu kontynentalnego nie pozwalają na znaczne rozbieżności pomiędzy ilością wyprodukowanych a sprzedanych produktów, stąd zastosowana metoda amortyzacji.

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 (kopalin) mogą zostać podjęte po uzyskaniu przez Grupę:

- koncesji na rozpoznanie złóż kopalin,
- koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż kopalin,
- 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 Grupa ujmuje jako wartości niematerialne.

Wydatki z tytułu badań sejsmicznych są kapitalizowane w wartości aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych.

Nakłady na poszczególne odwierty początkowo podlegają aktywowaniu w pozycji Środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych. Gdy prace poszukiwawcze zakończą się stwierdzeniem sukcesu, czyli odkryciem złoża o zasobach dostępnych do eksploatacji, Grupa 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, Grupa przeklasyfikowuje środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych do rzeczowych aktywów trwałych.

Gdy prace poszukiwawcze zakończą się efektem negatywnym lub po ich zakończeniu, w efekcie analizy rejonów i obiektów pod względem ekonomicznej opłacalności eksploatacji, jednostka Grupy 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. W ciężar rachunku zysków i strat odpisywane są również skapitalizowane wydatki na badania sejsmiczne powiązane z danym obiektem.

Grupa tworzy rezerwy na koszty likwidacji odwiertów poszukiwawczych, eksploatacyjnych i magazynowych (nota 6.1.1.1.). Wartość zdyskontowanej rezerwy zwiększa wartość początkową kosztów odwiertów ujętych w ramach aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych oraz rzeczowych aktywów trwałych i w przypadku rzeczowych aktywów trwałych jest amortyzowana w okresie ich ekonomicznego użytkowania.

Istotne szacunki

Okresy użytkowania rzeczowych aktywów trwałych

Okresy użytkowania rzeczowych aktywów trwałych oparto na ocenie służb technicznych, odpowiedzialnych za ich eksploatację. 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.

Grupa corocznie dokonuje weryfikacji okresów użytkowania składników rzeczowych aktywów trwałych. W wyniku ostatniej weryfikacji (na dzień 31 grudnia 2016 roku) wartość amortyzacji zmniejszyła się o ok. 118 mln zł

	2016			2015		
	Wartość brutto	Umorzenie i odpis z tytułu utraty wartości	Wartość netto	Wartość brutto	Umorzenie i odpis z tytułu utraty wartości	Wartość netto
Grunty	93	(13)	80	78	(11)	67
Budynki i budowle	32 351	(14 217)	18 134	30 570	(12 515)	18 055
Urządzenia techniczne i maszyny	16 188	(7 587)	8 601	14 552	(6 034)	8 518
Środki transportu i pozostałe	2 817	(1 678)	1 139	2 704	(1 523)	1 181
Razem środki trwałe	51 449	(23 495)	27 954	47 904	(20 083)	27 821
Środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	3 761	(1 609)	2 152	3 637	(1 400)	2 237
Środki trwałe w budowie pozostałe	3 099	(56)	3 043	2 961	(52)	2 909
Razem rzeczowe aktywa trwałe	58 309	(25 160)	33 149	54 502	(21 535)	32 967

Grupa posiada zobowiązania pozabilansowe z tytułu podpisanych umów na nabycie rzeczowych aktywów trwałych, które nie zostały jeszcze ujęte w sprawozdaniu z sytuacji finansowej.

	2016	2015
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów nabycia rzeczowych aktywów trwałych	6 683	6 532
Część zrealizowana na dzień bilansowy	(2 289)	(2 767)
Zobowiązania wynikające z umów, do realizacji po dniu bilansowym	4 394	3 765

Informacje na temat rzeczowych aktywów trwałych stanowiących zabezpieczenie zobowiązań z tytułu zadłużenia przedstawiono w **nocie 5.2.**

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem środki trwałe	Środki trwałe w budowie		Razem rzeczowe aktywa trwałe
						Dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	Pozostałe	
Wartość brutto na 1 stycznia 2015	78	28 536	13 467	2 583	44 664	3 183	4 405	52 252
Umorzenie skumulowane	-	(10 334)	(4 632)	(1 352)	(16 318)	-	-	(16 318)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(7)	(1 030)	(233)	(20)	(1 290)	(1 035)	(81)	(2 406)
Wartość netto na 1 stycznia 2015	71	17 172	8 602	1 211	27 056	2 148	4 324	33 528
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	6	(199)	-	(193)	38	(38)	(193)
Nabycie	-	-	-	-	-	769	2 385	3 154
Zbycie	(1)	(14)	(2)	(3)	(20)	-	-	(20)
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	-	36	-	-	36	24	72	132
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	1	2 200	1 425	192	3 818	(300)	(3 682)	(164)
Przeniesienie pomiędzy grupami oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	-	(48)	20	-	(28)	186	(186)	(28)
Amortyzacja	-	(1 111)	(1 268)	(214)	(2 593)	-	-	(2 593)
Odpis z tytułu utraty wartości	(4)	(148)	(44)	(4)	(200)	(365)	29	(536)
Aktywowane odsetki	-	-	-	-	-	16	46	62
Likwidacja	-	(36)	(12)	(1)	(49)	-	-	(49)
Odpisanie środków trwałych w budowie bez efektów gospodarczych	-	-	-	-	-	(283)	(2)	(285)
Pozostałe zmiany	-	(2)	(4)	-	(6)	4	(39)	(41)
Wartość brutto na 31 grudnia 2015	78	30 570	14 552	2 704	47 904	3 637	2 961	54 502
Umorzenie skumulowane	-	(11 337)	(5 757)	(1 499)	(18 593)	-	-	(18 593)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(11)	(1 178)	(277)	(24)	(1 490)	(1 400)	(52)	(2 942)
Wartość netto na 31 grudnia 2015	67	18 055	8 518	1 181	27 821	2 237	2 909	32 967

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem środki trwałe	Środki trwałe w budowie		Razem rzeczowe aktywa trwałe
						Dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	Pozostałe	
Wartość brutto na 31 grudnia 2015	78	30 570	14 552	2 704	47 904	3 637	2 961	54 502
Umorzenie skumulowane	-	(11 337)	(5 757)	(1 499)	(18 593)	-	-	(18 593)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(11)	(1 178)	(277)	(24)	(1 490)	(1 400)	(52)	(2 942)
Wartość netto na 31 grudnia 2015	67	18 055	8 518	1 181	27 821	2 237	2 909	32 967
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	(1)	269	-	268	36	80	384
Nabycie	-	-	-	-	-	675	2 243	2 918
Zbycie	-	(2)	-	(2)	(4)	-	-	(4)
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	-	(19)	-	-	(19)	14	67	62
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	2	1 617	904	198	2 721	(286)	(2 490)	(55)
Przeniesienie pomiędzy grupami oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	-	(55)	14	1	(40)	(11)	11	(40)
Amortyzacja	-	(1 116)	(1 080)	(212)	(2 408)	-	-	(2 408)
Odpis z tytułu utraty wartości	(2)	(458)	(124)	(19)	(603)	(209)	(4)	(816)
Zmiany w Grupie	14	154	148	4	320	-	192	512
Aktywowane odsetki	-	-	-	-	-	16	45	61
Likwidacja	-	(36)	(30)	(7)	(73)	-	-	(73)
Odpisanie środków trwałych w budowie bez efektów gospodarczych	-	-	-	-	-	(318)	(3)	(321)
Pozostałe zmiany	(1)	(5)	(18)	(5)	(29)	(2)	(7)	(38)
Wartość brutto na 31 grudnia 2016	93	32 351	16 188	2 817	51 449	3 761	3 099	58 309
Umorzenie skumulowane	-	(12 581)	(7 186)	(1 635)	(21 402)	-	-	(21 402)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(13)	(1 636)	(401)	(43)	(2 093)	(1 609)	(56)	(3 758)
Wartość netto na 31 grudnia 2016	80	18 134	8 601	1 139	27 954	2 152	3 043	33 149

6.1.1.1. Rezerwy związane z rzeczowymi aktywami trwałymi (w tym rezerwa na koszty likwidacji odwiertów)

Zasady rachunkowości

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów oraz Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG)

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

Rezerwę na koszty likwidacji odwiertów tworzy się, gdy na Grupie ciąży obowiązek likwidacji dokonanych odwiertów po zakończeniu eksploatacji. W przypadku, gdy rezerwy dotyczą kosztów likwidacji odwiertów stanowiących rzeczowe aktywa trwałe (nakłady na poszukiwanie i ocenę zasobów mineralnych), wartość zdyskontowanej rezerwy zwiększa wartość tych rzeczowych aktywów trwałych i po przejściu do fazy eksploatacji amortyzowana jest w okresie przewidywanego, ekonomicznego użytkowania odwiertów (zasady rachunkowości w **notcie 6.1.1**). Późniejsze korekty wysokości rezerwy będące skutkiem zmian szacunków są również ujmowane jako korekta wartości tego składnika rzeczowych aktywów trwałych. Korekty wysokości rezerwy wynikające ze zmiany dyskonta ujmowane są w rachunku zysków i strat. Wartość rezerwy na przyszłe koszty likwidacji odwiertów kopalnianych i magazynowych korygowana jest o sumę niewykorzystanych odpisów na FLZG.

FLZG tworzony jest na mocy ustawy Prawo Geologiczne i Górnicze, które nakłada na Grupę obowiązek likwidacji zakładów górniczych po zakończeniu użytkowania. Odpisy na Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego ujmowane są w korespondencji z pozostałymi kosztami operacyjnymi. Środki FLZG są gromadzone na wyodrębnionym rachunku bankowym i 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, zrzućtowych, 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.

Środki Funduszu prezentowane są w części aktywów trwałych sprawozdania z sytuacji finansowej w pozycji Pozostałe aktywa.

Istotne szacunki

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów

Wartość rezerwy oparta jest na szacunkach przyszłych kosztów likwidacji aktywów i rekultywacji gruntów, na które znaczący wpływ ma przyjęta stopa dyskonta oraz szacunek okresu wystąpienia przyszłych wpływów pieniężnych.

Rezerwa na przyszłe koszty likwidacji odwiertów wyliczona jest w oparciu o koszt stanowiący średni koszt likwidacji odwiertów w poszczególnych zakładach wydobywczych w ciągu ostatnich trzech 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.

Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG)

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

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	2016	2015	
Stan na początek okresu sprawozdawczego	1 573	1 608	
Utworzenie ujęte w koszcie wytworzenia rzeczowych aktywów trwałych	62	143	<i>Nota 6.1.1.</i>
Utworzenie ujęte w rachunku zysków i strat	37	39	<i>Nota 3.3.</i>
Pozostałe zwiększenia - FLZG	2	3	
Wykorzystanie	(20)	(29)	
Rozwiązanie ujęte w rachunku zysków i strat	(23)	(173)	<i>Nota 3.3.</i>
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	30	(18)	
Stan na koniec okresu sprawozdawczego	1 661	1 573	
-długoterminowe	1 641	1 540	
-krótkoterminowe	20	33	

W 2016 roku do wyliczenia rezerwy na koszt likwidacji odwiertów i infrastruktury towarzyszącej na terenie Polski zastosowano stopę dyskonta w wysokości 1,04%, która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów w wysokości 3,57% oraz stopy inflacji na poziomie ciągłego celu inflacyjnego realizowanego przez NBP w wysokości 2,5% (na koniec 2015 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 0,48% jako wypadkowa stóp odpowiednio 2,99% i 2,5%).

6.1.2. Wartości niematerialne

Zasady rachunkowości

Wartości niematerialne

Grupa posiada w szczególności następujące główne pozycje wartości niematerialnych:

- prawo wieczystego użytkowania gruntów,
- programy komputerowe,
- uprawnienia do emisji CO₂,
- koncesje wynikające z prawa geologicznego i górniczego, prawo do użytkowania górniczego, informację geologiczną (Koncesje).

Prawo wieczystego użytkowania gruntów

Grupa korzysta z prawa wieczystego użytkowania gruntu nabytego odpłatnie na rynku oraz otrzymanego od Skarbu Państwa lub jednostki samorządu terytorialnego.

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 użyteczności dla odpłatnie nabytego prawa wieczystego użytkowania wynosi od 40 do 99 lat. Na 31 grudnia 2016 roku, pozostały okres użytkowania posiadanych przez Grupę praw wieczystego użytkowania wynosił średnio 55 lat.

W przypadku praw otrzymanych na podstawie umowy o oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste, zawartej ze Skarbem państwa lub jednostką samorządu terytorialnego, Grupa wykazuje w ramach wartości niematerialnych nadwyżkę pierwszej opłaty nad opłatą roczną. 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.

Uprawnienia do emisji CO₂

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

Prawa do emisji Grupa dzieli na:

- nabyte w celu umorzenia – ujmowane są w księgach rachunkowych jako wartości niematerialne i wyceniane według zasad podanych poniżej,
- nabyte w celu odsprzedaży – ujmowane są w księgach rachunkowych jako zapas ([nota 6.2.1.](#)) 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,
- nieodpłatnie otrzymane w ramach Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień – są ujmowane w wartości nominalnej tzn. wartości zerowej i ewidencjonowane są pozabilansowo.

Koncesje oraz prawo do użytkowania górniczego i informacji geologicznej

W działalności poszukiwawczej i wydobywczej Grupa wykorzystuje koncesje udzielone na podstawie prawa geologicznego i górniczego, prawa do informacji geologicznej oraz użytkowania górniczego.

Wartość koncesji na poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego i/lub ropy naftowej oraz wynagrodzenie dla Skarbu Państwa za ustanowienie użytkowania górniczego Grupa ujmuje jako nakłady podlegające kapitalizacji.

Wycena

Składnik wartości niematerialnych w momencie początkowego ujęcia wycenia się w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia. W przypadku ustanowionego użytkowania górniczego, wartość początkową stanowi wynagrodzenie dla Skarbu Państwa za ustanowienie użytkowania górniczego.

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 (zasady rachunkowości dot. utraty wartości przedstawione zostały w [nocie 6.1.3.](#)).

Amortyzacja wartości niematerialnych odbywa się metoda liniową według stawek odzwierciedlających przewidywany okres ich użytkowania. Nabyte prawa do emisji CO₂ amortyzowane są zależnie od wielkości emisji.

Istotne szacunki

Okresy ekonomicznej użyteczności wartości niematerialnych

Okresy ekonomicznej użyteczności wartości niematerialnych oparto na ocenie służb technicznych, odpowiedzialnych za ich eksploatację. 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 wartości niematerialnych oraz koszty amortyzacji w przyszłości.

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. Powyższe operacje Grupa ujmuje jako zmiany wartości szacunkowych i odnosi w rachunek zysków i strat w okresie, w którym ma miejsce zmiana szacunków.

Ostatnia weryfikacja miała miejsce na dzień 31 grudnia 2016 roku. W wyniku przeprowadzonej weryfikacji roczne koszty amortyzacji spadły o ok. 5 mln zł.

	Prawo wieczystego użytkowania gruntów	Uprawnienia do emisji CO ₂	Programy komputerowe	Koncesje	Inne wartości niematerialne	Razem
Wartość brutto na 1 stycznia 2015	682	338	387	279	399	2 085
Umorzenie skumulowane	(15)	(291)	(271)	(104)	(234)	(915)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(4)	-	(2)	(50)	(1)	(57)
Wartość netto na 1 stycznia 2015	663	47	114	125	164	1 113
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	1	4	-	5
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	-	3	122	20	19	164
Przeniesienie pomiędzy grupami oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	(5)	-	(4)	-	4	(5)
Nabycie	-	90	-	-	-	90
Zbycie	(3)	-	-	-	-	(3)
Amortyzacja	(2)	(59)	(60)	(15)	(61)	(197)
Odpis z tytułu utraty wartości	(18)	-	(1)	2	-	(17)
Likwidacja	(1)	-	-	-	(14)	(15)
Pozostałe zmiany	5	-	-	(35)	33	3
Wartość brutto na 31 grudnia 2015	677	430	499	243	423	2 272
Umorzenie skumulowane	(16)	(349)	(324)	(94)	(277)	(1 060)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(22)	-	(3)	(48)	(1)	(74)
Wartość netto na 31 grudnia 2015	639	81	172	101	145	1 138
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	-	2	-	2
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	1	2	28	5	19	55
Przeniesienie pomiędzy grupami oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	(3)	-	-	-	-	(3)
Nabycie	-	94	-	-	-	94
Zbycie	(2)	-	-	-	-	(2)
Amortyzacja	(2)	(89)	(59)	(20)	(35)	(205)
Odpis z tytułu utraty wartości	(7)	-	(1)	(5)	(1)	(14)
Zmiany w Grupie	8	11	2	-	20	41
Likwidacja	-	-	(1)	(2)	-	(3)
Pozostałe zmiany	3	-	-	(27)	-	(24)
Wartość brutto na 31 grudnia 2016	676	538	529	203	460	2 406
Umorzenie skumulowane	(10)	(439)	(384)	(96)	(310)	(1 239)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(29)	-	(4)	(53)	(2)	(88)
Wartość netto na 31 grudnia 2016	637	99	141	54	148	1 079

6.1.3. Utrata wartości aktywów niefinansowych

Istotne szacunki

Utrata wartości aktywów niefinansowych

Test na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych przeprowadza się, gdy wystąpią przesłanki wskazujące na utratę wartości. Test na utratę wartości przeprowadza się poprzez porównanie wartości bilansowej aktywa (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne, jeżeli aktywo nie generuje samodzielnie wpływów pieniężnych) z wartością odzyskiwalną tj. wyższą spośród wartości godziwej pomniejszonej o koszty sprzedaży lub wartości użytkowej.

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

Kwoty odpisów dotyczących rzeczowych aktywów trwałych na koniec 2016 roku zostały przedstawione w poniższej tabeli:

	2016		2015	
	Działalność wydobywcza	Pozostałe	Działalność wydobywcza	Pozostałe
Grunty	(4)	(9)	(3)	(8)
Budynki i budowle	(1 429)	(207)	(1 011)	(166)
urządzenia techniczne i maszyny	(324)	(77)	(229)	(49)
Środki transportu i pozostałe	(39)	(4)	(20)	(4)
Środki trwałe w budowie:				
dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(1 609)	-	(1 400)	-
pozostałe	(1)	(55)	-	(52)
Razem	(3 406)	(352)	(2 663)	(279)

W roku obrotowym przeprowadzono test na utratę wartości podstawowych aktywów operacyjnych Grupy stanowiących: majątek wydobywczy służący eksploatacji gazu ziemnego i ropy naftowej, oraz majątek będący środkami trwałymi w budowie (odwierty). Poniżej przedstawiono podstawowe informacje na temat przeprowadzonego testu dla obszarów, w których dokonano najistotniejszych wartościowo odpisów.



Opis Ośrodka Wypracowującego Środki pieniężne: W przypadku składników aktywów zaliczanych do aktywów jednostek produkcyjnych ropy i gazu testy na utratę wartości przeprowadzone zostały dla poszczególnych CGU, którym są określone jednostki produkcyjne w Polsce i Pakistanie

	2016		2015	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	CGU - 158 jednostek produkcyjnych		CGU - 152 jednostki produkcyjne	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	* Zmiana założeń makroekonomicznych - wzrost prognozowanych kursów walut w 2016 roku oraz wzrost cen węglowodorów na dzień 31.12.2016 roku *Aktualizacja prognozy produkcji uwzględniająca nowe włączenia odwiertów	*Zmiana prognoz cenowych - spadek cen węglowodorów na dzień 30.06.2016 roku * Aktualizacja prognozy produkcji uwzględniająca pogorszenie warunków złożowych na określonych jednostkach produkcyjnych *Zmiana stopy dyskonta w 2016 roku	*Aktualizacja prognozy produkcji uwzględniająca zwiększenie wydobycia na określonych jednostkach produkcyjnych w wyniku przeprowadzonych rekonstrukcji oraz realizacji inwestycji *Zmiana stopy dyskonta na dzień 31.12.2015 roku	*Zmiana prognoz cenowych - spadek cen węglowodorów w 2015 roku * Aktualizacja prognozy produkcji uwzględniająca pogorszenie warunków złożowych na określonych jednostkach produkcyjnych
Wartość Użytkowa	18 849		25 103	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	Polska: 12,12% - 12,28% Pakistan: 22,09% -24,18%		Polska: 11,55% - 12,22% Pakistan: test nie był przeprowadzany	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości	128	684	104	400

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki pieniężne: Testy na utratę wartości przeprowadzone zostały dla poszczególnych CGU, którym są określone odwierty w Polsce

	2016		2015	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	CGU - 121 odwiertów		CGU- 105 odwiertów	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	*Zmiana założeń makroekonomicznych - wzrost prognozowanych kursów walut w 2016 roku oraz wzrost cen węglowodorów na dzień 31.12.2016 roku *Aktualizacja prognozy produkcji oraz obniżenie planowanych nakładów	*Zmiana prognoz cenowych - spadek cen węglowodorów na dzień 30.06.2016 roku *Rezygnacja z realizacji odwiertów w wyniku niezadawalających rezultatów prac geologicznych *Zmiana stopy dyskonta w 2016 roku	*Wysokie prognozy produkcji w dłuższym horyzoncie czasowym *Zmiana stopy dyskonta na dzień 31.12.2015 roku	*Zmiana prognoz cenowych - spadek cen węglowodorów w 2015 roku *Rezygnacja z realizacji odwiertów w wyniku niezadawalających rezultatów prac geologicznych
Wartość Użytkowa	3 004		3 111	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	Kraj: 13,17% - 13,33%		Kraj: 12,60% - 13,16%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości	24	350	19	461

6.2. Kapitał obrotowy

6.2.1. Zapasy

Zasady rachunkowości

Najistotniejsze **pozycje zapasów** w Grupie stanowią:

- paliwo gazowe oraz paliwa do produkcji energii i ciepła,
- świadectwa pochodzenia energii uzyskane w związku z wytworzeniem energii elektrycznej oraz zakupione w celu przedstawienia ich do umorzenia,
- świadectwa efektywności energetycznej,
- części zamienne niekwalifikujące się do pozycji rzeczowych aktywów trwałych (**nota 6.1.1.**) służące lub mogące służyć różnym obiektom.

Wartość zapasów ustala się początkowo w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia. Na dzień bilansowy wyceny dokonuje się według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia lub też według wartości netto możliwej do uzyskania, w zależności od tego, która z kwot jest niższa.

Zapas paliwa gazowego wyceniany jest dla wszystkich magazynów łącznie według średniej ważonej ceny pozyskania paliwa gazowego. Rozchód paliwa gazowego do sprzedaży i na cele zużycia własnego w Podziemnych Magazynach Gazu (PMG) oraz różnice bilansowe, wycenia się według średniej ważonej ceny pozyskania, na którą składają się w szczególności: koszt nabycia paliwa gazowego ze wszystkich źródeł wraz z uzasadnioną częścią kosztów opłat systemowych i transakcyjnych, rzeczywisty koszt wydobycia ze źródeł krajowych, koszt odazotowania oraz koszt regazyfikacji.

Rozchód części zamiennych wycenia się metodą średniej ważonej. Części zamienne ujmowane są w rachunku zysków i strat w momencie ich wykorzystania.

Spółki Grupy mają obowiązek uzyskać i przedstawić do umorzenia świadectwa pochodzenia energii elektrycznej i świadectwa efektywności energetycznej, odpowiadające sprzedaży energii elektrycznej do końcowych odbiorców. Przyznane prawa majątkowe w związku z wytworzeniem energii elektrycznej oraz świadectwa efektywności energetycznej ujmowane są jako zapas w wartości rynkowej (w korespondencji z pozycją przychody ze sprzedaży) w momencie uprawdopodobnienia faktu ich otrzymania. Zakupione świadectwa pochodzenia energii i świadectwa efektywności energetycznej ujmowane są w cenie nabycia. Rozchód świadectw wycenia się metodą średniej ważonej. Rozliczenie świadectw pochodzenia energii elektrycznej i świadectw efektywności energetycznej odbywa się w momencie ich umorzenia w korespondencji z utworzoną rezerwą (**nota 6.3.2.**).

Istotne szacunki

Odpis aktualizujący wartość zapasów

W przypadku, gdy cena nabycia lub koszt wytworzenia zapasów nie są możliwe do odzyskania, Grupa dokonuje odpisów aktualizujących ich wartość do wartości netto możliwej do uzyskania.

Wyjątek stanowi kategoria części zamiennych, których wartość nie jest odpisywana do wartości netto możliwej do uzyskania, jeżeli planuje się ich wykorzystanie.

Odpisów aktualizujących wartość świadectw pochodzenia energii i świadectw efektywności energetycznej dokonuje się na podstawie porównania wartości bilansowej do wartości możliwej do uzyskania, pochodzącej z aktywnego rynku.

W przypadku zapasów nie wykazujących zużycia odpisy wartości ustalane są w wyniku doraźnej oceny ich przydatności, według poniższych założeń:

Materiały zakupione i nie wykazujące ruchu w okresie:	Stawka odpisu aktualizującego
1 – 5 lat	W większości przypadków stosowany jest odpis w wysokości 20%; w przypadkach, w których uwzględniana jest indywidualna ocena przydatności i możliwości wykorzystania grupy asortymentowej materiałów oraz struktury czasowej ich zalegania, stosowane są również odpisy w wysokości 5% i 10%
5 – 10 lat	Stosowany jest odpis w wysokości 20-100%
Powyżej 10 lat	Stosowany jest odpis w wysokości 100% w przypadku materiałów cechujących się brakiem przydatności i przeznaczeniem do zbycia lub złomowania.

Zapasy	2016			2015		
	Wartość początkowa	Odpis aktualizacyjny	Wartość netto	Wartość początkowa	Odpis aktualizacyjny	Wartość netto
Materiały, w tym:	2 463	(119)	2 344	2 407	(306)	2 101
paliwo gazowe	1 788	(53)	1 735	1 748	(257)	1 491
paliwa do produkcji energii i ciepła	255	-	255	278	-	278
ropa naftowa	17	-	17	14	-	14
części zamienne	66	-	66	73	-	73
pozostałe materiały	337	(66)	271	294	(49)	245
Świadectwa pochodzenia energii	157	(5)	152	79	(3)	76
Pozostałe zapasy	18	(4)	14	52	-	52
Razem	2 638	(128)	2 510	2 538	(309)	2 229

Zmiany odpisu aktualizującego	2016	2015
Odpis aktualizujący na początek okresu	(309)	(113)
Ujęte w rachunku zysków i strat, w tym:		
Utworzenie ujęte w rachunku zysków i strat	(82)	(267)
Rozwiązanie ujęte w rachunku zysków i strat	264	73
Wykorzystanie	1	-
Różnice kursowe z przeliczenia	(2)	-
Pozostałe zmiany	-	(2)
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(128)	(309)



6.2.2. Należności

Zasady rachunkowości

Pozycja należności obejmuje głównie krótkoterminowe należności z tytułu dostaw i usług (głównie ze sprzedaży paliwa gazowego) oraz podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych.

Krótkoterminowe należności z tytułu dostaw i usług ujmują się początkowo według wartości godziwej, która odpowiada wartości nominalnej. Po początkowym ujęciu należności wycenia się według zamortyzowanego kosztu, z uwzględnieniem ewentualnego odpisu aktualizującego.

Należności z tytułu podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych ustala się w kwocie należnej spółkom Grupy zgodnie z obowiązującymi i mającymi zastosowanie przepisami.

Istotne szacunki

Kwota odpisu aktualizującego należności stanowi różnicę pomiędzy wartością księgową 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: indywidualna lub statystyczna.

Według **metody indywidualnej** Grupa zawiązuje odpisy aktualizujące należności w przypadku, gdy należność jest przeterminowana powyżej 90 dni lub ma charakter wątpliwy (np. dłużnik jest w stanie upadłości). Wartość odpisu obejmuje 100% wartości należności.

Według **metody statystycznej** odpisy aktualizujące należności z tytułu dostaw paliwa gazowego tworzy się dla odbiorców rozliczanych w grupach taryfowych od 1 do 4 (odbiorcy w tych grupach taryfowych to głównie odbiorcy detaliczni oraz małe i średniej wielkości przedsiębiorstwa). Podstawą tworzenia odpisów jest analiza danych historycznych o spłacie należności przeterminowanych w poszczególnych przedziałach wiekowania. Na bazie analizy ustalane są wskaźniki spłacalności stanowiące podstawę ustalenia odpisów aktualizujących należności w każdym przedziale wiekowania.

Wartość odpisu zaliczana jest odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych – zależnie od rodzaju należności, której dotyczy odpis aktualizujący.

Należności	2016			2015		
	Wartość brutto	Odpis aktualizacyjny	Wartość netto	Wartość brutto	Odpis aktualizacyjny	Wartość netto
Należności z tytułu dostaw i usług (głównie ze sprzedaży paliwa gazowego)	3 834	(318)	3 516	2 899	(358)	2 541
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	375	(1)	374	431	-	431
Należności z tytułu podatku dochodowego od osób prawnych	39	(1)	38	7	-	7
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	28	(6)	22	150	(3)	147
Pozostałe należności	784	(446)	338	682	(429)	253
Razem, w tym:	5 060	(772)	4 288	4 169	(790)	3 379
nieprzeterminowane	3 848	(4)	3 844	2 940	(44)	2 896
przeterminowane z utratą wartości	768	(768)	-	746	(746)	-
przeterminowane bez utraty wartości	444	-	444	483	-	483

Struktura wiekowa należności z tytułu dostaw i usług przeterminowanych, w stosunku do których nie stwierdzono utraty wartości jest następująca:

Okres, jaki upłynął od terminu spłaty	2016	2015
do 1 miesiąca	290	328
od 1 do 3 miesięcy	60	59
od 3 miesięcy do 1 roku	53	14
od 1 roku do 5 lat	9	17
powyżej 5 lat	2	-
Razem należności netto przeterminowane	414	418

Grupa narażona jest na ryzyko kredytowe oraz ryzyko walutowe wynikające z należności z tytułu dostaw i usług. Zarządzanie ryzykiem kredytowym (w tym ocenę jakości kredytowej należności i koncentrację ryzyka kredytowego) przedstawiono w [nocie 7.3.1](#). Informacje na temat ryzyka walutowego związanego z należnościami zaprezentowano w [nocie 7.3.2.2](#).

6.2.3. Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz podatków

Zasady rachunkowości

Krótkoterminowe zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz z tytułu zakupu środków trwałych i wartości niematerialnych ujmuje się początkowo w wartości godziwej, która odpowiada wartości nominalnej i wycenia na dzień bilansowy według zamortyzowanego kosztu.

Zobowiązania z tyt. podatków, cel i ubezpieczeń społecznych ustala się w kwocie wymagającej zapłaty spółkom Grupy zgodnie z obowiązującymi i mającymi zastosowanie przepisami.

Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz podatków	2016	2015
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 290	956
Zobowiązania z tytułu zakupu środków trwałych i wartości niematerialnych	425	383
Zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług	1 032	1 115
Zobowiązania z tytułu innych podatków, cel i ubezpieczeń społecznych	252	258
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego bieżącego	180	53
Razem	3 179	2 765

Grupa narażona jest na ryzyko walutowe oraz ryzyko płynności związane ze zobowiązaniami z tytułu dostaw i usług oraz zakupu środków trwałych i wartości niematerialnych. Ryzyka te opisano odpowiednio w [notach: 7.3.2.2](#) oraz [7.3.3](#).

6.3. Rezerwy i zobowiązania

6.3.1. Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych

Zasady rachunkowości

Krótkoterminowe świadczenia

Krótkoterminowe świadczenia pracownicze to świadczenia (inne niż świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy), które podlegają w całości rozliczeniu przed upływem dwunastu miesięcy od końca rocznego okresu sprawozdawczego, w którym pracownicy wykonywali związaną z nimi pracę. Krótkoterminowe świadczenia pracownicze nie wymagają stosowania założeń aktuarialnych. Grupa ujmuje przewidywaną, niezdyskontowaną wartość krótkoterminowych świadczeń, które zostaną wypłacone. Wydatki dotyczące świadczeń wypłacanych w okresie zatrudnienia są odnoszone w rachunek wyników bieżącego okresu sprawozdawczego.

Do zobowiązań z tytułu krótkoterminowych świadczeń pracowniczych wypłacanych przez Grupę należą:

- wynagrodzenia oraz składki na ubezpieczenia społeczne,
- krótkoterminowe płatne nieobecności,
- wypłaty z zysku i premie przypadające do wypłaty w ciągu 12 miesięcy od zakończenia okresu, w którym pracownicy nabyli te prawa,
- świadczenia niepieniężne dla aktualnie zatrudnionych pracowników.

Krótkoterminowe świadczenia pracownicze, w tym płatności z tytułu programu określonych składek, ujmowane są w okresie, w którym jednostka Grupy otrzymała przedmiotowe świadczenie ze strony pracownika, a w przypadku wypłat z zysku i premii, gdy spełnione zostały następujące warunki:

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

Grupa ujmuje przewidywane koszty krótkoterminowych świadczeń pracowniczych w formie płatnych nieobecności w przypadku kumulowanych płatnych nieobecności (czyli takich, do których uprawnienia przechodzą na przyszłe okresy i można je wykorzystać w przyszłości, jeśli w bieżącym okresie nie zostały w pełni wykorzystane).

Długoterminowe świadczenia

Długoterminowe świadczenia pracownicze to wszystkie świadczenia których okres realizacji przypada w terminie dłuższym niż 12 miesięcy od dnia bilansowego. Grupa klasyfikuje je jako:

- świadczenia po okresie zatrudnienia,
- inne długoterminowe świadczenia pracownicze.

Do świadczeń po okresie zatrudnienia klasyfikowane są między innymi świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy, odprawy emerytalne oraz świadczenia z Zakładowego Funduszu Świadczeń Socjalnych.

Rezerwa na długoterminowe świadczenia pracownicze wyceniana jest z wykorzystaniem metody prognozowanych uprawnień jednostkowych z wyceny aktuarialnej przeprowadzanej na koniec okresu sprawozdawczego.

Zyski i straty aktuarialne dotyczące określonych świadczeń po okresie zatrudnienia są prezentowane w innych całkowitych dochodach. Natomiast zyski i straty dotyczące pozostałych świadczeń wypłacanych w okresie zatrudnienia są odnoszone w rachunek zysków i strat bieżącego okresu sprawozdawczego.

Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	2016		2015	
	Długoterminowe	Krótkoterminowe	Długoterminowe	Krótkoterminowe
Zobowiązania z tytułu nagród jubileuszowych	473	45	439	42
Zobowiązania z tytułu odpraw emerytalnych	178	4	113	2
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	-	72	-	56
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	-	54	-	47
Świadczenia pracownicze z tytułu rozwiązania stosunku pracy	-	20	-	36
Pozostałe zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	51	139	13	169
Razem	702	334	565	352

Zmiany zobowiązań z tytułu odpraw emerytalnych i nagród jubileuszowych przedstawiały się następująco:

	Nagrody jubileuszowe		Odprawy emerytalne	
	2016	2015	2016	2015
Wartość zobowiązania na początek okresu	481	491	115	100
Koszty odsetek	17	5	4	1
Koszty bieżącego zatrudnienia	24	23	7	4
Koszty przeszłego zatrudnienia	-	(25)	-	(10)
Wypłacone świadczenia	(51)	(53)	(16)	(15)
Aktuarialny zysk/(strata) - zmiany w założeniach finansowych	9	(14)	4	(6)
Aktuarialny zysk/(strata) - zmiany w założeniach demograficznych	87	55	38	41
Zysk/(Strata) z tytułu ograniczeń i rozliczeń	(63)	(1)	24	-
Zmiany w Grupie	14	-	6	-
Wartość zobowiązania na koniec okresu	518	481	182	115

Stopa techniczna przyjęta do obliczenia zdyskontowanej wartości przyszłych wypłat należnych z tytułu odpraw emerytalnych ustalona została na poziomie 1,1%, jako wypadkowa stopy zwrotu z długoletnich obligacji skarbowych w wysokości 3,6% rocznie i planowanej rocznej inflacji wynagrodzeń w wysokości 2,5% (na koniec 2015 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 1,4% jako wypadkowa stóp odpowiednio 2,9% i 1,5%).

6.3.1.1. Informacje na temat procesu racjonalizacji zatrudnienia w Grupie Kapitałowej

Jednostki GK PGNiG realizują programy dotyczące racjonalizacji zatrudnienia, zgodnie z założeniami Programu Poprawy Efektywności Grupy Kapitałowej PGNiG. Program ten jest elementem działań, mających na celu zwiększenie efektywności kosztowej i organizacyjnej Grupy, zgodnie z przyjętą w grudniu 2014 roku Strategią GK PGNiG na lata 2014 - 2022.

Najistotniejsze działania związane z racjonalizacją zatrudnienia, realizowane w 2016 roku przez spółki Grupy, zostały przedstawione poniżej:

Jednostka	Proces restrukturyzacji/racjonalizacji zatrudnienia
GEOFIZYKA Kraków S.A. w likwidacji	W związku z trwającym procesem likwidacji spółki GEOFIZYKA Kraków S.A. w likwidacji, w dniu 4 sierpnia 2016 roku, ogłoszono program zwolnień grupowych (w oparciu o ustawę o szczególnych zasadach rozwiązywania stosunku pracy z przyczyn niedotyczących pracowników Dz.U. z 2015 r.poz.192). Spółka przewiduje, że kwota odpraw z tytułu zwolnień grupowych wyniesie 4,7 mln zł. W okresie wypowiedzenia umów o pracę pracodawca może zwolnić pracowników z obowiązków świadczenia pracy z zachowaniem prawa do wynagrodzenia. Koszty wynagrodzeń za skrócony okres wypowiedzenia i bez obowiązku świadczenia pracy wyniosą 0,5 mln zł.
Exalo Drilling S.A.	Spółka, w obliczu pogarszającego się otoczenia rynkowego, uruchomiła kompleksowy program naprawczy obejmujący swym zasięgiem wszystkie kluczowe dla działalności obszary. W ramach tego programu udało się kompleksowo zoptymalizować poziom zatrudnienia, dopasowując je do realiów rynkowych. W 2016 roku rozwiązano umowę o pracę z 896 osobami. W ramach Programu Dobrowolnych Odejść odeszło 157 pracowników (9 osób dodatkowo jest jeszcze w okresie wypowiedzenia). Łączne koszty redukcji zatrudnienia poniesione w roku 2016 wyniosły 14,6 mln zł.
PGNiG S.A.	W maju 2016 roku Spółka uruchomiła kolejną edycję Programu Dobrowolnych Odejść (PDO), który wpisuje się w realizowany od kilku lat proces restrukturyzacji i optymalizacji zatrudnienia. Pracownicy, którzy dobrowolnie zgłosili się do Programu i uzyskali zgodę Pracodawcy, mogli rozwiązać stosunek pracy na mocy porozumienia stron na korzystnych warunkach (zachowując prawo do określonych regulaminie PDO świadczeń i odszkodowań). Program skierowany był do wszystkich grup pracowniczych, niemniej jednak szczególnie korzystny pakiet świadczeń Pracodawca skierował do pracowników w wieku przedemerytalnym. W 2016 roku w ramach PDO odeszło 164 pracowników. Poniesione koszty szacuje się na 14,6 mln zł.



6.3.2. Pozostałe rezerwy

Zasady rachunkowości	Istotne szacunki
Rezerwa na świadectwa pochodzenia energii oraz świadectwa efektywności energetycznej	
<p>W przypadku braku na dzień bilansowy wystarczającej ilości świadectw wymaganych do wypełnienia obowiązków zgodnie z Prawem energetycznym i Ustawą o efektywności energetycznej, Grupa tworzy rezerwę na umorzenie świadectw pochodzenia energii i świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenie opłat zastępczych, w zależności od tego która z kwot jest niższa.</p> <p>Dla celów wyceny rezerwy uwzględnia się wartość bilansową posiadanych świadectw oraz aktualną cenę rynkową świadectw na Towarowej Giełdzie Energetycznej, które dodatkowo należałoby nabyć, aby pokryć obowiązek wynikający z wielkości sprzedaży energii elektrycznej do końcowych odbiorców.</p> <p>Rezerwa jest rozliczana z zarejestrowanymi certyfikatami ujętymi jako zapas (patrz nota 6.2.1.), w momencie zarejestrowania umorzenia w Rejestrze Świadectw Pochodzenia prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii S.A. (TGE).</p>	<p>Rezerwa zawiązywana jest na koniec okresu sprawozdawczego, w oparciu o ilość sprzedanej do odbiorców końcowych energii elektrycznej, ciepła i paliwa gazowego oraz wytworzonej energii elektrycznej zużytej na własne potrzeby, z uwzględnieniem obowiązującej jednostkowej opłaty zastępczej lub ceny świadectw na TGE.</p>
Rezerwa na zobowiązania dotyczące prac poszukiwawczych za granicą	
<p>W 2013 roku Jednostka Dominująca utworzyła rezerwę na zobowiązania dotyczące prac poszukiwawczych, prowadzonych przez spółkę POGC - Libya B.V. (spółka zależna od PGNiG).</p> <p>W związku z brakiem prowadzenia przez spółkę POGC - Libya B.V. działalności operacyjnej spowodowanych występowaniem czynników ryzyka tzw. Siły Wyższej panującej w Libii, Spółka utrzymuje rezerwę na pokrycie zobowiązań koncesyjnych wobec Rządu Libijskiego wynikającą z zawartych umów koncesyjnych.</p>	<p>Wartość rezerwy oparta jest na podstawie niezrealizowanych zobowiązań wynikających z podpisanych umów koncesyjnych.</p>
Rezerwy związane z ochroną środowiska	
<p>Grupa ujmuje rezerwę na koszty rozpoznania i rekultywacji zanieczyszczeń środowiska gruntowo-wodnego, wymaganej przez obowiązujące przepisy prawa. Tworzona rezerwa odzwierciedla oszacowane koszty przewidziane do poniesienia, szacowane i weryfikowane okresowo według cen bieżących.</p>	<p>Wartość rezerwy oparta jest na szacunkach przyszłych kosztów rekultywacji zanieczyszczeń, na które znaczący wpływ ma przyjęta stopa dyskonta oraz szacunek okresu wystąpienia przyszłych przepływów pieniężnych.</p>
Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	
<p>W ramach prowadzonej działalności gospodarczej spółki Grupy instalują urządzenia techniczne służące do przesyłu i dystrybucji gazu na nieruchomościach gruntowych, stanowiących własność podmiotów trzecich, często osób fizycznych. W momencie instalacji infrastruktury, gdy istnieje taka możliwość, zawierane są umowy ustanawiające standardowe służebności gruntowe oraz umowy służebności przesyłu.</p> <p>W odniesieniu do roszczeń z tytułu bezumownego korzystania z gruntów, Grupa tworzy rezerwę. W wycenie tej rezerwy uwzględnia się zgłoszone roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów o potwierdzonej zasadności (tytuł prawny do gruntu), w przypadku których, w ciągu ostatnich 3 lat, prowadzona była korespondencja ze zgłaszającym roszczenie.</p>	<p>Grupa szacuje kwotę rezerwy z tytułu bezumownego korzystania z gruntów 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).</p> <p>W przypadku, gdy uzyskanie wiarygodnych danych wymaganych do zastosowania metody opisanej powyżej nie jest możliwe, Grupa analizuje indywidualnie zgłoszone roszczenia.</p> <p>Z uwagi na fakt, że wartości przyjęte do ww. kalkulacji wynikają z wielu zmiennych, ostateczne kwoty odszkodowań z tytułu bezumownego korzystania z gruntów, jakie Grupa będzie musiała zapłacić, mogą odbiegać od rozpoznanych rezerw z tego tytułu.</p>

	Rezerwa na świadczenia pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej	Rezerwa na zobowiązania dot. prac poszukiwawczych za granicą	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na karę UOKiK*	Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	Pozostałe rezerwy	Razem	
Stan na 1 stycznia 2015	228	164	94	60	87	282	915	
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	214	18	4	11	18	47	312	Nota 3.3.
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(30)	-	-	-	(59)	(57)	(146)	Nota 3.3.
Wykorzystanie	(197)	-	-	(6)	-	(26)	(229)	
Pozostałe zmiany	-	-	-	-	-	(3)	(3)	
Stan na 31 grudnia 2015	215	182	98	65	46	243	849	
część długoterminowa	-	4	90	-	25	69	188	
część krótkoterminowa	215	178	8	65	21	174	661	
Stan na 1 stycznia 2016	215	182	98	65	46	243	849	
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	150	12	31	-	8	119	320	Nota 3.3.
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(38)	-	(18)	(55)	(19)	(76)	(206)	Nota 3.3.
Wykorzystanie	(184)	-	-	-	-	(33)	(217)	
Zmiany w Grupie	-	-	-	-	-	8	8	
Pozostałe zmiany	-	-	6	-	1	(3)	4	
Stan na 31 grudnia 2016	143	194	117	10	36	258	758	
część długoterminowa	-	4	95	-	24	75	198	
część krótkoterminowa	143	190	22	10	12	183	560	

*więcej informacji znaleźć można w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG w rozdziale 6.4.2.



6.3.3. Dotacje

Zasady rachunkowości

Dotacje

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

Dotacje do aktywów są ujmowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w pozycji „Dotacje” (część długoterminowa) oraz „Pozostałe zobowiązania” (część krótkoterminowa), a następnie systematycznie, drogą równych odpisów rocznych, odnoszone są w rachunek zysków i strat przez przewidywany okres użytkowania tych aktywów.

Dotacje	2016	2015
Dotacje do aktywów, z tego:	856	882
Budowa KPMG Kosakowo	89	98
Rozbudowa PMG Wierzchowice	443	464
Rozbudowa PMG Strachocina	57	60
Rozbudowa PMG Husów	31	33
Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji	164	147
Pozostałe	72	80
Razem	856	882
W tym długoterminowe	815	843

Dotacje do aktywów

Spółki Grupy prowadzą projekty dofinansowane ze środków Unii Europejskiej.

Największe projekty prowadzone są przez Jednostkę Dominującą i mają na celu zwiększenie pojemności magazynów gazu oraz prawidłowe funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego gazu. W bieżącym okresie sprawozdawczym, do wskazanych projektów, PGNiG S.A. nie zostało przyznane nowe dofinansowanie. W 2016 roku PGNiG S.A. otrzymała dofinansowanie dotyczące projektu „Przestawienie miejscowości Ełk i Olecko z gazu propan-butan na gaz E z zastosowaniem technologii LNG” w wysokości 1,8 mln zł.

W bieżącym okresie, również Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. otrzymała dofinansowanie w kwocie 22 mln zł. Środki te pochodziły z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR) w ramach programu związanego z budową systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacją istniejących sieci dystrybucji.

6.3.4. Pozostałe zobowiązania

Zasady rachunkowości

Pozostałe zobowiązania

Spółka zależna w Grupie (Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.) jako operator systemów dystrybucyjnych zalicza do przychodów przyszłych okresów między innymi opłatę przyłączeniową (wynikającą ze zrealizowania usługi do 30 czerwca 2009 roku).

Przychody z tych tytułów rozliczane są w czasie, proporcjonalnie do odpisów amortyzacyjnych dokonywanych od powyższych przyłączy ujętych w ramach rzeczowych aktywów trwałych.

Pozostałe zobowiązania	2016		2015	
	Długoterminowe	Krótkoterminowe	Długoterminowe	Krótkoterminowe
Opłaty przyłączeniowe otrzymane w środkach pieniężnych	339	20	360	20
Niezamortyzowana wartość przyłączy gazowych przekazanych przez odbiorców	238	47	288	47
Zaliczki na dostawy	-	212	-	160
Rozliczenia międzyokresowe bierne	-	132	-	151
Zobowiązania z tytułu koncesji, praw do informacji geologicznej i użytkowania górnictwa	24	-	47	-
Pozostałe przychody przyszłych okresów	2	121	20	87
Pozostałe	66	376	55	265
Razem	669	908	770	730

7. Noty dotyczące instrumentów finansowych i zarządzania ryzykiem finansowym

7.1. Instrumenty finansowe

Zasady rachunkowości

Grupa posiada następujące kategorie instrumentów finansowych:

- Pożyczki i należności wyceniane według zamortyzowanego kosztu,
- Zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu,
- Aktywa i zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy,
- Aktywa i zobowiązania stanowiące instrumenty zabezpieczające określone rodzaje ryzyka w ramach rachunkowości zabezpieczeń.

Pożyczki i należności

Grupa klasyfikuje do tej pozycji głównie:

- należności z tytułu dostaw i usług ([nota 6.2.2.](#)),
- środki pieniężne i ich ekwiwalenty ([nota 5.4.](#)).

Zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu

Kategoria ta obejmuje głównie:

- zobowiązania z tytułu dostaw i usług ([nota 6.2.3.](#)),
- zobowiązania z tytułu zadłużenia ([nota 5.2.](#)).

Aktywa i zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy

Do aktywów i zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy Grupa klasyfikuje pochodne instrumenty finansowe nie wyznaczone na instrumenty zabezpieczające w rachunkowości zabezpieczeń. Zasady rachunkowości przedstawiono w [nocie 7.2.](#)

Aktywa i zobowiązania stanowiące zabezpieczenie określonego rodzaju ryzyka w ramach rachunkowości zabezpieczeń

Kategoria ta obejmuje instrumenty pochodne, w odniesieniu do których Grupa stosuje rachunkowość zabezpieczeń. Opis stosowanych zasad dotyczących rachunkowości zabezpieczeń znajduje się w [nocie 7.2.](#)



7.1.1. Uzgodnienie głównych pozycji bilansowych aktywów finansowych do grup wymaganych przez MSR 39

Uzgodnienie głównych pozycji bilansowych aktywów finansowych do grup wymaganych przez MSR 39

Pozycja bilansowa	Pozycja szczegółowa w nocie	Noty	2016				2015			
			Pożyczki i należności wyceniane według zamortyzowanego kosztu	Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowość i zabezpieczeń	Razem	Pożyczki i należności wyceniane według zamortyzowanego o kosztu	Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowość i zabezpieczeń	Razem
Należności	Należności z tytułu dostaw i usług	Nota 6.2.2.	3 516	-	-	3 516	2 541	-	-	2 541
Pochodne instrumenty finansowe		Nota 7.2.	-	483	140	623	-	685	24	709
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty		Nota 5.4.	5 829	-	-	5 829	6 022	-	-	6 022
Razem			9 345	483	140	9 968	8 563	685	24	9 272

7.1.2. Uzgodnienie głównych pozycji bilansowych zobowiązań do grup wymaganych przez MSR 39

Uzgodnienie głównych pozycji bilansowych zobowiązań finansowych do grup wymaganych przez MSR 39

Pozycja bilansowa	Pozycja szczegółowa w nocie	Noty	2016				2015			
			Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowość i zabezpieczeń	Razem	Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowość i zabezpieczeń	Razem
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	Kredyty bankowe	Nota 5.2.	1 323	-	-	1 323	1 524	-	-	1 524
	Dłużne papiery wartościowe	Nota 5.2.	4 984	-	-	4 984	4 772	-	-	4 772
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	Nota 6.2.3.	1 290	-	-	1 290	956	-	-	956
Pochodne instrumenty finansowe		Nota 7.2.	-	254	92	346	-	371	794	1 165
Razem			7 597	254	92	7 943	7 252	371	794	8 417



7.1.3. Przychody i koszty dotyczące aktywów i zobowiązań finansowych

			2016			2015		
Pozycja rachunku zysków i strat oraz sprawozdania z całkowitych dochodów	Pozycja szczegółowa w nocie / dodatkowe objaśnienia	Noty	Pożyczki, należności i zobowiązania wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń	Pochodne instrumenty finansowe w rachunkowość i zabezpieczeń przepływów pieniężnych	Pożyczki, należności i zobowiązania wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń	Pochodne instrumenty finansowe w rachunkowość i zabezpieczeń przepływów pieniężnych
Wpływ na rachunek zysków i strat								
Koszty finansowe netto	Odsetki od zadłużenia	Nota 3.4.	(204)	-	-	(150)	-	-
	Różnice kursowe	Nota 3.4.	(29)	-	-	(83)	-	-
	Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	Nota 3.4.	-	59	-	-	(39)	-
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	Różnice kursowe	Nota 3.3.	128	-	-	(94)	-	-
	Odpis z tytułu utraty wartości	Nota 3.3.	(17)	-	-	37	-	-
	Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	Nota 3.3.	-	(202)	-	-	27	-
	Reklasyfikacja z pozostałych całkowitych dochodów	Nota 3.3.	-	-	37	-	-	16
Zużycie surowców i materiałów	Reklasyfikacja z pozostałych całkowitych dochodów	Nota 3.2.	-	-	(696)	-	-	(274)
			(122)	(143)	(659)	(290)	(12)	(258)
Wpływ na pozostałe całkowite dochody								
Zyski/straty z wyceny instrumentów pochodnych w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych [część skuteczna]					124	(689)		
Reklasyfikacja wyceny do rachunku zysków i strat w związku z realizacją (rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych)					659	258		
					783	(431)		
Wpływ na całkowite dochody			(122)	(143)	124	(290)	(12)	(689)

7.2. Pochodne instrumenty finansowe

Zasady rachunkowości

Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń

Pochodne instrumenty finansowe, które nie stanowią instrumentu zabezpieczającego w rachunkowości zabezpieczeń, klasyfikuje się do „aktywów/zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy”. Instrumenty te stanowią zabezpieczenie w sensie ekonomicznym.

Do instrumentów pochodnych zaklasyfikowanych do „wycenianych w wartości godziwej” zalicza się również te instrumenty pochodne, w stosunku do których unieważniono powiązanie zabezpieczające.

Instrumenty pochodne ujmuje się początkowo w wartości godziwej i wycenia na każdy dzień bilansowy w wartości godziwej z ujęciem skutków wyceny w rachunku zysków i strat w pozycji koszty finansowe netto (m.in. wyceny instrumentów zabezpieczających działalność finansową, np. zaciągnięte zobowiązania dłużne) oraz pozostałe przychody i koszty operacyjne (transakcje zabezpieczające nie objęte rachunkowością zabezpieczeń m.in. kontrakty forward).

Rachunkowość zabezpieczeń

Grupa stosuje rachunkowość zabezpieczeń w celu zabezpieczenia przed ryzykiem zmian cen zakupu gazu oraz kursu walutowego (EUR/PLN i USD/PLN) związanego z przyszłymi zakupami gazu. Ryzyko zmiany cen gazu wynika z wysoce prawdopodobnych prognozowanych przyszłych transakcji zakupu gazu przez Grupę. W odniesieniu do tych transakcji stosowana jest rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych.

Instrumentami zabezpieczającymi są instrumenty pochodne.

Zyski i straty wynikające ze zmiany wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego przepływy pieniężne ujmowane są w pozostałych całkowitych dochodach, w takiej części, w jakiej dany instrument stanowi skuteczne zabezpieczenie związanej z nim pozycji zabezpieczanej. Część nieskuteczną odnosi się w rachunek zysków i strat w pozycji koszty finansowe netto. Kwoty ujęte w pozostałych całkowitych dochodach podlegają przeniesieniu do wyniku finansowego (pozycja „zużycie surowców i materiałów”) w okresie w którym zabezpieczana pozycja wpływa na wynik finansowy.

Grupa zaprzestaje klasyfikowania instrumentów jako zabezpieczające, jeżeli instrument pochodny wygaśnie, zostanie sprzedany, rozwiązany lub zrealizowany lub jeżeli Grupa wycofa wyznaczenie danego instrumentu jako zabezpieczenie albo, jeśli zabezpieczenie przestaje spełniać kryteria rachunkowości zabezpieczeń oraz zaprzestano oczekiwać realizacji planowanej transakcji.

Grupa zawiera transakcje dotyczące następujących instrumentów pochodnych:

Instrumenty pochodne objęte rachunkowością zabezpieczeń

Opis oraz cel wykorzystania instrumentu przez Grupę

Kontrakty forward walutowe	Forward to transakcja na sprzedaż bądź zakup waluty za z góry określoną cenę wykonania z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalane są warunki transakcji forward. Grupa korzysta z kontraktów walutowych forward w celu zabezpieczenia przed wahaniami kursów walutowych w USD, NOK i EUR w kontraktach na przyszłe zakupy gazu.
Opcje call walutowe	Opcja call walutowa daje jej posiadaczowi prawo nabycia określonej ilości waluty, po z góry określonej cenie wykonania (tzw. strike). Prawo to może być zrealizowane w dniu wygaśnięcia opcji (opcja europejska). Za prawo, które daje opcja, jej nabywca płaci sprzedającemu opcję premię opcyjną. Grupa kupuje opcje call zabezpieczające kursy walutowe USD i EUR w kontraktach na przyszłe zakupy gazu.
Opcje call towarowe	Nabyta opcja call daje spółce prawo do otrzymania wypłaty określonej kwoty. Wysokość tej wypłaty uzależniona jest od średniej arytmetycznej wartości instrumentu bazowego skalkulowanej za okres ważności instrumentu. Za prawo, które daje opcja, jej nabywca płaci sprzedającemu opcję premię opcyjną. Spółki z Grupy kupują opcje call zabezpieczające przed zmiennością ceny zakupu gazu TTF ^[A] , GO ^[B] i FO ^[C] .
Opcje put towarowe	Grupa wykorzystuje sprzedane opcje put wyłącznie w ramach strategii zerokosztowych collar. Instrument ten daje spółce prawo do otrzymania określonej kwoty. Wysokość tej kwoty uzależniona jest od średniej arytmetycznej wartości instrumentu bazowego skalkulowanej za okres ważności instrumentu. Za prawo, które daje opcja, jej sprzedawca otrzymuje od kupującego premię opcyjną. Spółki z Grupy sprzedają opcje put zabezpieczające przed zmiennością ceny zakupu gazu TTF ^[A] , GO ^[B] i FO ^[C] .

Swap towarowy	Instrument dotyczący transakcji, w której strony zobowiązują się do wymiany płatności w ustalonym dniu. Płatności te naliczane są w oparciu o ustalone ilości określonego towaru i jego cenę. W ramach transakcji jedna ze stron zobowiązuje się płacić stałą cenę, natomiast druga cenę zmienną. Nie dochodzi jednakże do fizycznej wymiany towarów będących przedmiotem transakcji. Spółki z Grupy wykorzystują instrument jako zabezpieczenie przed zmiennością ceny zakupu gazu TTF ^[A] , GO ^[B] i FO ^[C] .
IRS	Interest Rate Swap jest to instrument, w którym dla danej umownej kwoty bazowej następuje zamiana przepływów odsetkowych wyrażonych w PLN z oprocentowaniem stałym na oprocentowanie zmienne.

Instrumenty pochodne nie objęte rachunkowością zabezpieczeń

Opis oraz cel wykorzystania instrumentu przez Grupę

CCIRS	Cross Currency Interest Rate Swap - to instrument, w którym dla danej umówionej kwoty bazowej następuje zamiana przepływów dotyczących stopy procentowej i waluty po stałym ustalonym kursie wymiany. Instrumenty te zamieniają zmienne oprocentowanie wyrażone w NOK na zmienne oprocentowanie wyrażone w PLN lub stałe oprocentowanie wyrażone w EUR na zmienne oprocentowanie wyrażone w PLN.
Kontrakty forward walutowe	Opis oraz cel instrumentu został podany w poprzedniej tabeli.
Kontrakty futures na energię elektryczną ^[D]	Futures to wystandaryzowana transakcja umożliwiająca sprzedaż bądź zakup towaru na rynku regulowanym za z góry określoną cenę wykonania z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalane są warunki transakcji futures. Spółki z Grupy wykorzystują instrument w celu ekonomicznego zabezpieczenia przed zmianami cen przyszłych zakupów energii elektrycznej oraz gazu.
Kontrakty futures na CO ₂	Futures to wystandaryzowana transakcja umożliwiająca sprzedaż bądź zakup uprawnień do emisji CO ₂ na rynku regulowanym za z góry określoną cenę wykonania z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalane są warunki transakcji futures. Spółki z Grupy wykorzystują instrument w celu ekonomicznego zabezpieczenia przed zmianami cen przyszłych zakupów uprawnień do emisji CO ₂ .
Kontrakty forward na energię elektryczną oraz gaz	Forward to transakcja umożliwiająca sprzedaż bądź zakup towaru za z góry określoną cenę wykonania z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalane są warunki transakcji forward. Spółki z Grupy wykorzystują instrument w celu ekonomicznego zabezpieczenia przed zmianami cen przyszłych zakupów energii elektrycznej oraz gazu. ^[E]

[A] Natural Gas at the Title Transfer Facility (TTF) –indeks giełdowy dotyczący praw do gazu ziemnego funkcjonujący w ramach wirtualnej działalności tradingowej prowadzonej przez operatora systemu przesyłowego w Holandii

[B] Gas Oil (GO) - indeks Gasoil 0,1% Barges FOB Rotterdam

[C] Fuel Oil (FO) - indeks Fuel Oil 1% Barges FOB Rotterdam

[D] EE- futures Phelix na energię elektryczną zawierany na giełdzie EEX

[E] forwardy na energię elektryczną oraz gaz zawierane na Towarowej Giełdzie Energii S.A.

	2016		2015	
	Aktywa	Zobowiązania	Aktywa	Zobowiązania
Instrumenty pochodne, dla których stosowana jest rachunkowość zabezpieczeń	140	92	24	794
Instrumenty pochodne, dla których nie jest stosowana rachunkowość zabezpieczeń	483	254	685	371
Razem	623	346	709	1 165

Instrumenty pochodne zabezpieczające w rachunkowości zabezpieczeń

Typ instrumentu pochodnego	2016					2015		
	Wartość bazowa instrumentu	Okres wystąpienia przepływów pieniężnych i ich wpływu na wynik finansowy	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Średnia ważona cena wykonania	Wartość godziwa instrumentów podlegających rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych	Wartość bazowa instrumentu	Okres wystąpienia przepływów pieniężnych i ich wpływu na wynik finansowy	Wartość godziwa instrumentów podlegających rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych
Pochodne instrumenty zabezpieczające ryzyko walutowe w kontraktach na zakup gazu								
Forward								
USD	-	-	-	-	-	110 USD	1 - 12 m-cy	16
NOK	-	-	-	-	-	-	-	-
EUR	-	-	-	-	-	10 EUR	1 - 3 m-cy	-
Opcje call								
EUR	-	-	-	-	-	45 EUR	1 - 12 m-cy	1
USD	70 USD	1 - 3 m-cy	3,96-3,99	3,98	15	110 USD	1 - 12 m-cy	7
					15			24
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu gazu								
Opcje call TTF	8 MWh	do 3 lat	15,80-25,00	16,73	83	8 MWh	1 m-ca - 3 lata	-
Opcje put TTF	0 MWh	do 3 lat	19	19,00	(2)	0,26 MWh	1 - 3 lata	(6)
Opcje put FO	-	-	-	-	-	-	-	-
Opcje put GO	-	-	-	-	-	-	-	-
Swap TTF	4 MWh	do 3 lat	13,58-21,82	16,10	42	30 MWh	1 m-ca - 3 lata	(629)
Swap TTF	5 MWh	do 3 lat	15,87-21,82	20,33	(44)	-	-	-
Swap FO	-	-	-	-	-	0,15 MT	1 - 12 m-cy	(58)
Swap GO	-	-	-	-	-	0,04 MT	1 - 12 m-cy	(18)
					79			(711)
Pochodne instrumenty dotyczące ryzyka stopy procentowej								
IRS	143 PLN	od 6 m-cy do 3,5 lat	1,84-2,46	2,06	-	-	-	-
IRS	1500 PLN	1 - 3 lata	3,65%-4,07%	0,04	(46)	1500 PLN	1 - 3 lata	(83)
					48			(770)
			W tym:	Razem	140	W tym:	Razem	24
				Zobowiązania	92		Zobowiązania	794

Instrumenty pochodne nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń

Typ instrumentu pochodnego	2016		2015	
	Wartość bazowa instrumentu	Wartość godziwa instrumentów niepodlegających rachunkowości zabezpieczeń	Wartość bazowa instrumentu	Wartość godziwa instrumentów niepodlegających rachunkowości zabezpieczeń
Pochodne instrumenty dotyczące ryzyka stopy procentowej oraz ryzyka kursowego				
CCIRS				
EUR	500 EUR	204	500 EUR	159
NOK	2318 NOK	14	2940 NOK	144
		218		303
Pochodne instrumenty ekonomicznie zabezpieczające ceny zakupu energii elektrycznej				
Forward				
Energia Elektryczna TGE	3 MWh	12	1335 MWh	19
Energia Elektryczna TGE	7 MWh	(7)	1135 MWh	(18)
Energia Elektryczna OTC	1 MWh	22	1 MWh	30
Energia Elektryczna OTC	1 MWh	(39)	1 MWh	(19)
Futures				
Energia Elektryczna EEX AG	2 MWh	67	0,25 MWh	4
Energia Elektryczna EEX AG	1 MWh	(48)	1 MWh	(15)
		7		1
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu gazu				
Forward				
Gaz OTC	11 MWh	130	12 MWh	282
Gaz OTC	11 MWh	(133)	11 MWh	(257)
Futures				
Gaz EEX AG	-	-	0,053 MWh	1
Gaz EEX AG	-	-	0,151 MWh	(4)
Gaz ICE ENDEX B.V.	1 MWh	13	1 MWh	24
Gaz ICE ENDEX B.V.	1 MWh	(12)	2 MWh	(26)
Gaz POWERNEXT SA	1 MWh	16	1 MWh	22
Gaz POWERNEXT SA	1 MWh	(15)	2 MWh	(31)
		(1)		11
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu praw do emisji CO₂				
Forward	3 EUR	-	10 EUR	(1)
Futures	2 t	5	26 t	1
Futures	-	-	26 t	(1)
	Razem	229	Razem	314
	W tym:		W tym:	
	Aktywa	483	Aktywa	685
	Zobowiązania	254	Zobowiązania	371

Wycena aktywów oraz zobowiązań z tytułu pochodnych instrumentów finansowych klasyfikowana jest do poziomu 2 w hierarchii wartości godziwej (tj. wycena przy zastosowaniu obserwowalnych danych wejściowych inne niż ceny notowane).

Instrument	Metoda wyceny	Główne dane w modelu wyceny
Opcje walutowe call	Model Garmana-Kohlhagena	Dane rynkowe dotyczące: stóp procentowych, kursów walutowych, basis spread'ów cen towarów i zmienności towarowej (volatility)
Towarowe opcje azjatyckie call i put	Model Espen Levy'ego	
Kontrakty forward, forwardy rozliczane do średniej, swapy oraz transakcje CCIRS i IRS	Metoda dyskontowa	

7.3. Zasady zarządzania ryzykiem finansowym

Grupa prowadząc swoją działalność gospodarczą narażona jest w szczególności na następujące rodzaje ryzyka finansowego:

- Ryzyko kredytowe ([nota 7.3.1.](#))
- Ryzyko rynkowe, w tym:
 - Ryzyko cen towarów ([nota 7.3.2.1.](#))
 - Ryzyko walutowe ([nota 7.3.2.2.](#))
 - Ryzyko stopy procentowej ([nota 7.3.2.3.](#))
- Ryzyko płynności ([nota 7.3.3.](#))

W celu efektywnego zarządzania ryzykiem finansowym, w Jednostce Dominującej realizowana jest „Polityka zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A.” (Polityka) określająca podział kompetencji i zadań pomiędzy poszczególne jednostki organizacyjne Spółki w procesie zarządzania i kontroli ryzyka finansowego. Za przestrzeganie Polityki oraz jej okresową aktualizację odpowiada Komitet Ryzyka, który przedstawia propozycje zasad oraz na bieżąco ocenia, czy Polityka dotycząca ryzyka jest realizowana, jak również wprowadza niezbędne jej modyfikacje.

7.3.1. Ryzyko kredytowe

Przez **ryzyko kredytowe** Grupa rozumie w szczególności możliwość nieterminowego lub całkowitego braku wywiązania się kontrahenta spółki ze zobowiązań, bądź możliwość nieodzyskania ulokowanych środków pieniężnych.

Grupa Kapitałowa PGNiG posiada ekspozycję na ryzyko kredytowe głównie z tytułu niżej zaprezentowanych pozycji.

Maksymalna ekspozycja na ryzyko, odpowiadająca wartości bilansowej pozycji	2016	2015
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (środki pieniężne w banku oraz lokaty bankowe)	5 829	6 022
Środki pieniężne o długoterminowym ograniczeniu możliwością dysponowania	190	217
Należności z tyt. dostaw i usług	3 516	2 541
Udzielone pożyczki	249	215
Wartość dodatnia pochodnych instrumentów finansowych	623	709
Razem	10 407	9 704

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

Ekspozycja na ryzyko kredytowe poszczególnych pozycji wskazanych powyżej wynika z wartości bilansowej tych pozycji.

7.3.1.1. Ryzyko kredytowe związane ze środkami pieniężnymi i lokatami bankowymi

Grupa dąży do minimalizacji ekspozycji kredytowej, w szczególności poprzez dywersyfikację podmiotów (głównie banków), z którymi zawierane są transakcje lokacyjne.

Na dzień bilansowy nie występuje koncentracja ryzyka kredytowego. Udział procentowy trzech banków, w których ulokowano najwięcej środków pieniężnych wynosi na koniec 2016 roku: 38%, 28%, 12% całego salda środków pieniężnych (w roku 2015 odpowiednio: 36%, 15%, 12%).

Ponadto Jednostka Dominująca podpisała ze wszystkimi bankami, w których lokuje środki finansowe, Umowy Ramowe szczegółowo regulujące warunki zawierania i rozliczania wszelkich transakcji finansowych.

Grupa ocenia ryzyko kredytowe w opisywanym obszarze poprzez ciągłą weryfikację kondycji finansowej banków, odzwierciedlającą się w zmianach ratingu finansowego przyznawanego przez zewnętrzne agencje ratingowe.

Grupa lokuje swoje środki w zdywersyfikowany portfel lokat w bankach o uznanej renomie, zgodnie z poniższą strukturą, uwzględniającą również zawarte z daną instytucją finansową transakcje dotyczące instrumentów pochodnych (w pozycji aktywa).

	Rating wg agencji		2016		2015	
	Fitch	Moody's	Lokaty bankowe	Instrumenty pochodne (aktywa)	Lokaty bankowe	Instrumenty pochodne (aktywa)
Bank\Instytucja Finansowa	A-	-	38%	0%	15%	0%
Bank\Instytucja Finansowa	A	Ba1	28%	0%	0%	0%
Bank\Instytucja Finansowa	A+	A1	12%	6%	12%	16%
Bank\Instytucja Finansowa	A-	A3	8%	4%	9%	1%
Bank\Instytucja Finansowa	A2	A2	7%	18%	6%	9%
Bank\Instytucja Finansowa	A-	A2	5%	3%	36%	2%
Bank\Instytucja Finansowa	BBB	-	2%	0%	11%	0%
Bank\Instytucja Finansowa	A2	A2	0%	8%	9%	11%
Bank\Instytucja Finansowa	BBB+	A3	0%	7%	0%	5%
Bank\Instytucja Finansowa	-	A2	0%	3%	0%	0%
Bank\Instytucja Finansowa	AA-	A1	0%	3%	0%	0%
Bank\Instytucja Finansowa	-	A3	0%	2%	0%	0%
Bank\Instytucja Finansowa	-	A1	0%	2%	0%	0%
Gieldy	-	-	0%	16%	0%	8%
Rynek OTC	-	-	0%	26%	0%	46%
Bank\Instytucja Finansowa, pozostałe	-	-	1%	1%	1%	1%
Razem			100%	100%	100%	100%

7.3.1.2. Ryzyko kredytowe związane z należnościami

Istotne wartościowo ryzyko kredytowe dotyczy należności z tytułu dostaw i usług (tj. ze sprzedaży gazu ziemnego, gazu LNG, ropy naftowej, a także energii elektrycznej) oraz pozostałych należności (należności ze sprzedaży uprawnień do emisji dwutlenku węgla oraz praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii elektrycznej).

Część transakcji dotyczących sprzedaży gazu zawieranych jest na Towarowej Giełdzie Energii („TGE”). Transakcje zawierane na TGE nie powodują powstania ekspozycji na ryzyko kredytowe, ponieważ system gwarantowania rozliczeń za pośrednictwem Izby Rozliczeniowej Giełdy Towarowych (IRGiT) zapewnia bezpieczeństwo rozliczeń każdemu Członkowi Izby w razie niewypłacalności poszczególnych uczestników rynku. Transakcje te stanowi około 55 % obrotów w ciągu roku. Salda z tytułu rozliczenia transakcji zawieranych za pośrednictwem TGE na dzień bilansowy nie są istotne.

W celu zminimalizowania ryzyka niespłacalności wierzytelności z tytułu sprzedaży poza TGE wprowadzane są jednolite zasady zawierania umów kompleksowych sprzedaży, mające na celu zabezpieczenie należności handlowych z tego tytułu.

Zgodnie z obowiązującymi w Grupie procedurami, każdy kontrahent, poddawany jest regularnej ocenie pod kątem zdolności do wywiązywania się z bieżących i przyszłych umownych zobowiązań. Dokonana ocena stanowi bazę do ustalenia indywidualnego limitu kredytowego lub/i wyznaczenia stosownych zabezpieczeń. Grupa ogranicza ponadto ryzyko kredytowe związane z należnościami poprzez bieżący monitoring kondycji finansowej kontrahentów, przeprowadzając czynności windykacyjne zgodnie z obowiązującymi w Grupie procedurami.

W przypadku kontrahentów indywidualnych służby windykacyjne na bieżąco monitorują stan należności przeterminowanych od pierwszego dnia powstania należności. W ramach realizowanego wewnętrznie procesu przedsądowego klienci są w sposób zautomatyzowany powiadamiani o istniejących zaległościach, zaś w stosunku do dłużników podejmowane są decyzje o wstrzymaniu dostarczania paliwa gazowego zgodnie z obowiązującym Prawem energetycznym. Wierzytelności nieodzyskane w ramach przewidzianych procedurami działań windykacyjnych kierowane są do sprzedaży.

W Grupie nie występuje koncentracja ryzyka kredytowego. Na dzień 31 grudnia 2016 roku saldo należności z tyt. dostaw i usług od największych trzech odbiorców stanowiło odpowiednio 4,6%, 2,8%, 2,7% salda należności z tytułu dostaw i usług (31 grudnia 2015 r.: 3,7%, 1,8%, 0,7%).

7.3.1.3. Ryzyko kredytowe związane z zawartymi transakcjami dotyczącymi pochodnych instrumentów finansowych

Pochodne transakcje finansowe są zawierane z bankami o uznanej renomie i wysokim standingu finansowym. Ponadto, ze współpracującymi bankami zawarte są Umowy Ramowe lub umowy ISDA regulujące szczegółowe zasady współpracy i określające kwoty progowe na maksymalną ekspozycję z tytułu wartości godziwej zawartych instrumentów pochodnych. W związku z powyższym, Grupa nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego związanego z zawartymi transakcjami zabezpieczającymi.

Ocena jakości kredytowej banków na podstawie ratingów kredytowych została zaprezentowana w tabeli w [nocie 7.3.1.1](#).

Udział procentowy banków, z którymi zawarto najwięcej (wartościowo) transakcji dotyczących instrumentów pochodnych, których wycena jest pozytywna wynosi: 18%, 8% oraz 7% (2015: 16%, 11%, 9%).

7.3.2. Ryzyko rynkowe

Przez **ryzyko rynkowe** Grupa rozumie możliwość niekorzystnego wpływu zmiany warunków na rynkach finansowych i towarowych na wartość ekonomiczną lub wynik finansowy Grupy.

Zgodnie z przyjętą polityką, celami procesu zarządzania ryzykiem rynkowym w Grupie są:

- ograniczenie zmienności przepływów pieniężnych związanych z działalnością Spółki do akceptowalnych poziomów w krótkim i średnim horyzoncie czasowym;
- budowanie wartości firmy w długim okresie czasu.

Biorąc pod uwagę potencjalną skalę wpływu na wyniki finansowe, Grupa wyodrębnia następujące czynniki ryzyka rynkowego:

Wpływ na wyniki finansowe	Ryzyko rynkowe	Podejście do zarządzania ryzykiem
	Ceny gazu i produktów ropopochodnych	Ryzyko zarządzane jest poprzez zakup instrumentów pochodnych zabezpieczających ceny gazu.
	Kurs EUR/PLN, USD/PLN oraz NOK/PLN	[jw.] Ryzyko wynika głównie z zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz wyemitowanych instrumentów dłużnych. Ryzyko jest zabezpieczane ekonomicznie poprzez dokonywanie zakupów w tej samej walucie.
	Stopy procentowe	Ryzyko jest zabezpieczane poprzez zawieranie pochodnych instrumentów zabezpieczających.
	Ceny pozostałych towarów	Ryzyko uznane za nieistotne.

7.3.2.1. Ryzyko cen towarów

Przez **ryzyko cen towarów** Grupa rozumie możliwość niekorzystnego wpływu zmiany cen towarów na wynik finansowy Grupy.

Ryzyko cen towarów w Grupie związane jest głównie z kontraktami na zakup paliwa gazowego oraz kontraktami sprzedaży paliwa gazowego, wynikającymi z codziennego ofertowania i sprzedaży na TGE. Czynnikiem ryzyka jest zmienność cen gazu i produktów ropopochodnych na światowych giełdach paliwowych. W niektórych kontraktach formuła wyliczenia ceny zakupu paliwa gazowego ogranicza zmienność poprzez zastosowanie średnioważonych cen z poprzednich miesięcy.

Ryzyko cen towarów jest także związane z obrotem energią elektryczną, prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia energii oraz uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla. Handel energią elektryczną odbywa się na giełdowych rynkach regulowanych w Polsce i za granicą. Grupa zawiera także transakcje poza rynkiem regulowanym w oparciu o umowy ramowe. Zarządzanie ekspozycją na ryzyko cen towarów odbywa się poprzez wdrożenie mechanizmów identyfikacji, kalkulacji i monitorowania wysokości ekspozycji, wycenę otwartej pozycji, pomiar wartości narażonej na ryzyko oraz wdrożenie systemu limitów na ryzyko rynkowe.

Do zabezpieczenia cen zakupu gazu w roku 2016 i 2015 Grupa stosowała rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych. Szczegóły dotyczące rachunkowości zabezpieczeń przedstawiono w **nocie 7.2**.

W odniesieniu do cen energii elektrycznej, praw do emisji CO₂ i świadectw pochodzenia Grupa stosuje instrumenty pochodne stanowiące ekonomiczne zabezpieczenie, lecz nie stosuje rachunkowości zabezpieczeń. Dalsze informacje na temat instrumentów pochodnych nie objętych rachunkowością zabezpieczeń przedstawiono w **nocie 7.2**.

W poniższych tabelach została zaprezentowana analiza wrażliwości dla istotnych towarowych transakcji na surowcach energetycznych (tj. TTF) na zmiany cen dla 2016 i 2015 roku.

2016	Wartość bilansowa	TTF,EE, GO, FO - zmiana ceny o:			
		+25%		-25%	
		Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	389	31	248	2	-
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	299	(7)	-	(34)	(164)
Wpływ zmian cen TTF, EE, GO, FO*		24	248	(32)	(164)

*TTF, EE, GO, FO - objaśnienia skrótów podano w rozdziale 7.2.

2015	Wartość bilansowa	TTF,EE, GO, FO - zmiana ceny o:			
		+30%		-30%	
		Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	382	5	402	13	4
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	1 081	(12)	(3)	(1)	(320)
Wpływ zmian cen TTF, EE, GO, FO*		(7)	399	12	(316)

*TTF, EE, GO, FO - objaśnienia skrótów podano w rozdziale 7.2.

7.3.2.2. Ryzyko walutowe

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

Grupa narażona jest głównie na ryzyko zmiany kursów EUR/PLN, USD/PLN oraz NOK/PLN. Ryzyko walutowe występuje przede wszystkim w jednostce dominującej. Kluczowe źródła ekspozycji na ryzyko walutowe to:

- Zobowiązania z tytułu dostaw i usług (głównie zobowiązania za dostawy zakupionego przez Grupę gazu (**nota 6.2.3.**),
- Wyemitowane w EUR papiery dłużne (**nota 5.2.**),
- Instrumenty pochodne typu CCIRS zabezpieczające pożyczkę udzieloną spółce PGNiG Upstream International AS w NOK (pożyczka eliminowana w sprawozdaniu skonsolidowanym) (**nota 7.2.**),
- Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (**nota 5.4.**).

Głównym celem podejmowanych przez Grupę działań zabezpieczających przed ryzykiem walutowym jest ochrona przed wahaniami kursów wymiany. Szczegóły dotyczące zawartych transakcji zabezpieczających przedstawiono w **nocie 7.2.**

W odniesieniu do ryzyka walutowego wynikającego ze zobowiązań handlowych z tytułu płatności w obcych walutach (głównie USD i EUR) stosowane jest zabezpieczenie poprzez wykorzystanie instrumentów pochodnych typu: opcje call, strategie opcyjne, swapy oraz forward. Szczegółowe informacje na temat zawartych instrumentów pochodnych (tj. instrumentów pochodnych w rachunkowości zabezpieczeń oraz stanowiących zabezpieczenie ekonomiczne poza rachunkowością zabezpieczeń) przedstawione zostały w **nocie 7.2.**

Poniższa tabela prezentuje ekspozycję Grupy na ryzyko walutowe wynikające z istotnych pozycji wyrażonych w walutach obcych oraz analizę wrażliwości Grupy na ryzyko zmiany kursu walut obcych, która w ocenie Grupy byłaby rozsądnie możliwa na dzień bilansowy (stan na 31 grudnia 2016 roku).

2016	Wartość bilansowa	Wartość narażona na ryzyko walutowe	EUR/PLN				USD/PLN				NOK/PLN				
			zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		
			Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	
Aktywa finansowe															
Należności z tytułu dostaw i usług	3 516	686	32	-	(32)	-	19	-	(19)	-	1	-	(1)	-	Nota 6.2.2.
Pochodne instrumenty finansowe (aktywa)	623	233	187	-	-	-	-	24	-	-	-	-	94	-	Nota 7.2.
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	5 829	640	18	-	(18)	-	32	-	(32)	-	-	-	-	-	Nota 5.4.
Zobowiązania finansowe															
Zobowiązanie z tytułu zadłużenia	6 352	3 609	(243)	-	243	-	(49)	-	49	-	-	-	-	-	Nota 5.2.
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 290	939	(23)	-	23	-	(48)	-	48	-	(2)	-	2	-	Nota 6.2.3.
Pochodne instrumenty finansowe (zobowiązania)	346	-	-	-	(187)	-	-	-	-	(12)	(94)	-	-	-	Nota 7.2.
Wpływ zmian kursów			(29)	-	29	-	(46)	24	46	(12)	(95)	-	95	-	

2015	Wartość bilansowa	Wartość narażona na ryzyko walutowe	EUR/PLN				USD/PLN				NOK/PLN				
			zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		
			Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	
Aktywa finansowe															
Należności z tytułu dostaw i usług	2 541	391	16	-	(16)	-	14	-	(14)	-	1	-	(1)	-	Nota 6.2.2.
Pochodne instrumenty finansowe (aktywa)	709	326	190	8	-	-	-	46	10	-	-	-	112	-	Nota 7.2
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	6 022	834	18	-	(18)	-	47	-	(47)	-	1	-	(1)	-	Nota 5.4
Zobowiązania finansowe															
Zobowiązanie z tytułu zadłużenia	6 382	3 567	(238)	-	238	-	(51)	-	51	-	-	-	-	-	Nota 5.2
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	956	600	(14)	-	14	-	(24)	-	24	-	(9)	-	9	-	Nota 6.2.3.
Pochodne instrumenty finansowe (zobowiązania)	1 165	1	-	-	(190)	-	(13)	-	-	(24)	(112)	-	-	-	Nota 7.2
Wpływ zmian kursów			(28)	8	28	-	(27)	46	24	(24)	(119)	-	119	-	

7.3.2.3. Ryzyko stopy procentowej

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

Głównym źródłem ryzyka stopy procentowej w Grupie są:

- środki pieniężne i ich ekwiwalenty (lokaty bankowe) (**nota 5.4.**),
- zobowiązania z tytułu zadłużenia (**nota 5.2.**),
- pochodne instrumenty finansowe na stopę procentową - CIRS, IRS poza rachunkowością zabezpieczeń (**nota 7.2.**).

Grupa monitoruje ryzyko rynkowe (walutowe i stopy procentowej) poprzez analizę wrażliwości i miarę wartości na narażonej na ryzyko VaR. VaR (value at risk) czyli wartość zagrożona oznacza, że maksymalna strata z tytułu zmiany wartości rynkowej (godzimej) z określonym prawdopodobieństwem (np. 99%) nie będzie większa niż ta wartość w okresie kolejnych n dni roboczych. VaR szacowany jest metodą wariancji – kowariancji.

Pozycje oprocentowane według stopy zmiennej narażają Grupę na ryzyko zmiany przepływów pieniężnych z danej pozycji w wyniku zmiany stóp procentowych, poprzez wpływ na wysokość przychodów lub kosztów odsetkowych ujmowanych w wyniku finansowym. Pozycje oprocentowane według stałej stopy narażają Grupę na ryzyko wartości godzinowej danej pozycji, jednakże ze względu na fakt, że pozycje te (za wyjątkiem instrumentów pochodnych) są wyceniane według zamortyzowanego kosztu, zmiana wartości godzinowej nie wpływa na wycenę tych pozycji wycenianych wg zamortyzowanego kosztu oraz na wynik finansowy.

Główne pozycje narażone na ryzyko stóp procentowych oraz analizę wrażliwości na ryzyko zmiany stóp procentowych w odniesieniu do pozycji oprocentowanych według stopy zmiennej, która w ocenie Grupy byłaby rozsądnie możliwa na dzień bilansowy przedstawiono w poniższej tabeli.

	2016				2015				
	Wartość bilansowa	Saldo oprocentowane wg stopy zmiennej	Zmiana oprocentowania o +40 pb	Zmiana oprocentowania o - 40 pb	Wartość bilansowa	Saldo oprocentowane wg stopy zmiennej	Zmiana oprocentowania o +50 bp	Zmiana oprocentowania o - 50 bp	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	5 829	4 593	18	(18)	6 022	5 502	28	(28)	<i>Nota 5.4.</i>
Instrumenty pochodne CIRS poza rachunkowością zabezpieczeń - aktywa	218	3 340	(9)	9	303	3 433	(17)	17	<i>Nota 7.2.</i>
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	6 352	4 062	(16)	16	6 382	4 187	(21)	21	<i>Nota 5.2.</i>
Instrumenty pochodne IRS w rachunkowości zabezpieczeń - zobowiązania	46	1 500	6	(6)	83	1 500	8	(8)	<i>Nota 7.2.</i>
Wpływ po uwzględnieniu rachunkowości zabezpieczeń			(1)	1			(2)	2	

7.3.3. Ryzyko płynności

Przez **ryzyko płynności** Grupa rozumie możliwość utraty płynności wpływającej na brak możliwości sfinansowania potrzeb kapitałowych lub możliwość wystąpienia strukturalnej nadpłynności niekorzystnie wpływającej na rentowność prowadzonej przez Grupę działalności.

Głównym zadaniem Grupy 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 aktualizowanej co miesiąc. Realizacja planowanych przepływów jest cyklicznie weryfikowana i obejmuje m.in. analizę niezrealizowanych przepływów pieniężnych, ich przyczyny i skutki.

Zagrożenia związanego z ryzykiem płynności nie należy wyłącznie utożsamiać z ryzykiem utraty płynności przez Grupę. Równie istotnym zagrożeniem może być strukturalna nadpłynność, która niekorzystnie wpływa na rentowność prowadzonej przez Grupę działalności. Grupa na bieżąco kontroluje i planuje poziom swojej płynności finansowej. Na dzień 31 grudnia 2016 roku nie występowało zadłużenie w rachunkach bieżących Grupy.

W celu zwiększenia bezpieczeństwa płynności Grupa uruchomiła kilka programów emisji obligacji. Szczegóły na temat wyemitowanych obligacji przedstawiono w **nocie 7.2.**

Ponadto, spółki Grupy Kapitałowej posiadają umowy na linie kredytowe, których limity przedstawiono w **nocie 5.2.1.**

W Jednostce Dominującej ryzyko płynności jest znacząco ograniczone przez stosowanie „Procedury zarządzania płynnością w PGNiG S.A.”. Procedura zapewnia prawidłowe zarządzanie płynnością finansową, poprzez:

- Realizację płatności,
- Prognozowanie przepływów pieniężnych,
- Optymalne zarządzanie wolnymi środkami pieniężnymi,
- Pozyskanie i restrukturyzację finansowania działalności bieżącej i przedsięwzięć inwestycyjnych,
- Zabezpieczenie ryzyka chwilowej utraty płynności wskutek niespodziewanych zakłóceń oraz obsługę zawartych umów kredytowych.

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

Analiza wymagalności zobowiązań finansowych w wartościach umownych niezdyktowanych przedstawiona została w poniższych tabelach.

2016	Umowne terminy wymagalności od końca okresu sprawozdawczego					Razem	Wartość bilansowa
	do 3 m-cy	3-12 m-cy	1-3 lata	3 - 5 lat	powyżej 5 lat		
Zobowiązania z tyt. zadłużenia							
Kredyty bankowe	23	120	256	504	420	1 323	1 323
Dłużne papiery wartościowe	2 338	2 500	103	41	-	4 982	4 984
Pozostałe	8	18	27	-	-	53	45
Zobowiązania z tytułu dostaw	2 168	53	34	11	45	2 311	2 311
Zobowiązania z tytułu instrumentów pochodnych							
IRS w rachunkowości zabezpieczeń							
- wpływy	15	46	91	-	-	152	-
- wypływy	(15)	(45)	(88)	-	-	(148)	46
Forward							
- wpływy	405	639	200	-	-	1 244	-
- wypływy	(408)	(614)	(114)	(1)	-	(1 137)	179
Pozostałe instrumenty pochodne							
- wpływy	-	-	-	40	-	40	-
- wypływy	(16)	(47)	(20)	-	-	(83)	121
Zobowiązania finansowe – wpływy	4 976	3 397	642	557	465	10 037	-
Zobowiązania finansowe z uwzględnieniem wpływów z instrumentów pochodnych	4 556	2 712	351	517	465	8 601	9 009

2015	Umowne terminy wymagalności od końca okresu sprawozdawczego					Razem	Wartość bilansowa
	do 3 m-cy	3-12 m-cy	1-3 lata	3 - 5 lat	powyżej 5 lat		
Zobowiązania z tyt. zadłużenia							
Kredyty bankowe	48	235	691	-	550	1 524	1 524
Dłużne papiery wartościowe	184	-	4 619	-	-	4 803	4 772
Pozostałe	10	34	49	-	-	93	86
Zobowiązania z tytułu dostaw	1 728	25	62	6	34	1 855	1 855
Zobowiązania z tytułu instrumentów pochodnych							
IRS w rachunkowości zabezpieczeń							
- wpływy	15	46	91	-	-	152	-
- wypływy	(15)	(44)	(88)	-	-	(147)	83
Forward							
- wpływy	406	610	114	-	-	1 130	-
- wypływy	(408)	(621)	(237)	(1)	-	(1 267)	295
Pozostałe instrumenty pochodne							
- wpływy	-	-	-	-	-	-	-
- wypływy	(17)	(52)	(28)	-	-	(97)	787
Zobowiązania finansowe – wpływy	2 410	1 011	5 774	7	584	9 786	-
Zobowiązania finansowe z uwzględnieniem wpływów z instrumentów pochodnych	1 989	355	5 569	7	584	8 504	9 402

8. Noty pozostałe

8.1. Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej

2016	Liczba akcji	Całkowita wartość nominalna akcji	Udział w kapitale akcyjnym / udział w liczbie głosów
Akcjonariusz			
Skarb Państwa	4 153 706 157	4 153 706 157	71,88%
Pozostali akcjonariusze	1 624 608 700	1 624 608 700	28,12%
Razem	5 778 314 857	5 778 314 857	100,00%

2015	Liczba akcji	Całkowita wartość nominalna akcji	Udział w kapitale akcyjnym / udział w liczbie głosów
Akcjonariusz			
Skarb Państwa	4 178 771 608	4 178 771 608	70,83%
Pozostali akcjonariusze	1 721 228 392	1 721 228 392	29,17%
Razem	5 900 000 000	5 900 000 000	100,00%

8.2. Zysk na akcję

Zasady rachunkowości

Podstawowy zysk przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku/(straty) netto za okres sprawozdawczy, przypisanego zwykłym akcjonariuszom Jednostki Dominującej, przez średnią ważoną liczbę akcji zwykłych w danym okresie sprawozdawczym.

Rozwodniony zysk na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku/(straty) netto za okres sprawozdawczy, przypisanego zwykłym akcjonariuszom (po potrąceniu odsetek od umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych na akcje zwykłe), przez średnią ważoną liczbę akcji zwykłych w danym okresie sprawozdawczym (skorygowaną o wpływ opcji rozwadniających oraz rozwadniających umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych na akcje zwykłe).

Rozwodniony zysk na jedną akcję jest równy podstawowemu zyskowi na jedną akcję, ponieważ w Grupie nie występują instrumenty rozwadniające.

Wartość zysku na akcję oraz średnia ważona liczba akcji zwykłych została przedstawiona w Skonsolidowanym rachunku zysków i strat. Poniżej przedstawiono kalkulację średniej ważonej liczby akcji w roku 2016, która uwzględnia wykup akcji własnych, który miał miejsce w roku 2016.

Początek okresu przyjętego do kalkulacji	Koniec okresu	Liczba akcji zwykłych na rynku	Liczba dni	Średnia ważona liczba akcji
2015-12-31	2016-09-07	5 900	251	4 046
2016-09-07	2016-11-14	5 807	68	1 079
2016-11-14	2016-12-31	5 778	47	742
			366	5 867

8.3. Aktywa przeznaczone do sprzedaży

Zasady rachunkowości

Grupa klasyfikuje składnik aktywów trwałych (lub grupę aktywów przeznaczonych do zbycia) jako przeznaczony do sprzedaży, jeśli jego wartość bilansowa zostanie odzyskana przede wszystkim w drodze transakcji sprzedaży, a nie poprzez jego dalsze wykorzystanie. Aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży wyceniane są w kwocie niższej spośród dwóch wartości: wartości księgowej netto i wartości godziwej pomniejszonej o koszty związane ze sprzedażą. Jeśli wartość godziwa jest niższa od wartości księgowej netto, różnicę ujmuje się jako odpis aktualizujący w rachunku zysków i strat.

Składnik aktywów (grupa) przeznaczony do sprzedaży	Warunki zbycia i jego oczekiwany termin	Wartość bilansowa	
		2016	2015
Udziały w przeznaczonych do sprzedaży spółkach	Zaoferowanie pozostałym akcjonariuszom oraz potencjalnym inwestorom odkupienia akcji lub dobrowolne umorzenie akcji	3	3
Nieruchomość (budynek biurowy) w Warszawie, ul. Kruczkowskiego	Tryb bezprzetargowy	-	129
Pozostałe aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży	Przetarg	54	32
Razem		57	164

8.4. Pozostałe aktywa

Zasady rachunkowości

Udzielone pożyczki wycenia się początkowo według wartości godziwej, a na każdy dzień bilansowy według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej.

Środki pieniężne o długoterminowym ograniczeniu możliwością dysponowania to środki Funduszu Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG), które Jednostka Dominująca gromadzi na wyodrębnionym rachunku bankowym, dokonując wpłat na fundusz począwszy od dnia rozpoczęcia działalności, do rozpoczęcia likwidacji zakładu górniczego. Środki funduszu pochodzące z odpisów zwiększa się o wpływy pochodzące z oprocentowania aktywów funduszu. Z uwagi na ograniczenia formalno-prawne związaną z możliwością wykorzystania tych środków tylko na określony cel realizowany w okresie wieloletnim, środki FLZG prezentowane są w sprawozdaniu z sytuacji finansowej Grupy w części aktywów trwałych jako „Pozostałe aktywa”. O sumę niewykorzystanych odpisów na FLZG korygowana jest wartość rezerwy na przyszłe koszty likwidacji odwiertów kopalnianych i magazynowych ([nota 6.1.1.1](#))

Opłata przyłączeniowa jest ewidencjonowana jako rozliczenia międzyokresowe czynne. Wartość poniesionej opłaty rozliczana jest w średnim okresie ekonomicznej użyteczności aktywów, których ta opłata dotyczy.

Udziały i akcje nienotowane na giełdzie wyceniane są według kosztu (pomniejszonego o ewentualny odpis z tytułu utraty wartości), ponieważ wiarygodne ustalenie wartości godziwej nie jest możliwe.

Kwoty należne od klientów z tytułu kontraktów długoterminowych stanowią nadwyżkę kwot zarachowanych przychodów (ustalonych przy zastosowaniu metody zaawansowania procentowego) nad kwotą zafakturowaną.

Pozostałe aktywa trwale i obrotowe obejmują głównie koszty rozliczane w czasie.

	2016	2015
Pozostałe aktywa trwale	679	656
Udzielone pożyczki	235	213
Środki pieniężne o długoterminowym ograniczeniu możliwością dysponowania	190	217
Opłata przyłączeniowa	125	127
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie	82	46
Pozostałe aktywa trwale	47	53
Pozostałe aktywa obrotowe	129	146
Kwoty należne od klientów z tytułu kontraktów długoterminowych	27	64
Pozostałe aktywa obrotowe	102	82

8.5. Aktywa i zobowiązania warunkowe

Tytuł zobowiązania warunkowego	2016	2015
Szacunek kwoty		
Gwarancje i poręczenia	8 006	7 711
Wystawione weksle	708	1 435
Pozostałe	28	27
Razem	8 742	9 173

Główną przyczyną zwiększenia się wartości zobowiązań warunkowych z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji na koniec 2016 roku było osłabienie się polskiego złotego wobec walut, w których wyrażona jest większa część tej pozycji (dolar amerykański, euro, korona norweska). Spadek pozycji dotyczącej wystawionych weksli spowodowany jest zakończeniem umów o dofinansowania, których zabezpieczenie stanowiły wystawione weksle.

Po przeprowadzonej na dzień bilansowy analizie prawdopodobieństwa wpływu korzyści ekonomicznych wartość aktywów warunkowych GK PGNiG na koniec 2016 roku nie stanowiła istotnej pozycji.

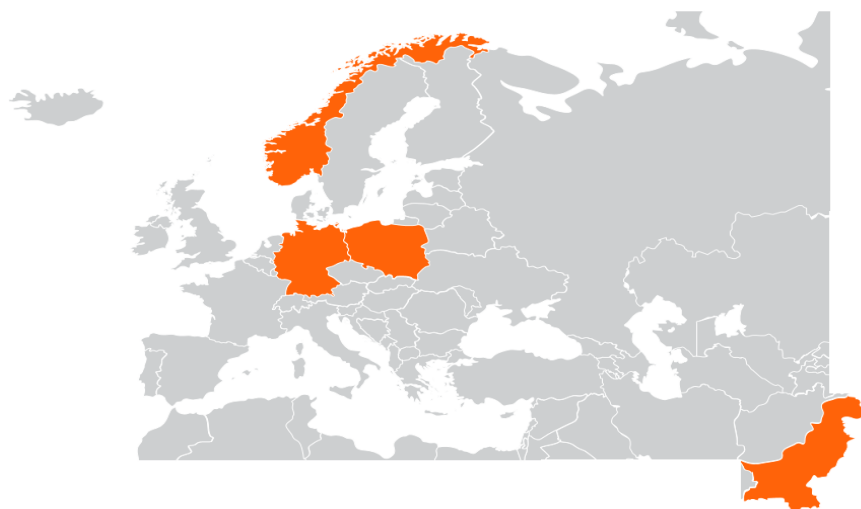
8.6. Wspólne działania

Zasady rachunkowości

W związku z udziałami we **wspólnych działaniach** Grupa jako wspólnik wspólnego działania ujmuje w swoim sprawozdaniu finansowym:

- swoje aktywa, w tym udział w aktywach posiadanych wspólnie,
- swoje zobowiązania, w tym udział w zobowiązaniach zaciągniętych wspólnie,
- przychody ze sprzedaży swojego udziału produkcji w wynikach wspólnego działania,
- swoją część przychodów ze sprzedaży produkcji w ramach wspólnego działania,
- swoje koszty, w tym udział we wspólnie poniesionych kosztach.

W związku z tym, że aktywa, zobowiązania, przychody i koszty związane ze wspólnym działaniem są wykazane w jednostkowym sprawozdaniu finansowym wspólnika, nie dokonuje się korekt oraz nie stosuje się innych procedur konsolidacyjnych w odniesieniu do tych pozycji podczas sporządzania skonsolidowanego sprawozdania finansowego przez wspólnika wspólnego działania.



Rysunek 2 Kraje, w których Grupa prowadzi wspólne działania

Wspólne działania są prowadzone przez Grupę głównie na terenie Polski, a także na obszarze Niemiec, Norwegii oraz Pakistanu. Wspólne działania polegają głównie na poszukiwaniu i wydobywaniu gazu ziemnego oraz ropy naftowej, z wyjątkiem działań prowadzonych w południowo-wschodniej Polsce, mających charakter początkowej fazy poszukiwań niekonwencjonalnych złóż gazu.

Istotne szacunki

Na dzień kończący okres sprawozdawczy Grupa posiadała wspólne przedsięwzięcia w rozumieniu MSSF 11 w ramach inwestycji realizowanych w Norwegii na licencjach poszukiwawczych PL703 oraz PL856, na których, biorąc pod uwagę wszystkie okoliczności oraz fakty, sprawowała współkontrolę.

Na dzień 31 grudnia 2015 roku Grupa posiadała ponadto udziały w innych licencjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, które obejmują między innymi złoża Skarv, Gina Krog, Morvin, Vilje oraz Vale. Biorąc pod uwagę kryteria MSSF 11, działalność Grupy na wymienionych wyżej złożach nie stanowi wspólnych ustaleń umownych w rozumieniu tego standardu i Grupa nie sprawuje współkontroli nad tą działalnością, ze względu na fakt, iż istnieje więcej niż jedna kombinacja stron, które wspólnie mogą porozumieć się w celu podjęcia istotnych decyzji. Z tego względu dla celów prawidłowego rozliczenia i ujmowania operacji związanych z działalnością na tych złożach, Grupa stosuje zapisy innych, odpowiednich MSSF, uwzględniając swój udział w złożach, co sprawia, że nie ma istotnych różnic w metodzie księgowego ujmowania i rozpoznawania związanych z tą działalnością operacji w porównaniu do sposobu rozpoznawania operacji prowadzonych wspólnie z udziałowcami licencji PL703 oraz PL856, które spełniają definicję wspólnych działań w rozumieniu MSSF 11.

Więcej informacji na temat wspólnych działań znaleźć można w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG za 2016 rok w rozdziałach 5.1.3. oraz 5.1.4.

Szczegółowy wykaz wspólnych działań, w które zaangażowana jest Grupa przedstawiono w tabelach poniżej.

2016

Nazwa wspólnego ustalenia umownego	Kraj prowadzenia wspólnego działania	Udziały we wspólnym działaniu	Charakter wspólnych działań
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Sieraków”	Polska	PGNiG S.A. 51%; Orlen Upstream Sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Plotki”- „PTZ” tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy 24,5%; Cal Energy 24,5%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Kamień Pomorski”	Polska	PGNiG S.A. 51%; LOTOS Petrobaltic S.A. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym Górowo Iławieckie	Polska	PGNiG S.A. 51%; LOTOS Petrobaltic S.A. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na wydzielonej części koncesji Lubben we wschodnich Niemczech w landzie Brandenburgia	Niemcy	PGNiG S.A. 36%; Central European Petroleum GmbH 39%; Rohöl-Aufsuchungs AG 25%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Poznań”	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Plotki”	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Bieszczady”	Polska	PGNiG S.A. 51%; ORLEN Upstream sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Warszawa-Południe” (bloki 254, 255)	Polska	PGNiG S.A. 49%; FX Energy 51%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie obejmujące część obszaru Monokliny Przedsudeckiej	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesji Kirthar	Pakistan	PGNiG S.A. 70%; Pakistan Petroleum Ltd. 30%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL703	Norwegia	PGNiG UI 40%, OMV 60%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL856	Norwegia	PGNiG UI 25%, Capricorn 75%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej

2015

Nazwa wspólnego ustalenia umownego	Kraj prowadzenia wspólnego działania	Udziały we wspólnym działaniu	Charakter wspólnych działań
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Plotki”	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Plotki”- „PTZ” tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy 24,5%; Calenergy Resources Poland 24,5%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Poznań”	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Bieszczady”	Polska	PGNiG S.A. 51%; ORLEN Upstream sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Sieraków”	Polska	PGNiG S.A. 51%; Orlen Upstream Sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Kamień Pomorski”	Polska	PGNiG S.A. 51%; LOTOS Petrobaltic S.A. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym Górowo Iławieckie	Polska	PGNiG S.A. 51%; LOTOS Petrobaltic S.A. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Warszawa-Południe” (bloki 254, 255)	Polska	PGNiG S.A. 49%; FX Energy 51%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na wydzielonej części koncesji Lubben we wschodnich Niemczech w landzie Brandenburgia	Niemcy	PGNiG S.A. 36%; Central European Petroleum GmbH 39%; Rohöl-Aufsuchungs AG 25%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesji Kirthar	Pakistan	PGNiG S.A. 70%; Pakistan Petroleum Ltd. 30%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL702	Norwegia	PGNiG UI 40%, OMV 60%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL703	Norwegia	PGNiG UI 40%, OMV 60%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej

8.7. Zmiany w strukturze Grupy w okresie sprawozdawczym

Data	Spółka	Zdarzenie
1 sierpnia 2016 roku	GEOFIZYKA Kraków S.A. w likwidacji	Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki GEOFIZYKA Kraków S.A. podjęło uchwałę o rozwiązaniu spółki, tym samym otwarty został proces jej likwidacji.
4 października 2016	Gas Storage Poland Sp. z o.o.	W dniu 4 października 2016 roku nastąpiła rejestracja w KRS zmiany firmy spółki Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. na Gas Storage Poland Sp. z o.o., zgodnie z Uchwałą Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników spółki z dnia 20 września 2016 roku.

8.8. Połączenia przedsięwzięć

Nabycie akcji PEC

W dniu 28 kwietnia 2016 roku PGNiG TERMIKA S.A. („PGNiG TERMIKA”) nabyła od Spółki Energetycznej „Jastrzębie” S.A. („SEJ”) 100% akcji Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej S.A. w Jastrzębiu-Zdroju („PEC”) wraz ze wszystkimi wynikającymi z nich prawami, w tym uprawnieniem do wykonywania 100% głosów na Walnym Zgromadzeniu Akcjonariuszy PEC. Wartość godziwa przekazanej zapłaty (będąca ceną nabycia za powyższe akcje) wyniosła 190,4 mln zł i została w całości opłacona gotówką.

Umowa kupna akcji PEC zawiera zobowiązanie PGNiG TERMIKA do nierozporządzania akcjami PEC (w całości lub w części) przez okres od dnia podpisania tej umowy do dnia przekazania bankom raportu zamknięcia doradcy technicznego – raportu dotyczącego budowy bloku fluidalnego, który zostanie przygotowany po jej zakończeniu. Zobowiązanie to zostało uwzględnione w cenie sprzedaży. Ograniczenie w rozporządzaniu akcjami PEC nie wpływa jednak na sprawowanie kontroli nad PEC, a tym samym na ustalenie dnia przejęcia. W związku z powyższym, data przejęcia PEC przez PGNiG TERMIKA została wyznaczona na dzień 28 kwietnia 2016 roku. W celu rozliczenia transakcji przyjęto dane PEC na dzień 30 kwietnia 2016 roku („dzień wyceny”).

PEC prowadzi działalność w zakresie dystrybucji i wytwarzania ciepła na terenie gmin Jastrzębie-Zdrój, Czerwionka-Leszczyny, Knurów, Racibórz, Kuźnia Raciborska, Pawłowice, Rybnik, Wodzisław-Śląski i Żory. Posiada 288 km sieci ciepłowniczych oraz 14 lokalnych ciepłowni, które wytwarzają 40% ciepła sprzedawanego przez PEC. Łączna sprzedaż ciepła wytworzonego przez tę spółkę w 2015 roku wyniosła 2,6 PJ.

Głównymi przyczynami przeprowadzania transakcji nabycia akcji PEC były:

- wejście na nowe rynki – poszerzenie geograficznego zasięgu działania GK PGNiG;
- wzmocnienie pozycji rynkowej GK PGNiG;
- wzrost wartości GK PGNiG poprzez zwiększenie łącznych przychodów oraz EBITDA generowanych przez PGNiG TERMIKA oraz jej spółki zależne;
- wzrost wartości PEC poprzez restrukturyzację zatrudnienia oraz integrację operacyjną.

Wartość firmy na dzień transakcji związana z nabyciem akcji spółki PEC, ujęta w skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2016 roku oraz w skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG za III kwartał zakończony 30 września 2016 roku, wyliczona jako wartość godziwa przekazanej zapłaty (190,4 mln zł), pomniejszona o wstępnie wówczas ustaloną wartość godziwą identyfikowalnych aktywów oraz przejętych zobowiązań (150,9 mln zł) wyniosła 39,5 mln zł.

Ustalenie wartości godziwej aktywów netto na potrzeby śródrocznych skonsolidowanych sprawozdań finansowych Grupy miało charakter tymczasowy z uwagi na zakończenie wyceny do wartości godziwej zidentyfikowanych aktywów oraz przejętych zobowiązań w grudniu 2016 roku na potrzeby niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

W wyniku ostatecznego rozliczenia transakcji, obejmującego w szczególności ponowną ocenę kompletności i prawidłowości wszystkich zidentyfikowanych aktywów i zobowiązań nabytych w ramach transakcji oraz ich wycenę do wartości godziwych, wartość godziwa aktywów netto na dzień nabycia została określona na poziomie 174,5 mln zł, czyli o kwotę 23,6 mln zł wyższą niż wycena tymczasowa. W konsekwencji w skonsolidowanym bilansie Grupy PGNiG na dzień 31 grudnia 2016 roku została ujęta wartość firmy w kwocie 16 mln zł.

Wartość firmy została w całości przypisana do Segmentu Wytwarzanie, do ośrodka wytwarzającego przepływy pieniężne zidentyfikowanego na poziomie spółki PEC.

Nabycie akcji SEJ

W dniu 11 sierpnia 2016 roku (data przejęcia) spółka PGNiG TERMIKA nabyła od Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. („JSW”) 100% akcji Spółki Energetycznej „Jastrzębie” S.A. z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju („SEJ”) wraz ze wszystkimi wynikającymi z nich prawami, w tym uprawnieniem do wykonywania 100% głosów na Walnym Zgromadzeniu Akcjonariuszy SEJ. Łączna cena nabycia za wszystkie akcje SEJ wyniosła 371,8 mln zł z uwzględnieniem kwoty otrzymanej przez SEJ w związku ze sprzedażą akcji PEC w dniu 28 kwietnia 2016 roku i do dnia sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania została w całości opłacona gotówką. W celu rozliczenia transakcji przyjęto dane SEJ na dzień 31 lipca 2016 roku („dzień wyceny”), skorygowane o istotne zdarzenia mające miejsce pomiędzy 31 lipca 2016 roku a 11 sierpnia 2016 roku.

SEJ zajmuje się wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła dla potrzeb kopalni JSW oraz innych odbiorców przemysłowych, a także produkcją ciepła dla ludności, którego dystrybucją zajmuje się PEC. SEJ dostarcza do PEC ok. 0,9 PJ energii cieplnej rocznie, co stanowi około 60% całkowitej produkcji ciepła przez SEJ. Dodatkowo, SEJ zajmuje się wytwarzaniem sprężonego powietrza i chłodu dla kopalń JSW.

W ramach transakcji uregulowane umownie zostały długoterminowe warunki zakupu przez SEJ od JSW węgla oraz metanu, a także sprzedaży do JSW mediów energetycznych w postaci ciepła, energii elektrycznej, chłodu i sprężonego powietrza.

W związku z nabyciem akcji spółki SEJ, PGNiG TERMIKA nabyła pośrednio także 55% udziałów w spółce SEJ-SERWIS Sp. z o.o., tym samym łączny pośredni udział GK PGNiG w tej spółce zwiększył się do 100% (45% akcji spółki SEJ-SERWIS Sp. z o.o. zostało nabytych przy transakcji nabycia spółki PEC).

Głównym przyczynami przeprowadzania transakcji nabycia akcji SEJ były:

- wejście na nowe rynki – poszerzenie geograficznego zasięgu działania GK PGNiG;
- wzmocnienie pozycji rynkowej GK PGNiG;
- wzrost wartości GK PGNiG poprzez zwiększenie łącznych przychodów oraz EBITDA generowanych przez PGNiG TERMIKA oraz jej spółki zależne,
- wzrost wartości SEJ poprzez restrukturyzację zatrudnienia oraz integrację operacyjną.

Na dzień 30 września 2016 roku dokonano wstępnego rozliczenia transakcji i w kwartalnym skonsolidowanym rachunku zysków i strat GK PGNiG w pozycji „Pozostałe przychody i koszty operacyjne”, ujęto zysk z okazynego nabycia w wysokości 72,8 mln zł. Kwota ta wyliczona została jako nadwyżka wstępnie wówczas ustalonej wartości godziwej identyfikowalnych aktywów oraz przejętych zobowiązań SEJ (444,6 mln zł) nad wartością godziwą przekazanej zapłaty (371,8 mln zł).

Ustalenie wartości godziwej aktywów netto na potrzeby śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy miało charakter tymczasowy z uwagi na zakończenie wyceny do wartości godziwej zidentyfikowanych aktywów oraz przejętych zobowiązań w grudniu 2016 roku na potrzeby niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

W wyniku ostatecznego rozliczenia transakcji, obejmującego w szczególności ponowną ocenę kompletności i prawidłowości wszystkich zidentyfikowanych aktywów i zobowiązań nabytych w ramach transakcji oraz ich wycenę do wartości godziwych, wartość godziwa aktywów netto na dzień nabycia została określona na poziomie 368,3 mln zł, czyli o kwotę 76,4 mln zł niższą niż wycena tymczasowa. W konsekwencji w skonsolidowanym bilansie Grupy na dzień 31 grudnia 2016 roku została ujęta wartość firmy w kwocie 3,6 mln zł.

Wartość firmy powstała zarówno przy nabyciu spółki PEC, jak i SEJ, zawiera w sobie głównie wartość godziwą oczekiwanego efektu synergii wynikającego z dokonanego nabycia, które nie kwalifikuje się do osobnego ujęcia w bilansie. Wartość firmy składa się z oczekiwanego efektu synergii łączących się działalności jednostki przejmowanej i jednostki przejmującej wynikającej z przyszłych korzyści ekonomicznych oczekiwanych w związku z przewidywanym wzrostem przychodów, zatrudnianiem przez PEC i SEJ pracowników o wysokim potencjale merytorycznym. Na wartość firmy składają się również przyszłe korzyści ekonomiczne wynikające z pozycji rynkowej spółek PEC i SEJ, relacji z Jastrzębską Spółką Węglową, zawartych przez nią umów z odbiorcami ciepła, możliwość optymalizacji zakupów węgla dla większej grupy odbiorców w celu tworzenia wartości dodanej dla całej GK PGNiG.

Wartość firmy została w całości przypisana do Segmentu Wytwarzanie, do ośrodka wytwarzającego przepływy pieniężne zidentyfikowanego na poziomie spółki SEJ.

Wartości godziwe zidentyfikowanych aktywów i zobowiązań spółek PEC i SEJ na dzień wyceny:

	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. w Jastrzębiu-Zdroju	Spółka Energetyczna „Jastrzębie” S.A.
Data nabycia	28 kwietnia 2016	11 sierpnia 2016
Środki pieniężne	190	372
Razem przekazana zapłata	190	372
Razem przekazana zapłata wykazana w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	190	372

	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. w Jastrzębiu-Zdroju	Spółka Energetyczna „Jastrzębie” S.A.
Rzeczowe aktywa trwałe	155	335
Wartości niematerialne	5	16
Zapasy	3	13
Należności	15	116
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	33	186
Pozostałe aktywa	-	10
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	5	48
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	(3)	(231)
Pochodne instrumenty finansowe	-	(1)
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	(12)	(99)
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	(17)	(14)
Rezerwy	(1)	(7)
Pozostałe zobowiązania	(2)	(1)
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	(6)	(2)
Możliwe do zidentyfikowania aktywa netto ogółem	175	369

	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. w Jastrzębiu-Zdroju	Spółka Energetyczna „Jastrzębie” S.A.
Cena nabycia ogółem	190	372
Wartość godziwa możliwych do zidentyfikowania aktywów netto	(174)	(368)
Wartość firmy	16	4

Wartość godziwa należności z tytułu dostaw i usług na dzień wyceny PEC wynosi 15 mln zł. Wartość brutto należności z tytułu dostaw i usług wynosi 15 mln zł. Ponieważ żadna pozycja należności z tytułu dostaw i usług nie uległa utracie wartości, przewiduje się, że możliwe będzie odzyskanie pełnych kwot wynikających z podpisanych umów oraz zafakturowanych dostaw i usług.

W przypadku spółki SEJ, wartość godziwa należności z tytułu dostaw i usług na dzień wyceny wynosi 69 mln zł. Wartość brutto należności z tytułu dostaw i usług wynosi 69 mln zł. Ponieważ żadna pozycja należności z tytułu dostaw i usług nie uległa utracie wartości, przewiduje się, że możliwe będzie odzyskanie pełnych kwot wynikających z podpisanych umów oraz zafakturowanych dostaw i usług.

W okresie od daty przejęcia do dnia bilansowego, udział wyniku PEC w zysku netto GK PGNiG wyniósł 1 mln zł, a udział przychodów z kontynuowanej działalności wyniósł 97 mln zł. Gdyby przedmiotowe przejęcie miało miejsce na początku 2016 roku, udział wyniku PEC w zysku netto GK PGNiG wyniósłby 7 mln zł, a udział przychodów z kontynuowanej działalności wyniósłby 178 mln zł.

Jeżeli chodzi o spółkę SEJ, w okresie od daty przejęcia do dnia bilansowego, udział wyniku spółki w zysku netto GK PGNiG wyniósł 6 mln zł, a udział przychodów z kontynuowanej działalności wyniósł 84 mln zł. Gdyby przedmiotowe przejęcie miało miejsce na początku 2016 roku udział wyniku SEJ w zysku netto GK PGNiG wyniósłby 46 mln zł, a udział przychodów z kontynuowanej działalności wyniósłby 191 mln zł.

Koszty bezpośrednio związane z transakcją i alokowane jako dotyczące transakcji nabycia PEC wyniosły 2,4 mln zł (z czego 0,5 mln ujęto w pozycji „Pozostałe usługi” skonsolidowanego rachunku zysków i strat GK PGNiG za rok 2016, natomiast 1,9 mln ujęto w pozycji „Podatki i opłaty” skonsolidowanego rachunku zysków i strat GK PGNiG za rok 2016), natomiast koszty bezpośrednio związane z transakcją i alokowane jako dotyczące transakcji nabycia SEJ wyniosły 4,3 mln zł (z czego 0,6 mln ujęto w pozycji „Pozostałe usługi” skonsolidowanego rachunku zysków i strat GK PGNiG za rok 2016, natomiast 3,7 mln ujęto w pozycji „Podatki i opłaty” skonsolidowanego rachunku zysków i strat GK PGNiG za rok 2016).



8.9. Inne istotne informacje

8.9.1. Wynagrodzenie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych

	2016	2015
Badanie rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	0,06	0,06
Badanie rocznego jednostkowego sprawozdania finansowego	0,06	0,06
Inne usługi poświadczające, w tym za przegląd sprawozdań finansowych	0,22	0,47
Razem	0,34	0,59

8.9.2. Pozostałe informacje

Podpisanie Umowy sprzedaży paliwa gazowego oraz Kontrakty Indywidualne z Grupą Azoty S.A.

W dniu 13 kwietnia 2016 roku PGNiG S.A. zawarła Umowę Ramową sprzedaży paliwa gazowego oraz dwustronne Kontrakty Indywidualne z Grupą Azoty S.A. oraz jej spółkami zależnymi: Grupą Azoty Zakłady Azotowe "Puławy" S.A., Grupą Azoty Zakłady Chemiczne "Police" S.A., Grupą Azoty Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A., Grupą Azoty Kopalnie i Zakłady Chemiczne Siarki "Siarkopol" S.A. (Odbiorcy).

Przedmiotowa Umowa Ramowa reguluje jednakowy dla Odbiorców tryb zawierania i wypowiedzania Kontraktów Indywidualnych, opis procesów zamawiania, regulowania płatności, wstrzymywania i ograniczania dostaw, klauzule renegeacyjne oraz zasady wspólnego rozliczania dostaw.

Kontrakt Indywidualny oznacza umowę wykonawczą do Umowy Ramowej, zawartą na czas oznaczony w formie umowy sprzedaży bądź umowy kompleksowej, określającą ilości, harmonogram, formuły cenowe oparte o indeksy giełdowe oraz szczegółowe parametry handlowe dostawy paliwa gazowego na rzecz danego Odbiorcy.

Umowa Ramowa została zawarta na czas nieoznaczony, a jej postanowienia mają zastosowanie dla dostaw realizowanych od dnia 1 kwietnia 2016 roku, natomiast Kontrakty Indywidualne zawarte zostały na różne okresy dostaw, najdłuższy z nich zawarty jest na okres do 30 września 2019 roku.

Szacunkowa wartość Umowy Ramowej wraz z Kontraktami Indywidualnymi wynosi ok. 3,3 mld zł, a maksymalny wolumen dostaw w całym okresie umowy wynosi łącznie 4,5 mld m³.

Podpisanie Umowy Inwestycyjnej dotyczącej działania Polskiej Grupy Górniczej

W dniu 26 kwietnia 2016 roku PGNiG TERMIKA S.A. podpisała porozumienie w sprawie rozpoczęcia działalności Polskiej Grupy Górniczej Sp. z o.o. (Porozumienie).

Stronami Porozumienia są Kompania Węglowa S.A., Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. (PGG), Węglukoks S.A., Towarzystwo Finansowe "Silesia" Sp. z o.o. (TFS), Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych (FIPP), PGNiG TERMIKA S.A., Energa Kogeneracja Sp. z o.o., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. (PGE GiEK) (TFS, FIPP, PGNiG TERMIKA S.A., Energa Kogeneracja Sp. z o.o., PGE GiEK zwani dalej łącznie Inwestorami), Alior Bank S.A., Bank BGŻ BNP Paribas S.A., Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A., Bank Zachodni WBK S.A., Bank Gospodarstwa Krajowego S.A. oraz organizacje związkowe działające w Kompanii Węglowej S.A. (łącznie dalej Strony).

W Porozumieniu Strony potwierdziły zasadność utworzenia PGG, która będzie prowadzić działalność w oparciu o wybrane aktywa górnicze, które nabędzie od Kompanii Węglowej S.A. (11 kopalń, 4 zakłady oraz zespół funkcji wspierających kopalnie i zakłady).

Poprzez podpisanie Porozumienia, Inwestorzy zadeklarowali objęcie nowych udziałów w PGG na łączną kwotę 2,4 mld zł, z czego 1,8 mld zł będzie wkładem gotówkowym, a pozostała kwota to konwersja wierzytelności TFS i Węglukoks S.A.

PGNiG TERMIKA S.A., jako jeden z Inwestorów, zadeklarował objęcie udziałów w PGG na kwotę 500 mln zł.

W dniu 28 kwietnia 2016 roku PGNiG TERMIKA S.A., podpisała umowę określającą warunki dot. inwestycji finansowej w PGG, a w szczególności zasady objęcia 5 000 000 udziałów w PGG o łącznej wartości 500 mln zł (Umowa Inwestycyjna).

Więcej informacji w [notach 5.1.3.](#) oraz [6.1.](#) Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG.

W skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG udiały w spółce PGG podlegają wycenie metodą praw własności.

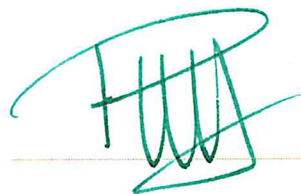
8.10. Zdarzenia po dniu bilansowym

Data	Spółka	Zdarzenie
4 stycznia 2017 roku	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	Zatwierdzenie przez Prezesa URE nowej w zakresie obrotu paliwami gazowymi (Taryfy Detalicznej). Średnia obniżka ceny za paliwo gazowe w Taryfie Detalicznej w stosunku do dotychczasowej taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. dla wszystkich grup taryfowych wynosi 7,0%. Termin obowiązywania nowej Taryfy: od 18 lutego do 31 marca 2017 roku.
18 stycznia 2017 roku	PGNiG Technologie S.A.	Podpisanie umowy inwestycyjnej dotyczącej inwestycji w Polimex-Mostostal S.A. oraz innych umów w ramach transakcji. Wydanie zgody przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na dokonanie koncentracji polegającej na przejęciu przez Inwestorów wspólnej kontroli nad Polimex.
20 stycznia 2017 roku	PGNiG Technologie S.A.	W związku ze ziszczeniem się warunków zawieszających zastrzeżonych w Umowie Inwestycyjnej zawartej w dniu 18 stycznia 2017 roku (Umowa Inwestycyjna), PGNiG Technologie S.A. - spółka zależna PGNiG, przyjęła złożoną przez Zarząd Polimex - Mostostal S.A. ofertę objęcia w trybie subskrypcji prywatnej 37 500 000 akcji zwykłych na okaziciela serii T o wartości nominalnej 2 PLN każda, emitowanych przez Polimex po cenie emisyjnej wynoszącej 2 PLN za jedną akcję i za łączną cenę emisyjną 75 000 000 PLN. Ponadto w wykonaniu umowy zawartej z SPV Operator sp. z o.o. (SPV Operator), Spółka nabyła 1 500 000 akcji Polimex od SPV Operator w ramach pozasesyjnych transakcji pakietowych.
27 stycznia 2017 roku	PGNiG TERMIKA S.A.	Podpisanie porozumienia (ang. Memorandum of Understanding) z EDF, wraz z PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A. oraz Energa S.A. (Partnerzy Biznesowi), dotyczącego prowadzenia negocjacji w sprawie zakupu aktywów EDF w Polsce (Transakcja) oraz badania due diligence w tym zakresie. Złożenie ewentualnej oferty wiążącej nastąpi po zakończeniu badania due diligence, które będzie podstawą do podjęcia dalszych decyzji dotyczących Transakcji.
14 lutego 2017 roku	PGNiG Finance AB	PGNiG Finance AB wykupiła euroobligacje o wartości nominalnej 500 mln EUR wraz z należnymi odsetkami.
2 marca 2017 roku	PGNiG S.A.	Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego postanowił o umorzeniu akcji i rejestracji obniżenia kapitału zakładowego PGNiG oraz o rejestracji zmian Statutu PGNiG, zgodnie z uchwałami NZW z dnia 24 listopada 2016 roku (nota 5.3).
3 marca 2017 roku	PGNiG S.A.	Rezygnacja Pani Magdaleny Zegarskiej z funkcji Członka Rady Nadzorczej PGNiG z dniem 5 marca 2017 roku. Rezygnacja spowodowana jest faktem uzyskania statusu kandydata do powołania na członka Zarządu PGNiG wybieranego przez pracowników PGNiG.
6 marca 2017 roku	PGNiG S.A.	Rada Nadzorcza PGNiG S.A. odwołała ze składu Zarządu Pana Waldemara Wójcika i powołała w skład Zarządu Panią Magdalenę Zegarską, kandydata wybranego w głosowaniu pracowników PGNiG S.A.

Zarząd PGNiG S.A.:

Prezes Zarządu

Piotr Woźniak



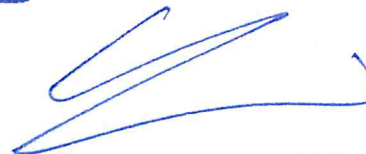
Wiceprezes Zarządu

Radosław Bartosik



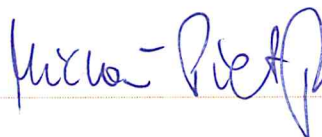
Wiceprezes Zarządu

Łukasz Kroplewski



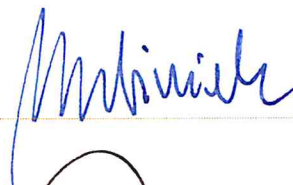
Wiceprezes Zarządu

Michał Pietrzyk



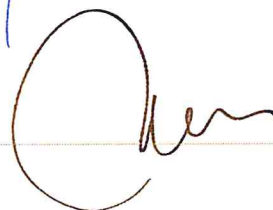
Wiceprezes Zarządu

Maciej Woźniak



Wiceprezes Zarządu

Magdalena Zegarska



Warszawa, dnia 6 marca 2017 roku