



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ZA 2019 ROK

sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami
Sprawozdawczości Finansowej
zatwierdzonymi przez Unię Europejską



2019

SPIS TREŚCI

Sprawozdania podstawowe	3
1. Informacje ogólne.....	7
1.1. PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE KAPITAŁOWEJ PGNiG I PODSTAWA SPORZĄDZENIA SPRAWOZDANIA.....	7
1.2. WPŁYW NOWYCH STANDARDÓW NA SPRAWOZDANIE GRUPY KAPITAŁOWEJ	9
2. Opis Grupy Kapitałowej i segmenty sprawozdawcze	15
2.1. GŁÓWNE INFORMACJE O GRUPIE I SEGMENTACH SPRAWOZDAWCZYCH	15
2.2. DANE LICZBOWE DOTYCZĄCE SEGMENTÓW SPRAWOZDAWCZYCH.	17
2.3. PRZYCHODY ZE SPRZEDAŻY W PODZIALE NA SEGMENTY.	19
2.4. INWESTYCJE W JEDNOSTKACH WYCENIANYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI.	20
3. Noty objaśniające do rachunku zysków i strat	23
3.1. PRZYCHODY ZE SPRZEDAŻY	23
3.2. KOSZTY OPERACYJNE	25
3.3. POZOSTAŁE PRZYCHODY I KOSZTY OPERACYJNE.....	27
3.4. KOSZTY FINANSOWE NETTO	27
3.5. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY	27
4. Noty objaśniające dotyczące opodatkowania.....	28
4.1. PODATEK DOCHODOWY	28
5. Noty objaśniające do sprawozdania z przepływów pieniężnych oraz informacje dotyczące zadłużenia	31
5.1. UZGODNIENIE ZADŁUŻENIA	31
5.2. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU ZADŁUŻENIA.....	32
5.3. KAPITAŁ WŁASNY I POLITYKA ZARZĄDZANIA KAPITAŁEM.....	35
5.4. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY	36
5.5. POZOSTAŁE WYJAŚNIENIA DOTYCZĄCE SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	37
6. Noty objaśniające do sprawozdania z sytuacji finansowej.....	39
6.1. AKTYWA TRWAŁE RZECZOWE I NIEMATERIALNE	39
6.2. KAPITAŁ OBROTOWY.....	51
6.3. REZERWY I ZOBOWIĄZANIA	56
7. Noty dotyczące instrumentów finansowych i zarządzania ryzykiem finansowym	61
7.1. INSTRUMENTY FINANSOWE	61
7.2. POCHODNE INSTRUMENTY FINANSOWE	65
7.3. ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM	71
8. Noty pozostałe.....	79
8.1. KAPITAŁ AKCYJNY I ZAPASOWY ZE SPRZEDAŻY AKCJI POWYŻEJ ICH WARTOŚCI NOMINALNEJ	79
8.2. ZYSK NA AKCJĘ	79
8.3. AKTYWA PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY	79
8.4. POZOSTAŁE AKTYWA.....	80
8.5. AKTYWA I ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE	81
8.6. INFORMACJE O TRANSAKcjACH Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI.....	82
8.7. WSPÓLNE DZIAŁANIA.....	83
8.8. ZMIANY W STRUKTURZE GRUPY W OKRESIE SPRAWOZDAWCZYM	85
8.9. INNE ISTOTNE INFORMACJE	85
8.10. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM.....	85

Sprawozdania podstawowe

Skonsolidowany rachunek zysków i strat	2019	2018	
Przychody ze sprzedaży gazu	30 496	29 628	Nota 3.1.
Przychody ze sprzedaży pozostałe	11 527	11 606	Nota 3.1.
Przychody ze sprzedaży	42 023	41 234	
Koszt gazu	(26 686)	(24 941)	Nota 3.2.
Zużycie innych surowców i materiałów	(2 977)	(2 519)	Nota 3.2.
Świadczenia pracownicze	(3 168)	(2 871)	Nota 3.2.
Usługi przesyłowe	(1 053)	(1 039)	
Pozostałe usługi	(1 828)	(1 865)	Nota 3.2.
Podatki i opłaty	(782)	(819)	
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(442)	(564)	Nota 3.3.
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	1 076	962	
Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	(659)	(463)	Nota 3.2.
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	5 504	7 115	Nota 2.2.
Amortyzacja	(3 056)	(2 720)	Nota 2.2.
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	2 448	4 395	Nota 2.2.
Koszty finansowe netto	(54)	(4)	Nota 3.4.
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	(235)	111	Nota 2.4.
Zysk przed opodatkowaniem	2 159	4 502	
Podatek dochodowy	(788)	(1 293)	Nota 4.1.
Zysk netto	1 371	3 209	
Zysk netto przypadający:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej	1 371	3 212	
Udziałom niekontrolującym	-	(3)	
Średnia ważona liczba akcji zwykłych (mln szt.)	5 778	5 778	
Zysk na akcję podstawowy i rozwodniony (w PLN)	0,24	0,56	Nota 2.8.

Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów	2019	2018	
Zysk netto	1 371	3 209	
Różnice kursowe z przeliczenia sprawozdań jednostek zagranicznych	(14)	(19)	
Rachunkowość zabezpieczeń	919	285	Nota 7.1.3
Podatek odroczony	(156)	(15)	
Udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności	-	4	
Pozostałe całkowite dochody podlegające przeklasyfikowaniu do wyniku	749	255	
Straty aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych	(32)	(33)	
Podatek odroczony	6	6	
Udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności	(7)	1	
Pozostałe całkowite dochody nie podlegające przeklasyfikowaniu do wyniku	(33)	(26)	
Pozostałe całkowite dochody netto	716	229	
Łączne całkowite dochody	2 087	3 438	
Łączne całkowite dochody przypadające:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej	2 087	3 441	
Udziałom niekontrolującym	-	(3)	

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych	2019	2018	
Przeptywy pieniężne z działalności operacyjnej			
Zysk netto	1 371	3 209	
Amortyzacja	3 056	2 720	
Podatek dochodowy bieżącego okresu	788	1 293	
Wynik z działalności inwestycyjnej	433	(154)	
Pozostałe korekty niepieniężne	(384)	432	<i>Nota 5.5.2.</i>
Podatek dochodowy zapłacony	(852)	(1 060)	<i>Nota 4.1.1.</i>
Zmiana stanu kapitału obrotowego	526	(626)	<i>Nota 5.5.1.</i>
Przeptywy pieniężne netto z działalności operacyjnej	4 938	5 814	
Przeptywy pieniężne z działalności inwestycyjnej			
Wydatki na nabycie środków trwałych w budowie dotyczących poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(1 215)	(851)	<i>Nota 2.2.</i>
Wydatki na pozostałe rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(4 854)	(3 683)	<i>Nota 2.2.</i>
Wydatki na nabycie udziałów w jednostkach powiązanych	(1)	(90)	
Pozostałe pozycje netto	(82)	(80)	
Przeptywy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(6 152)	(4 704)	
Przeptywy pieniężne z działalności finansowej			
Wpływy z tytułu zadłużenia	3 851	3 160	<i>Nota 5.1.</i>
Wydatki z tytułu zadłużenia	(2 868)	(2 510)	<i>Nota 5.1.</i>
Wypłacone dywidendy	(636)	(404)	<i>Nota 3.5.</i>
Pozostałe pozycje netto	(20)	(9)	
Przeptywy pieniężne netto z działalności finansowej	327	237	
Przeptywy pieniężne netto	(887)	1 347	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	3 928	2 581	
Różnice kursowe dotyczące środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	(1)	-	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	3 041	3 928	<i>Nota 5.5.3.</i>



Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	2019	2018	
AKTYWA			
Rzeczowe aktywa trwałe	40 002	34 236	Nota 6.1.1.
Wartości niematerialne	729	1 173	Nota 6.1.2.
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	32	94	Nota 4.1.2.
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności	1 564	1 806	Nota 2.4.
Pochodne instrumenty finansowe	237	226	
Pozostałe aktywa	1 375	1 363	Nota 8.4.
Aktywa trwałe	43 939	38 898	
Zapasy	4 042	3 364	Nota 6.2.1.
Należności	5 504	5 742	Nota 6.2.2.
Pochodne instrumenty finansowe	2 390	1 092	Nota 7.2.
Pozostałe aktywa	259	204	Nota 8.4.
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	3 037	3 925	Nota 5.4.
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	14	46	Nota 8.3.
Aktywa obrotowe	15 246	14 373	
AKTYWA RAZEM	59 185	53 271	
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY			
Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	7 518	7 518	
Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	739	73	
Skumulowane pozostałe całkowite dochody	(246)	(203)	
Zyski zatrzymane	30 097	29 246	
Kapitał własny akcjonariuszy jednostki dominującej	38 108	36 634	
Kapitał własny udziałowców niekontrolujących	(1)	(2)	
KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	38 107	36 632	
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	3 507	1 178	Nota 5.1.
Pochodne instrumenty finansowe	20	105	
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	890	808	Nota 6.3.1.
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	2 355	1 917	Nota 6.1.1.1.
Pozostałe rezerwy	279	197	Nota 6.3.2.
Dotacje	705	720	Nota 6.3.3.
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	2 383	2 066	Nota 4.1.2.
Pozostałe zobowiązania	239	264	Nota 6.3.4.
Zobowiązania długoterminowe	10 378	7 255	
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	3 245	2 524	Nota 5.1.
Pochodne instrumenty finansowe	1 277	1 055	Nota 7.2.
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków *	3 487	3 748	Nota 6.2.3.
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	398	347	Nota 6.3.1.
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	34	91	Nota 6.1.1.1.
Pozostałe rezerwy	728	675	Nota 6.3.2.
Pozostałe zobowiązania	1 531	944	Nota 6.3.4.
Zobowiązania krótkoterminowe	10 700	9 384	
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	21 078	16 639	
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	59 185	53 271	

* W tym podatek dochodowy: 132 mln PLN (2018: 418 mln PLN)

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:		Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	Skumulowane pozostałe całkowite dochody z tytułu:				Zyski zatrzymane	Ogółem	Kapitał własny udziałowców niekontrolujących	Kapitał własny razem
	kapitał akcyjny	kapitał ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej		różnic kursowych z przeliczenia jednostek zagranicznych	aktualizacji wyceny aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży	zysków/(strat) aktuarialnych dotyczących świadczeń pracowniczych	udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności				
Stan na 1 stycznia 2018	5 778	1 740	7	(93)	(3)	(64)	(5)	26 266	33 626	1	33 627
Wpływ zastosowania MSSF 9 oraz MSSF 15	-	-	-	-	3	-	-	172	175	-	175
Zysk netto	-	-	-	-	-	-	-	3 212	3 212	(3)	3 209
Pozostałe całkowite dochody netto	-	-	270	(19)	-	(27)	5	-	229	-	229
Całkowite dochody razem	-	-	270	(19)	-	(27)	5	3 212	3 441	(3)	3 438
Zmiana w kapitałach odniesiona na zapasy	-	-	(204)	-	-	-	-	-	(204)	-	(204)
Dywidenda	-	-	-	-	-	-	-	(404)	(404)	-	(404)
Stan na 31 grudnia 2018	5 778	1 740	73	(112)	-	(91)	-	29 246	36 634	(2)	36 632
Wpływ zastosowania MSSF 16	-	-	-	-	-	-	-	119	119	-	119
Zysk netto	-	-	-	-	-	-	-	1 371	1 371	-	1 371
Pozostałe całkowite dochody netto	-	-	763	(14)	-	(26)	(7)	-	716	-	716
Całkowite dochody razem	-	-	763	(14)	-	(26)	(7)	1 371	2 087	-	2 087
Zmiana w kapitałach odniesiona na zapasy	-	-	(97)	-	-	-	-	-	(97)	-	(97)
Dywidenda	-	-	-	-	-	-	-	(636)	(636)	-	(636)
Zmiany w Grupie	-	-	-	4	-	-	-	(3)	1	1	2
Stan na 31 grudnia 2019	5 778	1 740	739	(122)	-	(117)	(7)	30 097	38 108	(1)	38 107

1. Informacje ogólne

1.1. Podstawowe informacje o Grupie Kapitałowej PGNiG 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 XII Wydział Gospodarczy KRS
KRS	0000059492
REGON	012216736
NIP	525-000-80-28
Przedmiot działalności	Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest poszukiwanie i eksploatacja złóż gazu ziemnego oraz ropy naftowej, import, magazynowanie oraz sprzedaż paliw gazowych i płynnych, a także obrót energią elektryczną.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna jest spółką dominującą (PGNiG, Spółka, Jednostka Dominująca) 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 2019 rok, jedynym akcjonariuszem posiadającym co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGNiG S.A. był Skarb Państwa, reprezentowany przez ministra właściwego do spraw energii.

Grupa Kapitałowa PGNiG pełni kluczową rolę w polskim sektorze gazowym. Jako lider odpowiada za utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego kraju, zapewniając dywersyfikację dostaw gazu poprzez wydobycie ze złóż krajowych oraz import ze źródeł zewnętrznych. Zasadniczy obszar działalności GK PGNiG stanowi poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej, a także import, magazynowanie, sprzedaż, dystrybucja paliw gazowych i płynnych oraz produkcja i sprzedaż ciepła i energii elektrycznej.

GK PGNiG posiada wiodącą pozycję we wszystkich obszarach swojej działalności. W Polsce, Grupa Kapitałowa jest największym importerem paliwa gazowego (głównie z Rosji i Niemiec), głównym producentem gazu ziemnego ze złóż krajowych, a także znaczącym producentem ciepła i energii elektrycznej w kraju. Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej jest jednym z kluczowych czynników zapewniających Grupie konkurencyjną pozycję na rynku gazu w Polsce.

Szczegółowe informacje dotyczące segmentów działalności oraz jednostek objętych konsolidacją można znaleźć w **nocie 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 sporządzone zostały za ten sam okres sprawozdawczy.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone w oparciu o jednolite zasady rachunkowości, stosowane przez jednostki objęte konsolidacją oraz wyceną metodą praw własności. W przypadkach, gdy jest to konieczne, w sprawozdaniach jednostkowych 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 **8.6.**

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 metodą 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 okazynego 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 jednostki Grupy w dającej się przewidzieć przyszłości, z wyjątkiem Geofizyki Kraków S.A. w likwidacji, objętej procesem likwidacji. 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 aktywów i zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej opisanych w **nocie 7**.

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

Zasady rachunkowości

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, ujmuje się w wyniku finansowym. Różnice kursowe stanowiące część zysku/straty z wyceny instrumentu zabezpieczającego w rachunkowości zabezpieczeń ujmuje 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**).

Data publikacji niniejszego sprawozdania finansowego jest 12 marca 2020 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 2019 roku:

Standard	Opis	Wpływ wdrożenia
MSSF 16 Leasing	<p>Nowy standard obowiązuje w odniesieniu do okresów sprawozdawczych rozpoczynających się w dniu lub po 1 stycznia 2019 roku oraz ustanawia zasady ujęcia, wyceny, prezentacji oraz ujawnień dotyczących leasingu. Praktycznie wszystkie transakcje leasingu skutkują uzyskaniem przez leasingobiorcę prawa do użytkowania aktywa oraz zobowiązania z tytułu obowiązku zapłaty. Tym samym, MSSF 16 Leasing (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:</p> <ul style="list-style-type: none"> • aktywa i zobowiązania dla wszystkich transakcji leasingu zawartych na okres powyżej 12 miesięcy, za wyjątkiem sytuacji, gdy dane aktywo jest niskiej wartości, oraz • amortyzację leasingowanego aktywa odrębnie od odsetek od zobowiązania leasingowego w Rachunku zysków i strat. <p>MSSF 16 w znaczącej części powiela 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. Natomiast w przypadku subleasingu, pośredni leasingodawcy klasyfikować będą umowy subleasingowe poprzez odniesienie do aktywa z tytułu prawa do użytkowania z leasingu głównego, a nie poprzez odniesienie do bazowego składnika aktywów, jak to miało miejsce wg MSR 17, dlatego istnieje zwiększone prawdopodobieństwo, że subleasing wcześniej sklasyfikowany jako leasing operacyjny będzie sklasyfikowany jako leasing finansowy zgodnie z MSSF 16.</p>	<p>Wpływ zmian MSSF 16 na skonsolidowane sprawozdanie finansowe został zaprezentowany w nocie 1.2.2.</p>

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

1.2.2. Wpływ wdrożenia nowych standardów i interpretacji na sprawozdanie finansowe Grupy

Grupa zastosowała wymogi nowego standardu MSSF 16 z wykorzystaniem zmodyfikowanego podejścia retrospektywnego ze skutkiem od 1 stycznia 2019 roku (bez przekształcenia okresu porównawczego).

Grupa zdecydowała o wdrożeniu nowego standardu MSSF 16 retrospektywnie z ujęciem skumulowanego wpływu z tytułu pierwszego zastosowania MSSF 16 w kapitale własnym (*Zyski zatrzymane*) na dzień 1 stycznia 2019 roku. Oznacza to, że dane zaprezentowane za lata 2018 i 2019 nie są porównywalne.

Grupa jako leasingobiorca

Dla wszystkich leasingów, z wyjątkiem leasingów krótkoterminowych i leasingów aktywów niskocennych nieoddanych w subleasing, wcześniej sklasyfikowanych jako leasingi operacyjne zgodnie z MSR 17, na moment wdrożenia MSSF 16 tj. 1 stycznia 2019 roku Grupa ujęła:

- zobowiązanie z tytułu leasingu wycenione w wartości bieżących opłat leasingowych pozostałych do zapłaty w dacie rozpoczęcia stosowania MSSF 16 zdyskontowanych poprzez zastosowanie krańcowej stopy oprocentowania długu Grupy w dniu pierwszego zastosowania;
- dla wszystkich leasingów, składnik aktywów z tytułu prawa do użytkowania, w kwocie równej zobowiązaniu z tytułu leasingu skorygowanej o kwoty wszelkich przedpłat lub naliczonych opłat leasingowych odnoszących się do tego leasingu, ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej bezpośrednio sprzed dnia pierwszego zastosowania.

Grupa uznaje za składniki o niskiej wartości, te aktywa których wartość pierwotna, bez względu na wiek składnika objętego leasingiem, nie przekracza kwoty 20 000 PLN (nawet jeśli ich wartość jest istotna po zagregowaniu). W szczególności do aktywów o niskiej wartości Grupa zalicza drobny sprzęt biurowy i teleinformatyczny.

W przypadku zastosowania zwolnień, o których mowa powyżej, Grupa rozpoznaje płatności leasingowe jako koszt zgodnie z metodą liniową przez okres leasingu.

W przypadku leasingów, które wcześniej sklasyfikowano jako leasingi finansowe zgodnie z MSR 17, Grupa ujmuje jako składniki aktywów z tytułu prawa do użytkowania w wartości bilansowej składnika aktywów objętego leasingiem i zobowiązania z tytułu leasingu bezpośrednio sprzed dnia wyceny zgodnie z MSR 17.

Średnia ważona krańcowa stopa oprocentowania długu zastosowana do wyceny zobowiązań leasingowych wynosi od 0,9% do 5,5%.

Zastosowanie praktycznych uproszczeń

Grupa postanowiła skorzystać z następujących praktycznych rozwiązań przewidzianych w MSSF 16:

- zastosowała pojedynczą stopę dyskontową dla portfela leasingów o podobnych cechach, takich jak charakter składnika aktywów (nieruchomości, środki transportu, urządzenia) oraz okres leasingu;
- własną ocenę w odniesieniu, czy leasingi rodzą obciążenia zgodnie z MSR 37 „Rezerwy, zobowiązania warunkowe i aktywa warunkowe” bezpośrednio przed dniem pierwszego zastosowania, traktując tę ocenę jako alternatywę wobec oceny utraty wartości. Przy wyborze tego rozwiązania praktycznego, leasingobiorca koryguje składnik aktywów z tytułu prawa do użytkowania w dniu pierwszego zastosowania o kwotę rezerwy z tytułu leasingów rodzących obciążenia ujętej w sprawozdaniu z sytuacji finansowej bezpośrednio sprzed dnia pierwszego zastosowania;
- nie zastosowała wymogów w zakresie ujęcia leasingów do umów, których okres leasingu kończy się w ciągu 12 miesięcy od dnia pierwszego zastosowania, tj. 1 stycznia 2019 roku traktując je jako leasingi krótkoterminowe i ujmuje opłaty leasingowe jako koszty, metodą liniową, w trakcie pozostałego okresu leasingu;
- wyłączyła początkowe koszty bezpośrednie z wyceny składnika aktywów z tytułu prawa do użytkowania składników aktywów w dniu pierwszego zastosowania;
- wykorzystała wiedzę zdobytą po fakcie, w przypadku określenia okresu leasingu, dla umów które przewidywały okres przedłużenia leasingu lub opcję wypowiedzenia leasingu.

W związku z wdrożeniem MSSF 16, istotnej zmianie uległa ewidencja dotycząca nieruchomości gruntowych oraz prawa wieczystego użytkowania gruntów. Od 1 stycznia 2019 roku na dzień początkowego ujęcia, Grupa ujmuje prawa do użytkowania prawa wieczystego użytkowania gruntu nabytego nieodpłatnie w wysokości wartości bieżącej opłat leasingowych pozostających do zapłaty w dacie rozpoczęcia stosowania MSSF 16. Natomiast na dzień początkowego ujęcia prawa do wieczystego użytkowania nabytego odpłatnie zostały ujęte w wartości bieżącej opłat leasingowych pozostających do zapłaty w dacie rozpoczęcia stosowania MSSF 16 powiększonych o:

- nadwyżkę pierwszej opłaty nad opłatą roczną z tytułu prawa wieczystego użytkowania gruntów w przypadku zawarcia umowy ze Skarbem Państwa lub jednostką samorządu terytorialnego,
- cenę nabycia prawa wieczystego użytkowania gruntów w przypadku zawarcia umowy z innym podmiotem niż Skarb Państwa lub jednostka samorządu terytorialnego.

Wyjaśnienie różnicy między zobowiązaniami z tytułu leasingu operacyjnego ujawnionymi na dzień 31 grudnia 2018 roku zgodnie z MSR 17, a zobowiązaniami leasingowymi ujętymi na dzień 1 stycznia 2019 roku przedstawia poniższa tabela.

Zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego na dzień 31 grudnia 2018 roku zgodnie z MSR 17	25
Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego na dzień 31 grudnia 2018 zgodnie z MSR 17	19
Wyłączenia (leasing krótkoterminowy, niskocenne aktywa, itp.)	(25)
Ujęcie zobowiązań z tytułu leasingu na dzień 1 stycznia 2019 zgodnie z MSSF 16	3 173
Efekt zdyskontowania przy zastosowaniu krańcowej stopy oprocentowania długu na dzień 1 stycznia 2019	(1 356)
Zobowiązanie z tytułu leasingu na dzień 1 stycznia 2019	1 836
długoterminowe	793
krótkoterminowe	1043

Grupa jako leasingodawca

Grupa zgodnie z regulacjami MSSF 16 nie wprowadziła zmian do istniejących i ujętych umów leasingów operacyjnych i finansowych, w których występowała jako leasingodawca na dzień 1 stycznia 2019 roku. W związku z powyższym, w przypadku umów, w których Grupa występuje jako leasingodawca, zastosowanie MSSF 16 nie spowodowało konieczności ujęcia korekt na 1 stycznia 2019 roku.

Podsumowanie wpływu

Na dzień 31 grudnia 2018 roku Grupa posiadała nieodwołane zobowiązanie pozabilansowe z tytułu leasingu operacyjnego oraz dotyczące umów prawa wieczystego użytkowania gruntów, dzierżawy gruntów, najmu lokali, maszyn i urządzeń oraz środków transportu. Dla powyższych umów Grupa dokonała wyceny w wartości bieżącej aktywów użytkowanych w ramach tych umów i rozpoznała na dzień 1 stycznia 2019 roku prawo do użytkowania składnika aktywów w kwocie 1 938 mln PLN i odpowiadające mu zobowiązanie z tytułu leasingu.

Grupa dokonała zmiany ujęcia rezerwy na rekultywację gruntów, które przed wdrożeniem MSSF 16 traktowane były jako leasing operacyjny zgodnie z MSR 17. Grupa ujmowała rezerwę na rekultywację otrzymanych nieodpłatnie praw wieczystego użytkowania gruntów w wyniku finansowym. MSSF 16 jednoznacznie precyzuje, że koszt składnika aktywów z tytułu prawa do użytkowania powinien obejmować szacunek kosztów, które mają zostać poniesione przez leasingobiorcę w związku z przeprowadzeniem rekultywacji. Zmiana ujęcia rezerwy wraz z odpowiadającą jej zmianą podatku odroczonego z tego tytułu ujęta została w pozycji *Zyski zatrzymane*.

Wpływ zastosowania MSSF 16 na sprawozdanie Grupy został zaprezentowany w poniższych tabelach.

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Stan na 31 grudnia 2018 przed zmianą	Wpływ MSSF 16 na Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Stan na 1 stycznia 2019 po zmianie
AKTYWA			
Aktywa trwałe	38 898	1 938	40 836
w tym:			
Rzeczowe aktywa trwałe, w tym:	34 236	2 568	36 804
Prawo do użytkowania	-	2 778	2 778
Grunty	-	2 246	2 246
Budynki i budowle	-	278	278
Urządzenia techniczne i maszyny	-	213	213
Środki transportu i pozostałe	-	38	38
Środki trwałe w budowie pozostałe	-	3	3
Wartości niematerialne	1 173	(630)	543
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	94	(5)	89
Pozostałe aktywa	1 363	5	1 368
Aktywa obrotowe	14 373	1	14 374
w tym:			
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	46	1	47
AKTYWA RAZEM	53 271	1 939	55 210
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY			
KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	36 632	118	36 750
w tym:			
Zyski zatrzymane	29 246	118	29 364
Zobowiązania długoterminowe	7 255	787	8 042
w tym:			
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	1 178	781	1 959
Pozostałe rezerwy	197	(17)	180
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	2 066	23	2 089
Zobowiązania krótkoterminowe	9 384	1 034	10 418
w tym:			
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	2 524	1 036	3 560
Pozostałe rezerwy	675	(2)	673
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	16 639	1 821	18 460
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	53 271	1 939	55 210

Wpływ MSSF 16 na sprawozdanie z całkowitych dochodów

- spadek kosztów z tytułu podatków i opłat oraz usług	175
- wzrost kosztów odsetek	(77)
- wzrost kosztów amortyzacji	(113)
Razem	(15)

Wpływ MSSF 16 na sprawozdanie z przepływów pieniężnych

- wzrost przepływów pieniężnych netto – działalność operacyjna	200
- spadek przepływów pieniężnych netto – działalność finansowa	(316)
Razem	(116)

Wpływ na wskaźniki finansowe

Ze względu na ujęcie w sprawozdaniu z sytuacji finansowej praktycznie wszystkich umów leasingu, wdrożenie MSSF 16 przez Grupę ma wpływ na jej wskaźniki bilansowe, w tym wskaźnik zadłużenia do kapitału własnego.

Dodatkowo, w efekcie wdrożenia MSSF 16 zmianie uległy miary zysku (m. in. zysk z działalności operacyjnej, EBITDA), a także przepływy pieniężne z działalności operacyjnej. Grupa przeanalizowała wpływ tych zmian na spełnienie kowenantów zawartych w umowach kredytowych, których jest stroną i nie stwierdzono ryzyka ich naruszenia.

Informacje na temat korekty osądu skutkującej zmianą zasad rachunkowości

Na dzień 31 grudnia 2019 roku Zarząd Jednostki Dominującej dokonał ponownej szczegółowej analizy regulacji odnoszących się do kwestii ujęcia umów/decyzji dzierżawy dotyczących podziemnej infrastruktury. Dodatkowo, w czerwcu 2019 roku Komitet ds. Interpretacji MSSF opublikował interpretację, która odnosi się do analizy spełnienia definicji leasingu zgodnie z MSSF 16 przez umowy służebności infrastruktury podziemnej. Jak wskazano w Raporcie Okresowym za III kwartał zakończony 30 września 2019 roku dotychczasowa praktyka rynkowa w tym zakresie nie była jednolita.

W wyniku przeprowadzonej analizy oraz uwzględniając wydaną interpretację, uznano, że na dzień 1 stycznia 2019 roku, Grupa była stroną umów/decyzji dzierżawy dotyczących podziemnych infrastruktury, które spełniały definicję leasingu zgodnie ze standardem MSSF 16.

W związku z powyższą zmianą osądu, Grupa ujęła aktywa z tytułu prawa do użytkowania i zobowiązania z tytułu leasingu z tytułu powyższych umów na dzień 1 stycznia 2019 roku. Korekta ta wpłynęła również na dane finansowe prezentowane we wcześniej opublikowanych w 2019 roku raportach śródrocznych. Wpływ korekty na skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG przedstawia poniższa tabela.



Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Stan na 01.01.2019 przed zmianą	Stan na 01.01.2019 po zmianie	Zmiana	Stan na 30.06.2019 przed zmianą	Stan na 30.06.2019 po zmianie	Zmiana
AKTYWA						
Aktywa trwałe	40 060	40 836	776	40 590	41 351	761
w tym:						
Rzeczowe aktywa trwałe	36 028	36 804	776	36 713	37 474	761
AKTYWA RAZEM	54 434	55 210	776	53 312	54 073	761
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY						
KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	36 750	36 750	-	37 607	37 628	21
w tym:						
Zyski zatrzymane	29 364	29 364	-	30 038	30 059	21
Zobowiązania długoterminowe	7 286	8 042	756	8 400	9 121	721
w tym:						
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	1 203	1 959	756	2 115	2 836	721
Zobowiązania krótkoterminowe	10 398	10 418	20	7 305	7 324	19
w tym:						
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	3 540	3 560	20	215	234	19
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	17 684	18 460	776	15 705	16 445	740
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	54 434	55 210	776	53 312	54 073	761

Skonsolidowany rachunek zysków i strat	Okres zakończony 30 czerwca 2019 przed zmianą	Okres zakończony 30 czerwca 2019 po zmianie	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	22 624	22 624	-
Koszty operacyjne	(19 498)	(19 444)	54
w tym:			
Podatki i opłaty	(599)	(545)	54
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	3 126	3 180	54
Amortyzacja	(1 451)	(1 466)	(15)
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	1 675	1 714	39
Koszty finansowe netto	31	13	(18)
Zysk przed opodatkowaniem	1 732	1 753	21
Zysk netto	1 311	1 332	21

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych	Okres zakończony 30 czerwca 2019 przed zmianą	Okres zakończony 30 czerwca 2019 po zmianie	Zmiana
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	3 988	4 063	75
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(2 280)	(2 280)	-
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej, w tym:	(2 527)	(2 602)	(75)
Wydatki z tytułu zadłużenia	(2 630)	(2 705)	(75)
Przepływy pieniężne netto	(819)	(819)	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	3 928	3 928	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	3 109	3 109	-

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Stan na 31.03.2019 przed zmianą	Stan na 31.03.2019 po zmianie	Zmiana	Stan na 30.09.2019 przed zmianą	Stan na 30.09.2019 po zmianie	Zmiana
AKTYWA						
Aktywa trwałe	40 441	41 209	768	41 504	42 257	753
w tym:						
Rzeczowe aktywa trwałe	36 631	37 399	768	37 673	38 426	753
AKTYWA RAZEM	53 892	54 660	768	54 012	54 765	753
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY						
KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	38 025	38 062	37	37 755	37 760	5
w tym:						
Zyski zatrzymane	30 435	30 472	37	30 068	30 073	5
Zobowiązania długoterminowe	8 351	9 063	712	8 549	9 278	729
w tym:						
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	2 195	2 907	712	2 130	2 859	729
Zobowiązania krótkoterminowe	7 516	7 535	19	7 708	7 727	19
w tym:						
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	216	235	19	1 831	1 850	19
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	15 867	16 598	731	16 257	17 005	748
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	53 892	54 660	768	54 012	54 765	753

Skonsolidowany rachunek zysków i strat	Okres zakończony 31 marca 2019 przed zmianą	Okres zakończony 31 marca 2019 po zmianie	Zmiana	Okres zakończony 30 września 2019 przed zmianą	Okres zakończony 30 września 2019 po zmianie	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	14 340	14 340	-	29 653	29 653	-
Koszty operacyjne	(12 175)	(12 122)	53	(25 724)	(25 670)	54
w tym:						
Podatki i opłaty	(553)	(500)	53	(702)	(648)	54
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	2 165	2 218	53	3 929	3 983	54
Amortyzacja	(782)	(789)	(7)	(2 113)	(2 135)	(22)
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	1 383	1 429	46	1 816	1 848	32
Koszty finansowe netto	15	6	(9)	(37)	(64)	(27)
Zysk przed opodatkowaniem	1 410	1 447	37	1 814	1 819	5
Zysk netto	1 063	1 100	37	1 341	1 346	5

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych	Okres zakończony 31 marca 2019 przed zmianą	Okres zakończony 31 marca 2019 po zmianie	Zmiana	Okres zakończony 30 września 2019 przed zmianą	Okres zakończony 30 września 2019 po zmianie	Zmiana
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 792	2 847	55	4 203	4 288	85
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 231)	(1 231)	-	(3 718)	(3 718)	-
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej, w tym:	(2 428)	(2 483)	(55)	(1 613)	(1 698)	(85)
Wydanki z tytułu zadłużenia	(2 498)	(2 553)	(55)	(2 735)	(2 820)	(85)
Przepływy pieniężne netto	(867)	(867)	-	(1 128)	(1 128)	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	3 928	3 928	-	3 928	3 928	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	3 061	3 061	-	2 800	2 800	-

2. Opis Grupy Kapitałowej i segmenty sprawozdawcze

2.1. Główne informacje o Grupie i segmentach sprawozdawczych.

Skonsolidowane sprawozdanie zawiera dane Jednostki Dominującej oraz:

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

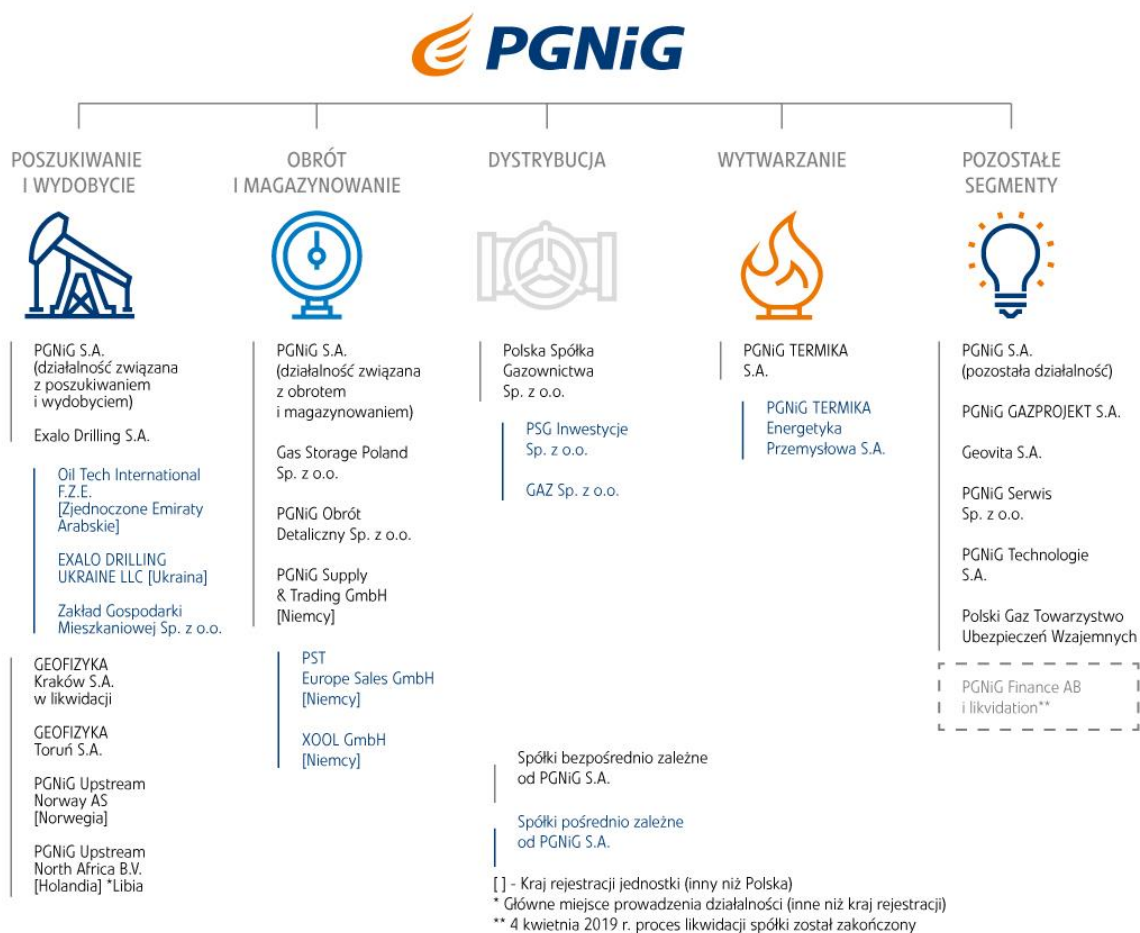
PGNiG S.A. posiada 100% udziałów w konsolidowanych spółkach zależnych, poza jednostką PGNiG GAZOPROJEKT S.A., w której PGNiG posiada 93,73% udziałów.

W przypadku podmiotu Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych, PGNiG jest jedynym Członkiem Kapitałowym i posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym, pozostali Członkowie Towarzystwa posiadają udziały w kapitale rezerwowym.

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 poszczególne segmenty sprawozdawcze. Więcej informacji na temat struktury Grupy Kapitałowej znaleźć można w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG.



Rysunek 1 **Struktura Grupy wg segmentów operacyjnych**

Segmenty sprawozdawcze zostały ustalone w oparciu o rodzaj działalności prowadzonej przez jednostki Grupy. Poszczególne segmenty operacyjne zostały zagregowane do segmentów sprawozdawczych na podstawie kryteriów agregacji wskazanych w tabeli poniżej. Głównym decydującym 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 wydobycia 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 podmiotom spoza GK PGNiG, jak również do innych segmentów GK PGNiG. Ponadto prowadzi sprzedaż ropy naftowej i innych produktów w kraju i za granicą.</p>	<p>Segmenty operacyjne wchodzące w skład tego segmentu sprawozdawczego to PGNiG S.A. (w części zajmującej się poszukiwaniem i wydobyciem węglowodorów) oraz poszczególne spółki Grupy Kapitałowej wskazane na Rysunku 1. 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, Wierzchowicach, Kosakowie, Husowie, Brzeźnicy, Strachocinie, w Swarzowie i w systemie magazynowym na Ukrainie) 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. Segment wykorzystuje siedem podziemnych magazynów gazu w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz budowy portfela gazu odpowiadającego zapotrzebowaniu, które podlega wahaniom sezonowym. 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 Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. oraz spółki od niej zależne, wskazane na Rysunku 1.</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 jej spółka zależna PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. 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. PGNiG S.A. w części odpowiadającej centrum korporacyjnemu, projektowanie i realizacja obiektów budowlanych oraz maszyn i urządzeń dla sektora górniczego oraz paliwowo-energetycznego, a także świadczenie usług z zakresu branży hotelarskiej i ubezpieczeniowej.</p>	<p>Segmentami operacyjnymi w tym segmencie sprawozdawczym jest PGNiG S.A. (w części zajmującej się obsługą korporacyjną innych segmentów sprawozdawczych) oraz jednostki Grupy Kapitałowej nie kwalifikujące się do wymienionych wcześniej segmentów sprawozdawczych, przedstawione na Rysunku 1.</p>

2.2. Dane liczbowe dotyczące segmentów sprawozdawczych.

2019	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Suma	Uzgodnienie do danych skonsolidowanych*	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	3 351	32 415	4 481	1 606	170	42 023		
Sprzedaż między segmentami	2 471	835	106	959	330	4 701		
Przychody razem	5 822	33 250	4 587	2 565	500	46 724	(4 701)	42 023
EBITDA	3 360	(470)	1 995	856	(258)	5 483	21	5 504
Amortyzacja	(1 056)	(214)	(1 015)	(707)	(64)	(3 056)	-	(3 056)
Zysk operacyjny	2 304	(684)	980	149	(322)	2 427	21	2 448
Odpisy rzeczowego majątku trwałego, wartości niematerialnych, prawa do użytkowania aktywów oraz ich odwrócenie	(613)	(5)	6	-	(47)	(659)	-	(659)
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	(239)	-	-	-	4	(235)	-	(235)
Wydatki z tytułu nabycia rzeczowego majątku trwałego i WN	(2 446)	(79)	(2 265)	(1 074)	(146)	(6 010)	(59)	(6 069)
Rzeczowe aktywa trwałe	14 576	3 325	16 455	5 239	653	40 248	(246)	40 002
Zatrudnienie**	6 746	3 061	11 482	1 833	1 663	24 785		

*Eliminacje i korekty konsolidacyjne

**Bez zatrudnienia w spółkach wycenianych metodą praw własności

2018	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Suma	Uzgodnienie do danych skonsolidowanych*	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	3 795	31 038	4 604	1 617	180	41 234		
Sprzedaż między segmentami	3 876	666	323	770	323	5 958		
Przychody razem	7 671	31 704	4 927	2 387	503	47 192	(5 958)	41 234
EBITDA	5 019	(848)	2 385	788	(214)	7 130	(15)	7 115
Amortyzacja	(1 063)	(189)	(927)	(472)	(70)	(2 721)	1	(2 720)
Zysk operacyjny	3 956	(1 037)	1 458	316	(284)	4 409	(14)	4 395
Odpisy rzeczowego majątku trwałego, wartości niematerialnych, prawa do użytkowania aktywów oraz ich odwrócenie	(484)	-	(2)	16	7	(463)	-	(463)
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	93	-	-	-	18	111	-	111
Wydatki z tytułu nabycia rzeczowego majątku trwałego i WN	(2 216)	(54)	(1 713)	(391)	(142)	(4 516)	(18)	(4 534)
Rzeczowe aktywa trwałe	13 132	3 196	14 018	3 588	528	34 462	(226)	34 236
Zatrudnienie**	6 958	3 051	11 542	1 813	1 510	24 874		

*Eliminacje i korekty konsolidacyjne

**Bez zatrudnienia w spółkach wycenianych metodą praw własności

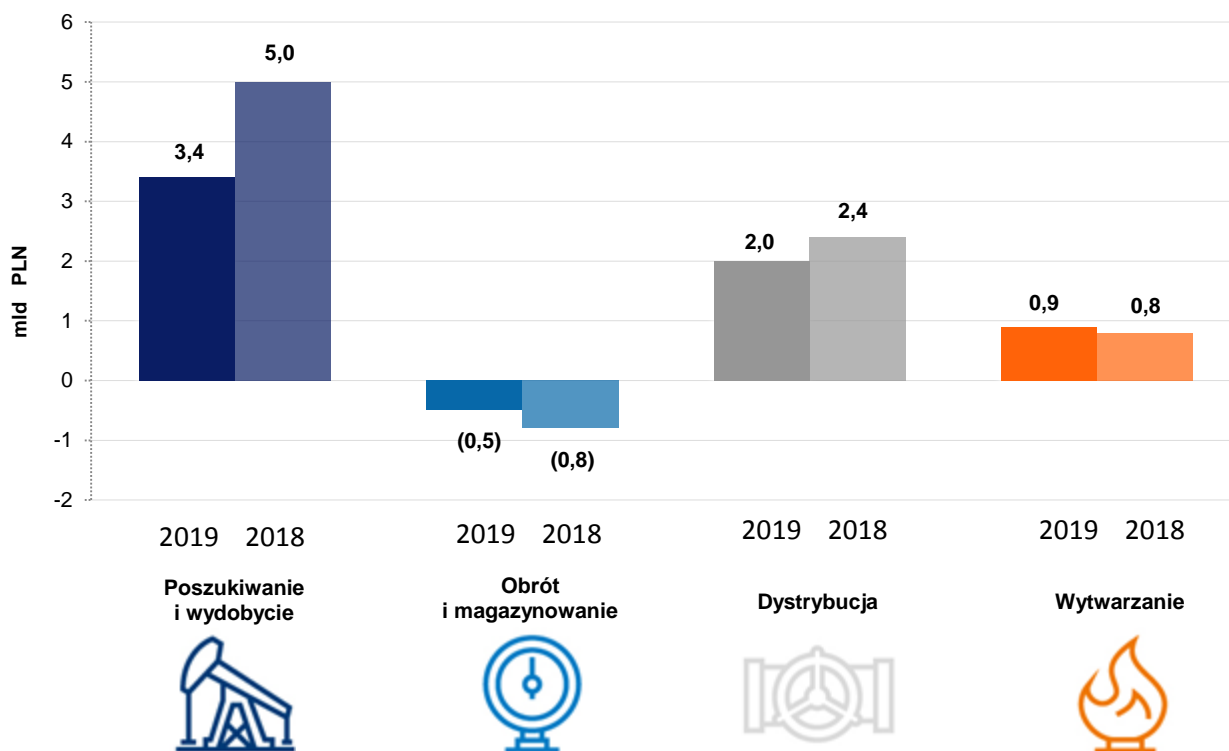
Dane na temat segmentów sporządzane są zgodnie z zasadami rachunkowości stosowanymi w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym.

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 zaprezentowano w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.3. Przychody ze sprzedaży w podziale na segmenty.

2019	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Uzgodnienie do danych skonsolidowanych*	Razem
Przychody ze sprzedaży gazu, w tym:	3 183	30 008	-	-	-	(2 695)	30 496
Gaz wysokometanowy	1 929	28 455	-	-	-	(2 099)	28 285
Gaz zaazotowany	1 157	879	-	-	-	(589)	1 447
Gaz LNG	31	60	-	-	-	(8)	83
Gaz CNG	-	44	-	-	-	1	45
Gaz propan butan	66	-	-	-	-	-	66
Korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających	-	570	-	-	-	-	570
Przychody ze sprzedaży pozostałe, w tym:	2 639	3 242	4 587	2 565	500	(2 006)	11 527
Dystrybucja gazu i ciepła	-	-	4 208	75	-	(40)	4 243
Ropa naftowa łącznie z gazoliną	2 017	-	-	-	-	-	2 017
Gaz NGL	95	-	-	-	-	-	95
Sprzedaż ciepła	-	-	1	1 330	-	-	1 331
Sprzedaż energii elektrycznej	-	2 488	-	997	-	(1 027)	2 458
Przychody ze sprzedaży usług:							
- wiertniczo-serwisowych	133	-	-	-	-	(4)	129
- geofizyczno-geologicznych	144	-	-	-	-	-	144
- budowlano-montażowych	46	2	-	-	96	(71)	73
- opłaty przyłączeniowej	-	-	208	-	-	-	208
- pozostałych	26	222	28	36	377	(280)	409
Inne	178	530	142	127	27	(584)	420
Przychody ogółem	5 822	33 250	4 587	2 565	500	(4 701)	42 023

*Eliminacje i korekty konsolidacyjne

2018	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Uzgodnienie do danych skonsolidowanych*	Razem
Przychody ze sprzedaży gazu, w tym:	4 648	29 220	-	-	-	(4 240)	29 628
Gaz wysokometanowy	3 106	28 611	-	-	-	(3 379)	28 338
Gaz zaazotowany	1 430	892	-	-	-	(854)	1 468
Gaz LNG	38	60	-	-	-	(7)	91
Gaz CNG	-	35	-	-	-	-	35
Gaz propan butan	74	-	-	-	-	-	74
Korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających	-	(378)	-	-	-	-	(378)
Przychody ze sprzedaży pozostałe, w tym:	3 023	2 484	4 927	2 387	503	(1 718)	11 606
Dystrybucja gazu i ciepła	-	-	4 414	74	-	(21)	4 467
Ropa naftowa łącznie z gazoliną	2 426	-	-	-	-	-	2 426
Gaz NGL	128	-	-	-	-	-	128
Sprzedaż ciepła	-	-	1	1 322	-	-	1 323
Sprzedaż energii elektrycznej	-	2 010	-	802	-	(847)	1 965
Przychody ze sprzedaży usług:							
- wiertniczo-serwisowych	172	-	-	-	-	(12)	160
- geofizyczno-geologicznych	103	-	-	-	-	(1)	102
- budowlano-montażowych	58	-	-	-	140	(52)	146
- opłaty przyłączeniowej	-	-	171	-	-	-	171
- pozostałych	31	269	33	32	339	(294)	410
Inne	105	205	308	157	24	(491)	308
Przychody ogółem	7 671	31 704	4 927	2 387	503	(5 958)	41 234

*Eliminacje i korekty konsolidacyjne

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 uwzględnia się udział Grupy w zmianach aktywów netto, jakie wystąpiły od dnia objęcia współkontroli 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 włączeniu 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 inwestycji 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 dzień 31 grudnia 2019 roku kształtuje się na poziomie 840 mln PLN.

Do wyliczeń przyjęto, że wynik SGT EUROPOL GAZ S.A. (EUROPOL GAZ) w latach 2011 – 2021 będzie wynosił 21 mln PLN 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 5,64% w ujęciu realnym.

W związku z tym, że na koniec 2019 roku, wynik wyceny metodą praw własności udziałów w spółce EUROPOL GAZ przez Jednostkę Dominującą wyniósł 917 mln PLN, w bieżącym okresie sprawozdawczym utworzono odpis z tego tytułu o kwotę 28 mln PLN, zrównujący 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.

Utrata wartości inwestycji we wspólnym przedsięwzięciu Polska Grupa Górnicza S.A.

Współkontrola Grupy Kapitałowej PGNiG nad wspólnym przedsięwzięciem w spółce Polska Grupa Górnicza S.A. (PGG) realizowana jest poprzez akcje spółki PGNiG TERMIKA S.A. (spółka zależna od PGNiG S.A.) w spółce PGG. Przeprowadzona przez Spółkę PGNiG TERMIKA S.A. analiza pod kątem utraty wartości akcji posiadanych w spółce PGG na koniec 2019 roku, wykazała wartość użytkową posiadanych przez spółkę akcji w wysokości 612 mln. Ustalona wartość użytkowa została wyznaczona przy zastosowaniu metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych. Głównymi przesłankami do przeprowadzenia testu na utratę wartości posiadanych akcji spółki PGG były:

- założenia polityki energetycznej Polski,
- spadek przyszłych przewidywanych przepływów pieniężnych, spowodowany zmniejszeniem prognozy wydobycia węgla,
- utrzymywanie zatrudnienia wyższego od planowanego.

W związku z powyższym, odpowiednim odpisem aktualizującym objęto akcje we wspólnym przedsięwzięciu w PGG wycenianym w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG metodą praw własności. Uwzględniając nową wartość użytkową akcji, inwestycja została objęta odpisem z tytułu utraty wartości do wysokości 612 mln. Więcej informacji na temat dokonanego odpisu można znaleźć w [nocie 2.4.1](#).

Wynik przeprowadzonego testu na utratę wartości charakteryzuje się wrażliwością na przyjęte założenia dotyczące przyszłych przepływów pieniężnych (planowany poziom wydobycia węgla, skorelowany z przyjęciem założeń polityki energetycznej Polski, poziom zatrudnienia i związane z nim koszty pracy) 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.

W związku z zawartym w dniu 20 lutego 2020 roku porozumieniem pomiędzy przedstawicielami zarządu spółki PGG i central związkowych działających w spółce, które zakłada wzrost wynagrodzeń w spółce PGG średnio o 6% od dnia 1 stycznia 2020 roku, spółka PGNiG Termika S.A. oszacowała wstępnie potencjalny wpływ wzrostu wynagrodzeń na wynik testu na utratę wartości akcji w spółce PGG, jednakże biorąc pod uwagę pisemne zapewnienie od spółki PGG o dążeniu do zrównoważenia wpływu podwyżek płac przez oszczędności w innych obszarach funkcjonowania PGG, Grupa Kapitałowa PGNiG postanowiła pozostawić wartość użytkową akcji spółki PGG na poziomie 612 mln zł.

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

Polska Grupa Górnicza S.A.

Obowiązująca spółkę Polska Grupa Górnicza S.A. (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. (ECSW)

Projekt budowy ECSW jest w trakcie realizacji. W dniu 8 marca 2018 spółka Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. podpisała umowę pożyczki z Bankiem Gospodarstwa Krajowego oraz PGNiG, w kwocie po 450 mln PLN z każdym, z przeznaczeniem na refinansowanie długu oraz na pokrycie dalszych wydatków inwestycyjnych. Data spłaty pożyczki przypada na 14 czerwca 2030 roku.

Na dzień 31 grudnia 2019 roku saldo wykorzystania pożyczki wynosiło 900 mln PLN.

Poniżej przedstawiono informacje dotyczące jednostek wycenianych metodą praw własności.

	2019				2018			
	Wspólne przedsięwzięcie				Wspólne przedsięwzięcie			
	SGT EUROPOL GAZ S.A.	Polska Grupa Górnicza S.A.	Elektro- ciepłownia Stalowa Wola S.A.	GK Polimex- Mostostal S.A.	SGT EUROPOL GAZ S.A.	Polska Grupa Górnicza S.A.	Elektro- ciepłownia Stalowa Wola S.A.	GK Polimex- Mostostal S.A.
Stan na początek okresu	840	858	-	108	840	674	-	87
Nabycie udziałów	-	-	-	-	-	90	-	-
Zmiany ujęte w wyniku z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności, w tym:								
Udział w wyniku finansowym	28	(87)	(192)	4	47	101	(21)	19
Eliminacja zysków niezrealizowanych pomiędzy Grupą a wspólnym przedsięwzięciem	-	4	-	-	2	(8)	-	(1)
Spisanie wartości firmy	-	(13)	-	-	-	-	-	-
Odwrocenie ujemnej wartości udziałów * wycenianych metodą praw własności	-	-	192	-	-	-	21	-
Odpis z tytułu utraty wartości	(28)	(143)	-	-	(49)	-	-	-
Zmiany ujęte w innych całkowitych dochodach z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności.	-	(7)	-	-	-	1	-	3
Stan na koniec okresu	840	612	-	112	840	858	-	108

* odwrócenie związane z udziałem w stratach jednostki wyższym niż wartość udziału w jednostce współkontrolowanej w księgach GK PGNiG (MSR 28.38).

Na dzień 31 grudnia 2019 GK PGNiG nie przyjęła na siebie prawnego lub zwyczajowo oczekiwanego obowiązku ani nie dokonała płatności w imieniu spółki Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.

	2019			2018		
	SGT EUROPOL GAZ S.A.*	Polska Grupa Górnicza S.A.**	GK Polimex- Mostostal S.A.***	SGT EUROPOL GAZ S.A.*	Polska Grupa Górnicza S.A.**	GK Polimex- Mostostal S.A.***
Udział Grupy PGNiG w kapitale spółki	51,18%	20,43%	16,48%	51,18%	20,43%	16,48%
Podstawowa działalność	Przesył gazu	Wydobycie węгля	Budownictwo	Przesył gazu	Wydobycie węгля	Budownictwo
Podstawowe dane finansowe****						
Aktywa trwałe	1 453	10 220	809	1 697	9 528	801
Aktywa obrotowe	2 490	2 226	964	2 223	2 759	1 223
w tym: środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 284	555	-	2 012	583	396
Zobowiązania długoterminowe	13	4 695	316	13	4 435	535
w tym: długoterminowe zobowiązania finansowe	-	2 510	388	-	2 316	388
Zobowiązania krótkoterminowe	66	4 040	780	89	3 679	828
w tym: krótkoterminowe zobowiązania finansowe	-	476	22	1	175	22
Aktywa netto	3 864	3 711	677	3 818	4 173	661
Przychody ze sprzedaży	875	9 012	1 477	896	9 371	1 519
Amortyzacja	327	2 193	32	312	1 892	24
Dochody z tytułu odsetek	42	34	3	37	35	5
Koszty odsetek	-	137	23	3	100	26
Podatek dochodowy	13	55	(1)	22	(131)	16
Zysk/(Strata) netto	46	(427)	(4)	85	493	(1)
Pozostałe całkowite dochody	-	(36)	3	-	6	1
Wartość inwestycji						
Udział w aktywach netto	1 978	758	112	1 954	852	109
Dostosowanie do zasad rachunkowości Grupy	(39)	-	(16)	(43)	-	(17)
Eliminacja zysków niezrealizowanych pomiędzy Grupą a wspólnym przedsięwzięciem	(182)	(3)	(1)	(182)	(7)	(1)
Wartość firmy	6	13	17	6	13	17
Odpis wartości firmy	(6)	(13)	-	(6)	-	-
Odpis z tytułu utraty wartości	(917)	(143)	-	(889)	-	-
Wartość inwestycji w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej	840	612	112	840	858	108

*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.

***Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Technologie S.A., która zgodnie z porozumieniem dotyczącym inwestycji w Polimex zakłada m.in. uzgadnianie, w drodze głosowania, wspólnego stanowiska przy podejmowaniu kluczowych decyzji będących w gestii Zgromadzenia Wspólników i Rady Nadzorczej Polimexu, w tym ustalanie składu osobowego Zarządu Polimexu.

**** Dane finansowe dla GK Polimex-Mostostal S.A. za 11 miesięcy danego roku.

3. Noty objaśniające do rachunku zysków i strat

3.1. Przychody ze sprzedaży

Zasady rachunkowości

Przychody z umów z klientami

Grupa generuje przychody przede wszystkim z obrotu gazem ziemnym wysokometanowym i zaazotowanym, produkcji i sprzedaży energii elektrycznej i 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 i inne.

Spółki Grupy osiągają ponadto przychody z umów o usługi budowlane.

Grupa ujmuje przychody zgodnie z modelem pięciu kroków:

1. Identyfikacja umowy;
2. Identyfikacja poszczególnych zobowiązań do wykonania świadczenia;
3. Ustalenie ceny transakcyjnej (wynagrodzenia);
4. Przypisanie ceny transakcyjnej do poszczególnych zobowiązań do wykonania świadczenia;
5. Ujęcie przychodu w momencie realizacji zobowiązania wynikającego z umowy.

Zgodnie z MSSF 15, gdy w proces dostarczania towarów lub usług klientowi zaangażowany jest inny podmiot to należy ustalić charakter związku z klientem: zleceniodawca vs. agent (pośrednik). Podstawową przesłanką w identyfikacji zobowiązań do wykonania świadczenia jest ocena roli jaką pełni spółka Grupy w wykonywaniu zobowiązań. Rola określana jako zleceniodawca vs. agent jest oceniana na podstawie analizy np. tego, kto kontroluje przyrządzone dobra lub usługi przed ich ostatecznym przekazaniem do klienta. Spółki Grupy oceniły swoją pozycję jako zleceniodawcy vs. agent w odniesieniu do poszczególnych dóbr lub usług pod względem sprawowania nad nimi kontroli przed ich przekazaniem do klienta.

Spółki Grupy, które zidentyfikowały dobra lub usługi, dla których pełnią rolę pośrednika (agenta), prezentują przychody w kwocie wynagrodzenia netto, do którego będą uprawnione w zamian za zapewnienie dostarczenia dóbr lub usług przez inny podmiot.

Grupa, jako podmiot nie mający wpływu na główne cechy świadczonych usług i ich cenę, pełni rolę pośrednika (agenta) w zakresie usług przesyłu gazu i dystrybucji energii elektrycznej. Spółki Grupy, zawierając umowy kompleksowe z klientami, nie ponoszą głównej odpowiedzialności za realizację usług przesyłowych i dystrybucyjnych, tym samym nie mają wpływu na główne cechy świadczonych usług oraz nie mogą swobodnie ustalać ich ceny, co oznacza, że pośredniczą w ich sprzedaży. Zobowiązanie do wykonania usług przesyłowych i dystrybucyjnych realizowane jest w tym samym momencie czasowym, w którym następuje dostawa gazu lub energii elektrycznej.

Grupa ujmuje przychód w momencie, gdy spełnia ona zobowiązanie do wykonania świadczenia poprzez przekazanie przyrzeczonych dóbr lub usług klientowi (czyli w momencie objęcia kontroli przez klienta nad tym towarem lub usługą).

Grupa ujmuje jako przychód kwotę równą cenie transakcyjnej (z wyłączeniem szacowanych wartości zmiennego wynagrodzenia, które podlegają ograniczeniom), która została przypisana do danego zobowiązania do wykonania świadczenia.

Cena transakcyjna to zawarta w umowie kwota wynagrodzenia, której oczekuje jednostka w zamian za przekazanie przyrzeczonych towarów lub usług klientowi. Cena transakcyjna jest korygowana o skutki zmiany wartości pieniądza w czasie, jeżeli umowa zawiera znaczący komponent finansowania, a także w przypadku wszelkich wynagrodzeń płatnych na rzecz klienta. Jeżeli wynagrodzenie jest zmienne, Grupa szacuje kwotę wynagrodzenia, do której będzie uprawniona w zamian za przyrządzone towary lub usługi. Szacowana kwota zmiennego wynagrodzenia będzie zawarta w cenie transakcyjnej tylko w takim zakresie, w jakim jest wysoce prawdopodobne, że nie nastąpi wyksięgowanie znaczącej kwoty łącznych przychodów w momencie, gdy zniknie niepewność związana ze zmiennym wynagrodzeniem.

Zgodnie z MSSF 15 kwoty należne klientom z tytułu zwrotu wynagrodzenia są prezentowane jako zobowiązanie z tytułu umów.

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.

Ponadto w związku ze stosowaniem rabatów cenowych ujmuje się zobowiązanie z tytułu zwrotu należnego wynagrodzenia z tytułu rabatów. Kwota rabatu, wykazywana jest w sprawozdaniu z całkowitych dochodów jako obniżenie przychodu ze sprzedaży gazu.

Na koniec 2019 roku w przychodach ze sprzedaży gazu ujęto kwotę szacunków w wysokości 19,5 mln PLN jako korektę zmniejszającą wartość przychodów zafakturowanych natomiast przychody ze sprzedaży gazu za 2018 rok zostały powiększone o kwotę szacunków w wysokości 103 mln PLN.

Termin przekazania dóbr, co do zasady, następuje w określonym momencie czasu.

Przychody ze sprzedaży ropy naftowej

W przypadku sprzedaży ropy naftowej wydobywanej na norweskim szelfie kontynentalnym, gdzie Grupa posiada współdział 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, który 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).

Na koniec 2019 roku ilość sprzedanej ropy naftowej była wyższa niż udział Grupy w produkcji, więc w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej za 2019 rok ujęto z tego tytułu pasywo w pozycji *Pozostałe zobowiązania (Pozostałe przychody przyszłych okresów, część krótkoterminowa)* w wysokości 51 mln PLN. Analogiczna sytuacja wystąpiła na koniec 2018 roku, kiedy w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej za 2018 rok ujęto z tego tytułu pasywo w pozycji *Pozostałe zobowiązania (Pozostałe przychody przyszłych okresów, część krótkoterminowa)* w wysokości 39 mln PLN.

Zmiana ujmowana jest w wyniku bieżącego okresu, w pozycji Pozostałe przychody i koszty operacyjne.

Przychody ze sprzedaży usług, realizowanych w miarę upływu czasu

W przypadku świadczenia usług, które spełniane są w miarę upływu czasu, przychody z tego tytułu ujmowane są na podstawie stopnia zaawansowania realizacji umowy na dzień bilansowy, jeżeli wynik transakcji dotyczącej świadczenia tej usługi można oszacować w wiarygodny sposób.

Do pomiaru stopnia zaawansowania realizacji umowy Grupa stosuje metodę opartą na nakładach, gdzie podstawą są poniesione koszty. Stopień zaawansowania wyznaczany jest jako proporcja kosztów poniesionych do całości szacowanych kosztów kontraktu (narastająco).

W sytuacji, gdy taki sposób nie odzwierciedla faktycznego stopnia zaawansowania wykonania usługi, stopień zaawansowania jest wyznaczany przez pomiar wykonanych prac lub poprzez porównanie fizycznie wykonanych prac z pracami wynikającymi z umowy.

W przypadku, gdy wyniku transakcji dotyczącej świadczenia usług nie można oszacować w wiarygodny sposób, przychody z transakcji ujmuje się tylko do wysokości poniesionych kosztów, które jednostka spodziewa się odzyskać.

	2019			2018		
	Sprzedaż w Polsce	Sprzedaż poza Polską*	Razem	Sprzedaż w Polsce	Sprzedaż poza Polską*	Razem
Przychody ze sprzedaży gazu, w tym:	26 385	4 111	30 496	25 575	4 053	29 628
Gaz wysokometanowy	24 286	3 999	28 285	24 413	3 925	28 338
Gaz zaazotowany	1 335	112	1 447	1 340	128	1 468
Gaz LNG	83	-	83	91	-	91
Gaz CNG	45	-	45	35	-	35
Gaz propan butan	66	-	66	74	-	74
Korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających	570	-	570	(378)	-	(378)
Przychody ze sprzedaży pozostałe, w tym:	9 526	2 001	11 527	9 022	2 584	11 606
Dystrybucja gazu i ciepła	4 243	-	4 243	4 467	-	4 467
Ropa naftowa łącznie z gazoliną	965	1 052	2 017	1 086	1 340	2 426
Gaz NGL	-	95	95	-	128	128
Sprzedaż ciepła	1 331	-	1 331	1 323	-	1 323
Sprzedaż energii elektrycznej	1 989	469	2 458	1 211	754	1 965
Przychody ze sprzedaży usług:						
- wiertniczo-serwisowych	51	78	129	46	114	160
- geofizyczno-geologicznych	36	108	144	70	32	102
- budowlano-montażowych	73	-	73	146	-	146
- opłaty przyłączeniowej	208	-	208	171	-	171
- pozostałych	344	65	409	274	136	410
Inne	286	134	420	228	80	308
Razem przychody	35 911	6 112	42 023	34 597	6 637	41 234

*Według kraju kontrahenta

Grupa nie posiada zewnętrznych, pojedynczych klientów, od których przychody ze sprzedaży stanowiłyby 10% lub więcej łącznych przychodów Grupy. Spółki Grupy nie zidentyfikowały istotnego komponentu finansowania w ramach zawartych kontraktów, jak również nie poniosły dodatkowych istotnych kosztów doprowadzenia do zawarcia umów. Grupa sprzedaje produkty i usługi za granicą głównie do klientów w Niemczech (33% sprzedaży poza Polską), Holandii (33%) oraz Wielkiej Brytanii (12%).

Zestawienie przychodów ze sprzedaży w podziale na segmenty znajduje się w nocie 2.3.

Aktywa trwale generujące przychody

	2019	2018
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się w Polsce	34 772	30 844
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się poza Polską*	6 112	4 718
Razem	40 884	35 562
Udział % aktywów poza Polską w aktywach ogółem	14,95%	13,27%
* W tym PGNiG Upstream Norway AS (PUN)	5 325	4 083

3.2. Koszty operacyjne

Zasady rachunkowości

Koszt 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 wydobycia ze źródeł krajowych, kosztów odazotowania i kosztów regazyfikacji. Szczegóły dotyczące wyceny tych pozycji opisano w [nocie 6.2.1](#).

Zużycie surowców i materiałów

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

Świadczenia pracownicze

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

Usługi przesyłowe i dystrybucyjne

Usługi przesyłowe i dystrybucyjne związane są z ponoszeniem przez Grupę kosztów z tytułu świadczenia usług na jej rzecz, z wyłączeniem kosztów dotyczących umów kompleksowych, w których Grupa występuje w roli pośrednika (opisanych w [nocie 3.1.](#)). Operatorzy systemu przesyłowego i dystrybucyjnego obciążają Grupę kosztami za usługi przesyłu polegające na transporcie paliwa gazowego poprzez sieć gazociągów, kosztami przesyłu ciepła oraz kosztami dystrybucji energii elektrycznej.

Pozostałe usługi

Do kosztów 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 regazyfikacji, polegające na przywróceniu gazu z postaci skroplonej ponownie do postaci gazowej, poprzez ogrzanie skroplonego surowca;
- 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 wydobycia węgla kamiennego;
- Usługi wynajmu.

Podatki i opłaty

Pozycja obejmuje w szczególności koszty ponoszone przez Grupę z tytułu podatku od nieruchomości oraz z tytułu eksploatacji złóż gazu i ropy.

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

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, prawa do użytkowania aktywów oraz wartości niematerialnych, naliczanych zgodnie z przyjętymi stawkami amortyzacyjnymi (szczegóły opisano odpowiednio w [notach 6.1.1.](#) i [6.1.2.](#)).

	2019	2018	
Koszt gazu	(26 686)	(24 941)	
Paliwo gazowe	(26 687)	(24 957)	
Koszt transakcji zabezpieczających ceny gazu	1	16	
Zużycie innych surowców i materiałów	(2 977)	(2 519)	
Paliwa do produkcji energii i ciepła	(958)	(875)	
Energia elektryczna na cele handlowe	(1 483)	(1 151)	
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(536)	(493)	
Świadczenia pracownicze	(3 168)	(2 871)	
Wynagrodzenia	(2 344)	(2 178)	
Składki na ubezpieczenie społeczne	(519)	(468)	
Koszty długoterminowych świadczeń pracowniczych	(95)	(27)	
Pozostałe świadczenia pracownicze	(210)	(198)	
Usługi przesyłowe	(1 053)	(1 039)	
Pozostałe usługi	(1 828)	(1 865)	
Usługi regazyfikacji	(370)	(366)	
Usługi remontowe i budowlane	(277)	(271)	
Usługi eksploatacji zasobów mineralnych	(141)	(244)	
Usługi wynajmu	(86)	(117)	
Pozostałe usługi	(954)	(867)	
Podatki i opłaty	(782)	(819)	
Odpisy na rzeczowy majątek trwały i wartości niematerialne oraz ich odwrócenie	(659)	(463)	<i>Nota 2.2.</i>
Koszt spisanych aktywów dotyczących poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(259)	(687)	
Odpisy rzeczowych aktywów trwałych	(388)	222	
Odpisy wartości niematerialnych	(12)	2	
Amortyzacja	(3 056)	(2 720)	<i>Nota 2.2.</i>
Razem	(40 209)	(37 237)	

Koszty ujęte w sprawozdaniu z całkowitych dochodów z tytułu zobowiązania leasingowego

W roku zakończonym 31 grudnia 2019 roku w kosztach pozostałych usług obcych ujęto:

- koszty z tytułu leasingu krótkoterminowego w wysokości 6 mln PLN,
- koszty z tytułu leasingu aktywów niskocennych, niebędącym leasingiem krótkoterminowym w wysokości 1 mln PLN.

W okresie zakończonym 31 grudnia 2018 roku poniesiono następujące koszty z tytułu leasingu:

- koszty z tytułu leasingu operacyjnego w wysokości 5 mln PLN,
- koszty z tytułu wynajmu 112 mln PLN,
- opłaty za wieczyste użytkowanie gruntów w wysokości 31 mln PLN.



3.3. Pozostałe przychody i koszty operacyjne

	2019	2018	
Przychody z tyt. odszkodowań, kar, grzywien	26	40	
Różnice kursowe dotyczące działalności operacyjnej	(9)	16	
Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych	239	45	
Zmiana stanu odpisów na zapasy	(258)	(11)	Nota 6.2.1.
Zmiana stanu odpisów na należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	42	(127)	
Zmiana stanu pozostałych odpisów aktualizujących	1	(1)	
Zmiana stanu rezerwy na koszty likwidacji odwiertów	26	(20)	Nota 6.1.1.1.
Zmiana stanu rezerwy na świadectwa pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej	(206)	(80)	Nota 6.3.2.
Zmiana stanu pozostałych rezerw	(53)	(57)	
Zmiana wartości nadwyżki/niedoboru produkcji węglowodorów w stosunku do umowy*	(12)	(109)	
Wartość sprzedanych towarów i materiałów**	(103)	(185)	
Inne przychody i koszty operacyjne	(135)	(75)	
Razem pozostałe przychody i koszty operacyjne	(442)	(564)	

*Więcej informacji w nocie 3.1. w części dotyczącej przychodów ze sprzedaży ropy naftowej

**Pozycja ta, za okres porównawczy, została skorygowana o kwotę 158 mln PLN w korespondencji z pozycją "Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby". Zmiana prezentacji została wprowadzona w celu doprowadzenia do porównywalności z danymi za bieżący okres.

3.4. Koszty finansowe netto

	2019	2018
Odsetki od zadłużenia (bez leasingu, w tym, prowizje od zaciągniętego długu)	(48)	(44)
Odsetki od zobowiązań z tytułu leasingu	(69)	(1)
Różnice kursowe	15	30
Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	(7)	(13)
Wycena aktywów finansowych do wartości godziwej	(1)	20
Pozostałe koszty finansowe netto	56	4
Razem koszty finansowe netto	(54)	(4)

3.5. Dywidendy wypłacone i zaproponowane do wypłaty

	2019	2018
Dywidendy wypłacone w okresie		
Wypłacona dywidenda na jedną akcję (w złotych)*	0,11	0,07
Liczba akcji (szt.)	5 778	5 778
Wartość wypłaconej dywidendy	636	404
dywidenda dla akcjonariuszy jednostki dominującej	636	404

*W 2018 roku została wypłacona zaliczka w wysokości 7 groszy na akcję, na poczet dywidendy z zysku za 2018 rok.

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, z wyjątkiem różnic przejściowych wynikających z początkowego ujęcia składnika aktywów lub zobowiązań w transakcji innej niż połączenia przedsiębiorstw, 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 stowarzyszonych, 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 kapitałach własnych).

Grupa podatkowa

PGNiG S.A. jest spółką reprezentującą Podatkową Grupę Kapitałową (PGK) PGNiG, która na podstawie umowy z dnia 19 września 2016 roku została powołana na okres od 1 stycznia 2017 roku do 31 grudnia 2020 roku.

W skład PGK wchodzi następujące spółki: PGNiG S.A., PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., PGNiG TERMIKA S.A., Gas Storage Poland Sp. z o.o., PGNiG Ventures Sp. z o.o. (wcześniej PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.), PGNiG SPV 6 Sp. z o.o., PGNiG SPV 7 Sp. z o.o., GEOFIZYKA Toruń S.A., PGNiG Technologie S.A. oraz PGNiG Serwis Sp. z o.o.

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 podatku dochodowego od osób prawnych (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. Pozostałe podmioty Grupy Kapitałowej są oddzielnymi podatnikami PDOP.

Utworzenie PGK przynosi dla podmiotów w nim uczestniczących określone korzyści, do których zalicza się m.in.:

- możliwość bieżącego wykorzystywania strat generowanych przez spółki wchodzące w skład PGK,
- rozliczenie podatku PDOP wyłącznie przez jeden podmiot.

4.1.1. Podatek dochodowy wykazany w rachunku zysków i strat

Uzgodnienie efektywnej stawki podatku	2019	2018
Zysk przed opodatkowaniem	2 159	4 502
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej obowiązującej w Polsce (19%)	(410)	(855)
Różnice w stawkach podatkowych spółek Grupy (22%-78% dla Norwegii, 33% dla Niemiec, 9-40 % dla pozostałych)	(99)	(384)
Ujemne różnice przejściowe, od których nie ujęto podatku odroczonego	(279)	(54)
Podatek dochodowy wykazywany w rachunku zysków i strat	(788)	(1 293)
W tym:		
Bieżący podatek dochodowy	(586)	(1 253)
Odroczony podatek dochodowy	(202)	(40)
Efektywna stopa podatkowa	36%	29%

Nota 4.1.2.

W przypadku PGNiG Upstream Norway AS (PUN), stopa podatkowa wynosi 78% podstawy opodatkowania. Działalność PUN na norweskim szelfie kontynentalnym w 2019 roku podlegała opodatkowaniu w ramach dwóch równoległych systemów podatkowych:

- system podatku dochodowego (stawka podatku 22%; 23% w 2018 roku);
- system podatku naftowego (dodatkowa stawka podatku 56%; 55% w 2018 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 5,2% rocznie przez okres czterech lat. Ulga dotyczy nakładów inwestycyjnych na norweskim szelfie kontynentalnym (z wyjątkiem kosztów poszukiwań) i wynosi 20,8% wydatków, które podlegają amortyzacji 4 lata. Ulga ta jest odejmowana wyłącznie od podstawy opodatkowania podatkiem naftowym (stawka 56%; 55% w 2018 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. Straty podatkowe poniesione przez PUN we wcześniejszych latach (do roku 2012), powiększone o oprocentowanie, obniżały wysokość podatku bieżącego. W związku z powyższym w okresie 2013-2017 spółka nie płaciła w Norwegii podatku dochodowego i rozliczała podatkową stratę z lat ubiegłych. W związku z pełnym rozliczeniem tej straty, spółka rozpoczęła płatność podatku dochodowego w Norwegii od sierpnia 2018 roku.

Rozrachunki z tytułu podatku bieżącego	2019	2018
Stan na początek okresu (należności i zobowiązania netto)	(370)	(179)
Podatek dochodowy ujęty w wyniku netto bieżącego okresu	(586)	(1 253)
Podatek zapłacony w okresie	852	1 060
Pozostałe zmiany	14	2
Stan na koniec okresu (należności i zobowiązania netto)	(90)	(370)
w tym:		
- stan należności	42	48
- stan zobowiązań	(132)	(418)

4.1.2. Odroczonego podatku dochodowy

	UZNIANIE/(OBCIĄŻENIE)							UZNIANIE/(OBCIĄŻENIE)						
	1 stycznia 2018	Wpływ zastosowania zmian w MSSF 9	Wynik finansowy	Pozostałe całkowite dochody	Różnice kursowe z przeliczenia	Pozostałe zmiany	31 grudnia 2018	Wpływ zastosowania zmian w MSSF 9	Wynik finansowy	Pozostałe całkowite dochody	Różnice kursowe z przeliczenia	Pozostałe zmiany	31 grudnia 2019	
Aktywa z tytułu podatku odroczonego														
Zobowiązania z tyt. świadczeń pracowniczych	134	-	9	5	-	1	149	-	10	5	-	-	164	
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	151	-	26	-	-	-	177	-	21	-	-	-	198	
Pozostałe rezerwy	130	-	(75)	1	(1)	(1)	54	(5)	13	1	1	-	64	
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	36	-	(38)	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	
Wycena instrumentów pochodnych	126	-	80	-	4	-	210	-	31	-	(1)	-	240	
Utrata wartości aktywów rzeczowych aktywów trwałych	191	-	(81)	-	-	-	110	-	(2)	-	-	-	108	
Strata podatkowa	32	-	36	-	-	-	68	-	(16)	-	-	-	52	
Pozostałe	201	(44)	5	-	-	-	162	-	87	-	-	-	249	
Razem	1 001	(44)	(38)	6	5	-	930	(5)	144	6	-	-	1 075	
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego														
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	1 832	-	82	-	10	-	1 924	24	52	-	1	-	2 001	
Wycena pochodnych instrumentów finansowych	155	-	56	15	4	-	230	-	127	156	(1)	-	512	
Pozostałe	892	-	(136)	-	17	(25)	748	-	167	-	(1)	(1)	913	
Razem	2 879	-	2	15	31	(25)	2 902	24	346	156	(1)	(1)	3 426	
Kompensata aktywów i zobowiązań	(860)						(836)						(1 043)	
Stan po kompensacie														
Aktywa	141		(38)				94		144				32	
Zobowiązania	2 019		2				2 066		346				2 383	
Wpływ netto zmian w okresie		(44)	(40)	(9)	(26)	25		(29)	(202)	(150)	1	1		

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

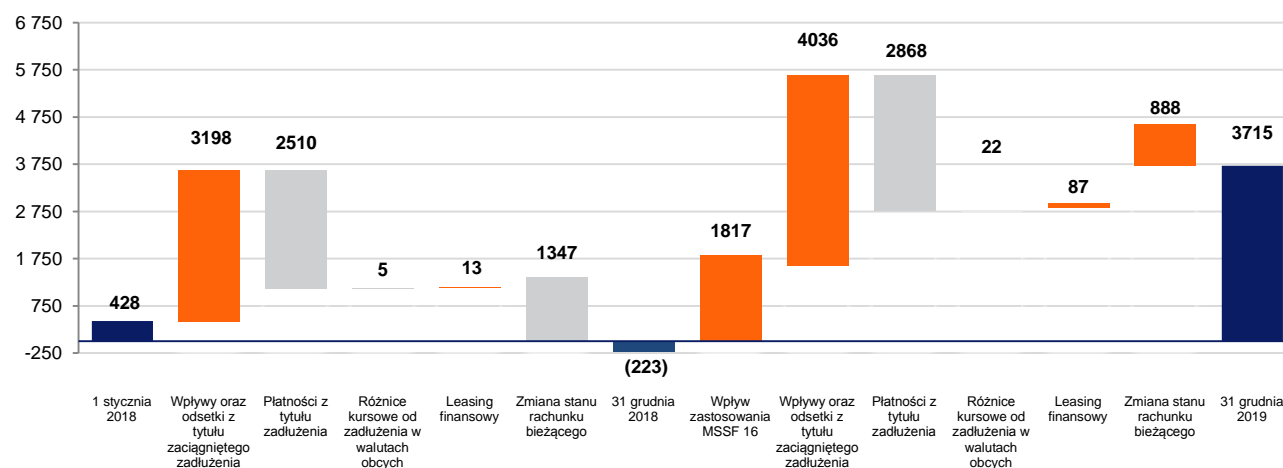
5.1. Uzgodnienie zadłużenia

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	2019	2018	
Kredyty bankowe	1 712	1 166	
Zobowiązanie z tytułu leasingu	1 775	12	
Pozostałe	20	-	
Razem zobowiązania z tytułu zadłużenia długoterminowego	3 507	1 178	
Kredyty bankowe	3 181	219	
Dłużne papiery wartościowe	-	2 298	
Zobowiązanie z tytułu leasingu	64	7	
Razem zobowiązania z tytułu zadłużenia krótkoterminowego	3 245	2 524	
Razem zadłużenie	6 752	3 702	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	3 037	3 925	Nota 5.4.
Zadłużenie netto	3 715	(223)	
EBITDA	5 504	7 115	Nota 2.2.
Zadłużenie netto / EBITDA	0,67	(0,03)	

Poniższy wykres przedstawia zmianę zadłużenia netto w GK PGNiG



Wykres 2 Zmiana zadłużenia netto w GK PGNiG (w mln PLN)

Zmiany zadłużenia	Kredyty bankowe	Dłużne papiery wartościowe	Zobowiązanie z tytułu leasingu	Pozostałe	Razem
Stan na 1 stycznia 2018	1 085	1 898	23	-	3 006
Wpływ z tytułu zaciągniętego zadłużenia	874	2 295	-	-	3 169
otrzymane finansowanie	865	2 295	-	-	3 160
koszty transakcyjne	9	-	-	-	9
Naliczenie odsetek	27	1	1	-	29
Płatności z tytułu zadłużenia	(597)	(1 896)	(17)	-	(2 510)
spląty kapitału	(562)	(1 896)	(16)	-	(2 474)
odsetki zapłacone	(25)	-	(1)	-	(26)
provizje zapłacone	(10)	-	-	-	(10)
Różnice kursowe od zadłużenia w walutach obcych	(4)	-	(1)	-	(5)
Leasing finansowy	-	-	13	-	13
Stan na 31 grudnia 2018	1 385	2 298	19	-	3 702
Wpływ zastosowania MSSF 16	-	-	1 817	-	1 817
Wpływy z tytułu zaciągniętego zadłużenia	3 871	-	-	20	3 891
otrzymane finansowanie	3 831	-	-	20	3 851
koszty transakcyjne	40	-	-	-	40
Naliczenie odsetek	59	7	77	2	145
Zwiększenie stanu (nowe umowy)	-	-	95	-	95
Zmniejszenie stanu (zakończone umowy)	-	-	(8)	-	(8)
Płatności z tytułu zadłużenia	(398)	(2 305)	(163)	(2)	(2 868)
spląty kapitału	(281)	(2 290)	(153)	-	(2 724)
odsetki zapłacone	(58)	(15)	(10)	(2)	(85)
provizje zapłacone	(59)	-	-	-	(59)
Różnice kursowe od zadłużenia w walutach obcych	(24)	-	2	-	(22)
Stan na 31 grudnia 2019	4 893	-	1 839	20	6 752

5.2. Zobowiązania z tytułu zadłużenia

Zasady rachunkowości

Pożyczki i dłużne papiery wartościowe

Zobowiązania z tytułu pożyczek i dłużnych papierów wartościowych w momencie początkowego ujęcia wycenia się w wartości godziwej, pomniejszonej o koszty transakcyjne. Na dzień bilansowy zobowiązania z tytułu zadłużenia wyceniane są według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem efektywnej stopy procentowej.

Zobowiązania z tytułu leasingu

Polityka rachunkowości stosowana od 1 stycznia 2019 roku

Leasingi ujmowane są jako aktywa z tytułu prawa do użytkowania i zobowiązania do zapłaty za te prawa w dniu, w którym leasingowane aktywa dostępne są do użytkowania przez Grupę. Aktywa z tytułu prawa do użytkowania zaprezentowano w **nocie 6**.

W dacie rozpoczęcia leasingu, zobowiązania leasingowe wyceniane są w kwocie równej bieżącej wartości następujących płatności leasingowych za prawo do użytkowania bazowego składnika aktywów w okresie leasingu:

- stałe płatności (w tym zasadniczo stałe płatności), pomniejszone o wszelkie należne zachęty leasingowe;
- zmienne opłaty leasingowe, które zależą od indeksu lub stawki;
- kwoty, których zapłaty przez leasingobiorcę oczekuje się w ramach gwarantowanej wartości końcowej;
- cenę wykonania opcji kupna, jeżeli można z wystarczającą pewnością założyć, że leasingobiorca skorzysta z tej opcji;
- kary pieniężne za wypowiedzenie leasingu, jeżeli w warunkach leasingu przewidziano, że leasingobiorca może skorzystać z opcji wypowiedzenia leasingu.

Opłaty leasingowe są dyskontowane przy użyciu stopy procentowej leasingu, jeśli stopę tę można z łatwością ustalić, lub krańcowej stopy oprocentowania długu leasingobiorcy.

Każda opłata leasingowa jest alokowana pomiędzy zobowiązanie a koszt finansowy. Po początkowym ujęciu, zobowiązania leasingowe są wyceniane przy zastosowaniu efektywnej stopy procentowej. Wartości bilansowe zobowiązań są aktualizowane w celu odzwierciedlenia zmiany w zakresie szacunku okresu leasingu, opcji wykupu, zmiany w opłatach leasingowych i gwarantowanej wartości końcowej oraz modyfikacji umowy leasingu.

Okres leasingu to nieodwołalny okres leasingu; okresy objęte opcją przedłużenia i wcześniejszego zakończenia leasingu są uwzględnione w okresie leasingu, jeśli istnieje rozsądna pewność, że leasing będzie przedłużony lub umowa nie zostanie wcześniej zakończona.

Polityka rachunkowości stosowana do 31 grudnia 2018 roku

Leasing, w przypadku którego zasadniczo wszystkie ryzyka i korzyści wynikające z posiadania nie były przenoszone na Grupę jako leasingobiorcę, klasyfikowane były jako leasing operacyjny. Opłaty leasingowe z tytułu leasingu operacyjnego (po uwzględnieniu wszystkich korzyści leasingowych otrzymanych od leasingodawcy) ujmowane były jako koszty w wyniku finansowym metodą liniową przez okres leasingu.

Istotne szacunki

Okresy obowiązywania leasingu

Ustalając okres leasingu, Zarząd uwzględnia wszystkie fakty i okoliczności tworzące zachętę ekonomiczną do skorzystania z opcji przedłużenia umowy, lub nieskorzystania z opcji zakończenia umowy. Okresy objęte opcją przedłużania umów lub okresem wypowiedzenia są uwzględnione przy ustalaniu okresu leasingu, jeśli istnieje racjonalna pewność, że umowa zostanie przedłużona (opcja przedłużenia), lub nie zostanie wypowiedziana (opcja zakończenia). Ponowna ocena tego, czy istnieje racjonalna pewność, że Grupa skorzysta z opcji przedłużenia, lub nie skorzysta z opcji wypowiedzenia, następuje jeśli wystąpi znaczące zdarzenie lub znacząca zmiana okoliczności wpływająca na taką ocenę a będąca pod kontrolą Grupy.

Stopy dyskonta zastosowane do wyceny zobowiązań z tytułu leasingu

Dla potrzeb wyceny zobowiązania z tytułu leasingu i praw do użytkowania składnika aktywów, Grupa oszacowała krańcowe stopy oprocentowania długu, stosowane przy dyskontowaniu przyszłych przepływów pieniężnych. Krańcowe stopy procentowe zostały określone jako suma:

- stopy wolnej od ryzyka (risk free rate), wyznaczonej na bazie IRS (Interest Rate Swap) zgodnie z okresem zapadalności stopy dyskonta i odpowiedniej stopy bazowej dla danej waluty, oraz
- premii za ryzyko kredytowe Grupy w oparciu o marżę kredytową.

Grupa zastosowała krańcowe stopy oprocentowania w wysokości od 0,9% do 5,5%.

Proces ustalenia aktualnej krańcowej stopy procentowej obejmuje następujące kroki:

- analiza aktualnej struktury finansowania leasingobiorcy (np. jakie instrumenty dłużne posiada leasingobiorca i jakie są warunki tych instrumentów);
- ustalenie odpowiedniej stopy referencyjnej – przy założeniu konkretnej waluty, warunków gospodarczych i okresu obowiązywania umowy leasingu;
- analiza pozostałych istotnych warunków leasingu, w tym charakter aktywów bazowych

Na dzień 31 grudnia 2019 roku Grupa zobligowana jest do poniesienia przyszłych płatności z tytułu leasingów krótkoterminowych w wysokości 16 mln PLN.

Grupa nie zawarła w bieżącym okresie transakcji sprzedaży i leasingu zwrotnego.

Wartość opłat nieujętych w wycenie zobowiązania z tytułu leasingu wynosi 3,6 mln PLN i dotyczy nierozpoczętych jeszcze leasingów, do których zobligowany jest leasingobiorca.

Podpisane na dzień 31 grudnia 2019 roku umowy leasingowe nie nakładają na Grupę kowenantów.

Zobowiązania z tytułu zadłużenia zarówno w roku 2019 jak i 2018 nie były zabezpieczone aktywami trwałymi Grupy.

W okresie sprawozdawczym oraz do dnia zatwierdzenia sprawozdania finansowego do publikacji nie wystąpiły żadne przypadki naruszeń istotnych postanowień warunków dłużnych papierów wartościowych, które mogłyby skutkować przyspieszeniem terminu wymagalności zobowiązań, w tym dotyczące kowenantu z obu programów.

Z posiadany przez Grupę zadłużeniem związane jest ryzyko płynności. Szczegółowy opis tych ryzyk oraz analiza wrażliwości zostały opisane w [nocie 7.3](#).

2019	W walucie funkcjonalnej PLN	W walucie obcej		
		EUR	USD	Pozostałe
Kredyty bankowe	3 218	688	987	-
Zobowiązanie z tytułu leasingu	1 774	-	59	7
Pozostałe	20	-	-	-
Razem, w tym:	5 012	688	1 046	7
Zmiennoprocentowe	3 357	688	1 046	6
Stałoprocentowe	1 655	-	-	1

2018	W walucie funkcjonalnej PLN	W walucie obcej	
		EUR	USD
Kredyty bankowe	214	356	815
Dłużne papiery wartościowe	2 298	-	-
Zobowiązanie z tytułu leasingu	16	-	3
Razem, w tym:	2 528	356	818
Zmiennoprocentowe	219	356	818
Stałoprocentowe	2 309	-	-

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 PLN.

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](#).

Grupa w bieżącym okresie posiadała 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 dzień		Zadłużenie z tytułu emisji (mld PLN) na dzień	
					31 grudnia 2019 r.	31 grudnia 2019 r.	31 grudnia 2018 r.	
Spółka uprawniona do emisji: PGNiG S.A								
10 czerwca 2010 r.	31 lipca 2020 r. przedterminowe rozwiązanie zgodnie z porozumieniem z dnia 24 czerwca 2019 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., BNP Paribas S.A. Oddział w Polsce mBank S.A. Bank Zachodni WBK S.A.	7 mld PLN	-	-	-	2,3
2 października 2014 r.	30 września 2024 r. przedterminowe rozwiązanie zgodnie z porozumieniem z dnia 24 czerwca 2019 r.	Program emisji obligacji z terminem wykupu równym co najmniej 12 miesięcy	Bank Gospodarstwa Krajowego	1 mld PLN	-	-	-	-
21 grudnia 2017 r.	21 grudnia 2022 r.	Program emisji obligacji	Bank Pekao S.A. ING Bank Śląski S.A. Bank Handlowy w Warszawie S.A. BGŻ BNP Paribas S.A.	5 mld PLN	-	-	-	-

W dniu 24 czerwca 2019 roku PGNiG SA zawarła porozumienie rozwiązujące Programy Emisji Obligacji do kwoty 7 mld PLN oraz 1 mld PLN, zastępując je umową kredytu konsorcjalnego na kwotę 10 mld PLN z okresem dostępności 5 lat. Umowa została zawarta z konsorcjum 9 banków. Kredyt zastąpi finansowanie w postaci dwóch programów emisji obligacji z gwarancją objęcia na łączną kwotę 8 mld PLN. Spółka zamierza wykorzystać udostępnione w ramach kredytu środki pieniężne m.in. na finansowanie bieżącej działalności oraz wydatków inwestycyjnych PGNiG i spółek z Grupy Kapitałowej PGNiG.

Data zawarcia umowy kredytu	Termin obowiązywania umowy	Przedmiot umowy	Banki będące stroną umowy na dzień bilansowy	Limit kredytu	Wykorzystany limit (%) na dzień		Zadłużenie (mld PLN) na dzień	
					31 grudnia 2019 r.	31 grudnia 2018 r.	31 grudnia 2019 r.	31 grudnia 2018 r.
24 czerwca 2019 r.	24 czerwca 2024 r.	Kredyt	Bank Gospodarstwa Krajowego Bank Pekao S.A. ING Bank Śląski S.A. PKO BP S.A. Caixa Bank S.A. Oddział w Polsce BNP Paribas Bank Polska S.A. Societe Generale S.A. Santander Bank Polska S.A. Intesa Sanpaolo S.P.A	10 mld PLN	30	3,0	-	-

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

5.2.1. Wartość przyznanych i niewykorzystanych źródeł finansowania

	2019			2018		
	Przyznany limit	Wykorzystanie	Niewykorzystane	Przyznany limit	Wykorzystanie	Niewykorzystane
Linie kredytowe	12 203	(4 725)	7 478	1 524	(1 180)	344
Dłużne papiery wartościowe	5 000	-	5 000	13 000	(2 300)	10 700
Razem	17 203	(4 725)	12 478	14 524	(3 480)	11 044

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 na kapitał skutki stosowania rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych, 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 2019 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.

Na koniec 2018 roku na kapitał akcyjny Spółki składało się 5 778 314 857 akcji o wartości nominalnej 1 PLN na jedną akcję.

Nie nastąpiły żadne zmiany w kapitale akcyjnym w stosunku do poprzedniego okresu sprawozdawczego.

W dniu 27 czerwca 2019 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło decyzję o podziale zysku netto PGNiG za rok obrotowy 2018 w kwocie 3 289 305 045,15 PLN w następujący sposób:

- kwotę 1 040 096 674,26 PLN przeznaczyć na wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy,
- kwotę 1 000 000 000,00 PLN przeznaczyć na kapitał rezerwowy z przeznaczeniem na finansowanie rozbudowy i modernizacji krajowej sieci dystrybucyjnej gazu,
- kwotę 1 249 208 370,89 PLN przeznaczyć na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki.

Dywidendą objętych zostało 5 778 314 857 akcji, a dywidenda przypadająca na jedną akcję wyniosła 0,18 PLN.

Dzień dywidendy uchwalono na 26 lipca 2019 roku, a termin wypłaty dywidendy na 7 sierpnia 2019 roku. Wielkość dywidendy wypłaconej w dniu 7 sierpnia 2019 roku pomniejszono o kwotę zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy z zysku Spółki za rok 2018, wypłaconej w dniu 3 grudnia 2018 roku (wielkość zaliczki wyniosła 404 482 039,99 PLN).

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 wymienne na określone kwoty środków pieniężnych oraz narażone na nieznaczne ryzyko zmiany wartości. W pozycji tej prezentowane są również kwoty zgromadzone na rachunkach dedykowanych dla potrzeb rozliczeń podatku VAT w ramach procedury split payment.

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty poddawane są testowi na utratę wartości metodą analizy indywidualnej na podstawie oceny wiarygodności kredytowej instytucji finansowych, którym są powierzane, zgodnie z modelem strat oczekiwanych.

Grupa poddaje środki pieniężne i ich ekwiwalenty testowi na utratę wartości zgodnie z modelem strat oczekiwanych.

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

	2019	2018
Środki pieniężne na rachunku bankowym	874	922
Lokaty bankowe	1 767	2 355
Inne środki pieniężne	396	648
Razem	3 037	3 925
w tym środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	634	792

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. 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](#).

5.5. Pozostałe wyjaśnienia dotyczące skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych

5.5.1. Uzgodnienie zmian kapitału obrotowego do sprawozdania z przepływów pieniężnych

2019	Różnica wynikająca ze sprawozdania z sytuacji finansowej	Zmiana stanu rozrachunków z tytułu podatku bieżącego	Przeplwy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	Przeplwy pieniężne netto z działalności finansowej	Zmiany w Grupie	Transakcje bezgotówkowe	Pozostałe	Przeplwy pieniężne netto z działalności operacyjnej (zmiana stanu kapitału obrotowego)
Zapasy	(678)	-	-	-	-	-	-	(678)
Należności	238	(6)	160	-	-	(81)	-	311
Pozostałe aktywa	(55)	-	(104)	19	-	74	-	(66)
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	(261)	286	132	-	-	18	-	175
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	51	-	-	-	-	82	-	133
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	(57)	-	(385)	-	-	438	-	(4)
Pozostałe rezerwy	53	-	-	-	-	100	-	153
Pozostałe zobowiązania	587	-	(27)	-	-	(58)	-	502
Kapitał obrotowy razem	(122)	280	(224)	19	-	573	-	526

2018	Różnica wynikająca ze sprawozdania z sytuacji finansowej	Zmiana stanu rozrachunków z tytułu podatku bieżącego	Przeplwy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	Przeplwy pieniężne netto z działalności finansowej	Zmiany w Grupie	Transakcje bezgotówkowe	Pozostałe	Przeplwy pieniężne netto z działalności operacyjnej (zmiana stanu kapitału obrotowego)
Zapasy	(616)	-	-	-	-	-	-	(616)
Należności	39	10	20	-	-	(404)	-	(335)
Pozostałe aktywa	12	-	(4)	(5)	-	42	-	45
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	499	(201)	(91)	-	-	(21)	-	186
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	(24)	-	-	-	-	83	-	59
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	38	-	(232)	-	-	201	-	7
Pozostałe rezerwy	54	-	-	-	-	(1)	-	53
Pozostałe zobowiązania	43	-	11	-	-	(79)	-	(25)
Kapitał obrotowy razem	45	(191)	(296)	(5)	-	(179)	-	(626)

5.5.2. Pozostałe korekty niepieniężne do sprawozdania z przepływów pieniężnych

	2019	2018
Odsetki i dywidendy netto	42	16
Wynik na różnicach kursowych netto	(13)	(17)
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	236	(111)
Pochodne instrumenty finansowe	(351)	67
Spisane nakłady inwestycyjne na niefinansowe aktywa trwałe	261	698
Nabycie uprawnień do emisji CO ₂	(470)	(158)
Pozostałe pozycje netto	(89)	(63)
Pozostałe korekty niepieniężne	(384)	432



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

	2019	2018
1) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	3 925	2 578
a) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na początek okresu	(3)	(3)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na początek okresu (1-a)	3 928	2 581
2) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	3 037	3 925
b) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na koniec okresu	(4)	(3)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na koniec okresu (2-b)	3 041	3 928
I. Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (2-1)	(888)	1 347
II. Zmiana stanu różnic kursowych netto od środków pieniężnych (b-a)	(1)	-
Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych (I. - II.)	(887)	1 347

6. Noty objaśniające do sprawozdania z sytuacji finansowej

6.1. Aktywa trwale rzeczowe i niematerialne

6.1.1. Rzeczowe aktywa trwale i związane z nimi rezerwy

Zasady rachunkowości

Rzeczowe aktywa trwale

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 ujmuje 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 - 58 lat	32
Urządzenia techniczne i maszyny	Liniowa	1 - 50 lat	18
Środki transportu	Liniowa	2 - 35 lat	11
Pozostałe rzeczowe aktywa trwale	Liniowa	1 - 35 lat	14
Zasoby na norweskim szelfie kontynentalnym	Według jednostki produkcji*	powyżej 10 lat	powyżej 10 lat
Grunty	kategoria nie podlega amortyzacji		
Środki trwale 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 (kopaliny) mogą zostać podjęte po uzyskaniu przez Grupę:

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

Kosztem koncesji na rozpoznanie gazu ziemnego i/lub ropy naftowej oraz kosztem przedłużenia takiej koncesji jest opłata za działalność określoną w koncesji. Koszty koncesji na rozpoznanie złóż gazu ziemnego i/lub ropy naftowej 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 trwale 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 trwale 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

Aktywa z tytułu prawa do użytkowania

Leasingi ujmowane są jako aktywa z tytułu prawa do użytkowania i zobowiązania do zapłaty za te prawa w dniu, w którym leasingowane aktywa dostępne są do użytkowania przez Grupę. Zasady dotyczące ujmowania zobowiązania z tytułu leasingu oraz politykę rachunkowości stosowaną do 31 grudnia 2018 roku przedstawiono w [nocie 5.2](#).

Aktywa z tytułu prawa do użytkowania prezentowane są w pozycji *Rzeczowe aktywa trwałe* w sprawozdaniu z sytuacji finansowej.

Aktywa z tytułu prawa do użytkowania początkowo wycenia się wg kosztu, który obejmuje:

- kwotę początkowej wyceny zobowiązania leasingowego;
- wszelkie opłaty leasingowe zapłacone w dacie rozpoczęcia lub przed tą datą, pomniejszone o wszelkie otrzymane zachęty leasingowe;
- wszelkie początkowe koszty bezpośrednie poniesione przez leasingobiorcę;
- szacunek kosztów demontażu, usunięcia bazowego składnika aktywów i przeprowadzenia renowacji.

Po początkowym ujęciu, aktywa z tytułu prawa do użytkowania są wyceniane wg kosztu pomniejszonego o skumulowaną amortyzację oraz wszelkie skumulowane straty z tytułu utraty wartości i skorygowane z tytułu ponownej wyceny zobowiązania leasingowego ze względu na ponowną ocenę lub modyfikację leasingu.

Aktywa z tytułu prawa do użytkowania amortyzuje się przez okres użytkowania składnika aktywów lub przez okres leasingu, w zależności od tego, który z nich jest krótszy, przy zastosowaniu metody liniowej. Okresy amortyzacji aktywów z tytułu prawa do użytkowania są następujące:

- | | |
|---|------------|
| • prawo do użytkowania działki/gruntu oraz prawo wieczystego użytkowania gruntu | 1 – 96 lat |
| • prawo do użytkowania budynków i budowli | 1 – 40 lat |
| • prawo do użytkowania maszyn i urządzeń technicznych | 1 – 40 lat |
| • prawo do użytkowania środków transportu i pozostałych składników aktywów | 1 – 10 lat |

Określając koszt składnika aktywów z tytułu prawa do użytkowania Grupa oszacowała koszty przewidziane do poniesienia na rekultywację gruntów, bazując na informacjach o cenach bieżących usług rekultywacji.

Opłaty związane z wszystkimi leasingami krótkoterminowymi i leasingami niskocennych aktywów są ujmowane liniowo jako koszt w wyniku finansowym. Dla niskocennych aktywów Grupa dokonuje wyboru sposobu ujęcia dla każdej umowy – Grupa przyjęła, że składnik aktywów z tytułu prawa do użytkowania jest ujmowany z odpowiadającym mu zobowiązaniem leasingowym jeżeli taki składnik aktywów jest oddawany w subleasing, natomiast dla wszystkich pozostałych leasingów niskocennych aktywów opłaty związane z tymi leasingami ujmowane są jako koszt liniowo przez okres leasingu.

Leasingi krótkoterminowe to leasingi o okresie trwania 12 miesięcy lub mniej.

Niskocenne aktywa obejmują drobny sprzęt biurowy oraz teleinformatyczny.

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 2019 roku wartość amortyzacji zmniejszyła się o ok. 16 mln PLN.

	2019			2018		
	Wartość brutto	Umorzenie i odpis z tytułu utraty wartości	Wartość netto	Wartość brutto	Umorzenie i odpis z tytułu utraty wartości	Wartość netto
Grunty	142	(12)	130	117	(11)	106
Budynki i budowle	37 445	(17 640)	19 805	35 382	(16 342)	19 040
Urządzenia techniczne i maszyny	18 631	(10 433)	8 198	18 171	(9 614)	8 557
Środki transportu i pozostałe	3 303	(2 031)	1 272	3 153	(1 944)	1 209
Razem środki trwale własne	59 521	(30 116)	29 405	56 823	(27 911)	28 912
Prawo do użytkowania gruntów	2 386	(141)	2 245	-	-	-
Prawo do użytkowania budynków i budowli	377	(99)	278	-	-	-
Prawo do użytkowania urządzeń technicznych i maszyn	186	(24)	162	-	-	-
Prawo do użytkowania środków transportu i pozostałych	45	(10)	35	-	-	-
Razem aktywa z tytułu prawa do użytkowania	2 994	(274)	2 720	-	-	-
Środki trwale w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	3 725	(1 164)	2 561	3 185	(1 177)	2 008
Środki trwale w budowie pozostałe	5 357	(41)	5 316	3 363	(47)	3 316
Razem rzeczowe aktywa trwałe	71 597	(31 595)	40 002	63 371	(29 135)	34 236

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

	2019	2018
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów nabycia rzeczowych aktywów trwałych	9 395	7 112
Część zrealizowana na dzień bilansowy	(4 183)	(2 431)
Zobowiązania wynikające z umów, do realizacji po dniu bilansowym	5 212	4 681



	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem środki trwałe - własne	Środki trwałe w budowie pozostałe		Razem rzeczowe aktywa trwałe - własne
						Dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	Pozostałe	
Wartość brutto na 1 stycznia 2018	112	33 513	17 223	2 959	53 807	3 693	2 208	59 708
Umorzenie skumulowane	-	(13 520)	(7 905)	(1 793)	(23 218)	-	-	(23 218)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(11)	(1 691)	(706)	(39)	(2 447)	(1 539)	(52)	(4 038)
Wartość netto na 1 stycznia 2018	101	18 302	8 612	1 127	28 142	2 154	2 156	32 452
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	72	-	72	25	(23)	74
Nabycie	-	-	-	-	-	821	3 812	4 633
Zbycie	-	(5)	(1)	(2)	(8)	-	(17)	(25)
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	-	189	-	-	189	46	2	237
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	9	1 831	1 000	324	3 164	(729)	(2 653)	(218)
Przeniesienie pomiędzy grupami, własnością oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	(2)	(4)	(4)	2	(8)	5	(5)	(8)
Amortyzacja	-	(1 113)	(1 078)	(239)	(2 430)	-	-	(2 430)
Odpis z tytułu utraty wartości	-	(84)	(41)	(2)	(127)	362	5	240
Aktywowane odsetki	-	-	-	-	-	5	13	18
Likwidacja	-	(32)	(13)	(5)	(50)	-	-	(50)
Odpisanie środków trwałych w budowie bez efektów gospodarczych	-	-	-	-	-	(687)	(11)	(698)
Pozostałe zmiany	(2)	(44)	10	4	(32)	6	37	11
Wartość brutto na 31 grudnia 2018	117	35 382	18 171	3 153	56 823	3 185	3 363	63 371
Umorzenie skumulowane	-	(14 567)	(8 867)	(1 903)	(25 337)	-	-	(25 337)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(11)	(1 775)	(747)	(41)	(2 574)	(1 177)	(47)	(3 798)
Wartość netto na 31 grudnia 2018	106	19 040	8 557	1 209	28 912	2 008	3 316	34 236
Korekta z tytułu zastosowania MSSF 16	20	(166)	(57)	(7)	(210)	-	-	(210)
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	(1)	-	(1)	-	(13)	(14)
Nabycie	-	-	-	-	-	1 184	4 848	6 032
Zbycie	-	(7)	(7)	(5)	(19)	-	-	(19)
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	-	343	-	-	343	15	83	441
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	-	2 110	746	323	3 179	(405)	(3 037)	(263)
Przeniesienie pomiędzy grupami, własnością oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	-	(3)	37	1	35	(16)	16	35
Amortyzacja	-	(1 181)	(1 028)	(245)	(2 454)	-	-	(2 454)
Odpis z tytułu utraty wartości	-	(267)	(29)	1	(295)	13	6	(276)
Aktywowane odsetki	-	-	-	-	-	21	64	85
Likwidacja	(2)	(65)	(16)	(6)	(89)	-	-	(89)
Odpisanie środków trwałych w budowie bez efektów gospodarczych	-	-	-	-	-	(258)	(3)	(261)
Pozostałe zmiany	6	1	(4)	1	4	(1)	36	39
Wartość brutto na 31 grudnia 2019	142	37 445	18 631	3 303	59 521	3 725	5 357	68 603
Umorzenie skumulowane	(1)	(15 598)	(9 657)	(1 991)	(27 247)	-	-	(27 247)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(11)	(2 042)	(776)	(40)	(2 869)	(1 164)	(41)	(4 074)
Wartość netto na 31 grudnia 2019	130	19 805	8 198	1 272	29 405	2 561	5 316	37 282

Nota 6.1.1.1.

Nota 6.1.1.1.

Zmiany aktywów z tytułu prawa do użytkowania

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem aktywa z tytułu prawa do użytkowania	Środki trwałe w budowie pozostałe		Razem rzeczowe aktywa trwałe z tytułu prawa do użytkowania
						Dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	Pozostałe	
Wartość netto na 31 grudnia 2018	-	-	-	-	-	-	-	-
Korekta z tytułu zastosowania MSSF 16	2 246	278	213	38	2 775	-	3	2 778
Nabycie	-	-	-	-	-	-	1	1
Zbycie	(2)	-	-	-	(2)	-	-	(2)
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	40	10	4	2	56	-	(9)	47
Przeniesienie pomiędzy grupami, własnością oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	(1)	-	(38)	-	(39)	-	-	(39)
Amortyzacja	(62)	(26)	(14)	(9)	(111)	-	-	(111)
Odpis z tytułu utraty wartości	(46)	-	-	-	(46)	-	-	(46)
Likwidacja	(5)	-	(2)	-	(7)	-	-	(7)
Pozostałe zmiany	75	16	-	4	95	-	5	100
Wartość brutto na 31 grudnia 2019	2 386	377	186	45	2 994	-	-	2 994
Umorzenie skumulowane	(72)	(98)	(24)	(10)	(204)	-	-	(204)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(69)	(1)	-	-	(70)	-	-	(70)
Wartość netto na 31 grudnia 2019	2 245	278	162	35	2 720	-	-	2 720

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 wykonanych 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 [nocie 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 wartość FLZG.

FLZG tworzony jest na mocy Ustawy Prawo geologiczne i górnicze, która 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 zabezpieczenia otworów eksploatacyjnych, magazynowych, zrzutowych, obserwacyjnych i piezometrycznych,
- likwidacji zbędnych obiektów oraz demontażu maszyn i urządzeń,
- rekultywacji gruntów i zagospodarowania terenów po działalności górniczej,
- utrzymania obiektów przeznaczonych do likwidacji w kolejności zapewniającej bezpieczeństwo ruchu zakładu górniczego.

Środki funduszu stanowią środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania wg MSR 7 i prezentowane są w grupie aktywów długoterminowych z uwagi na ich wieloletni charakter.

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 wypływów 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 3% wartości rocznych odpisów amortyzacyjnych od rzeczowych aktywów trwałych zakładu górniczego (ustalonych zgodnie z przepisami o podatku dochodowym od osób prawnych).

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	2019	2018	
Stan na początek okresu sprawozdawczego	2 008	1 770	
Utworzenie ujęte w koszcie wytworzenia rzeczowych aktywów trwałych	441	237	<i>Nota 6.1.1.</i>
Utworzenie ujęte w rachunku zysków i strat	60	55	<i>Nota 3.3.</i>
Pozostałe zwiększenia - FLZG	2	2	
Wykorzystanie	(35)	(28)	
Rozwiązanie ujęte w rachunku zysków i strat	(86)	(35)	<i>Nota 3.3.</i>
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	(1)	7	
Stan na koniec okresu sprawozdawczego	2 389	2 008	
-długoterminowe	2 355	1 917	
-krótkoterminowe	34	91	

W 2019 roku do wyliczenia rezerwy na koszt likwidacji odwiertów i infrastruktury towarzyszącej na terenie Polski zastosowano stopę dyskonta w wysokości -0,45%, która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów w wysokości 2,04% oraz stopy inflacji na poziomie ciągłego celu inflacyjnego realizowanego przez NBP w wysokości 2,50% (na koniec 2018 roku stopa dyskonta przyjęta była na poziomie 0,2% jako wypadkowa stóp odpowiednio 2,7% i 2,5%).



6.1.2. Wartości niematerialne

Zasady rachunkowości

Wartości niematerialne

Grupa posiada w szczególności następujące główne pozycje wartości niematerialnych:

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

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 pozabilansowo.

Koncesje oraz prawo do użytkowania górniczego i informacji geologicznej

W działalności poszukiwawczej i wydobywczej Grupa wykorzystuje koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie oraz wydobycie gazu ziemnego i/lub ropy naftowej, udzielone na podstawie prawa geologicznego i górniczego. Ponadto korzysta również z 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 metodą 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.

W wyniku przeprowadzonej weryfikacji na dzień 31 grudnia 2019 roku roczne koszty amortyzacji zmniejszyły się o ok. 2,4 mln PLN.

	Prawo wieczystego użytkowania gruntów	Uprawnienia do emisji CO ₂	Programy komputerowe	Koncesje	Inne wartości niematerialne	Razem
Wartość brutto na 1 stycznia 2018	675	636	526	170	575	2 582
Umorzenie skumulowane	(13)	(532)	(424)	(68)	(346)	(1 383)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(30)	-	(4)	(48)	(2)	(84)
Wartość netto na 1 stycznia 2018	632	104	98	54	227	1 115
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	-	2	-	2
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	27	20	46	99	26	218
Przeniesienie pomiędzy grupami oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	(23)	-	-	-	-	(23)
Nabycie	-	158	-	-	-	158
Zbycie	(1)	-	-	-	-	(1)
Amortyzacja	(3)	(158)	(47)	(26)	(51)	(285)
Odpis z tytułu utraty wartości	9	-	-	(9)	-	-
Likwidacja	-	-	-	(1)	-	(1)
Pozostałe zmiany	(11)	-	-	-	1	(10)
Wartość brutto na 31 grudnia 2018	663	808	545	257	587	2 860
Umorzenie skumulowane	(12)	(684)	(444)	(81)	(382)	(1 603)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(21)	-	(4)	(57)	(2)	(84)
Wartość netto na 31 grudnia 2018	630	124	97	119	203	1 173
Korekta z tytułu zastosowania MSSF 16	(630)	-	-	-	(1)	(631)
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	-	41	55	70	49	215
Nabycie	-	470	-	-	-	470
Amortyzacja	-	(373)	(40)	(27)	(45)	(485)
Odpis z tytułu utraty wartości	-	-	-	(12)	-	(12)
Likwidacja	-	-	-	(1)	-	(1)
Wartość brutto na 31 grudnia 2019	-	1 303	561	320	615	2 799
Umorzenie skumulowane	-	(1 041)	(445)	(102)	(407)	(1 995)
Odpisy z tytułu utraty wartości	-	-	(4)	(69)	(2)	(75)
Wartość netto na 31 grudnia 2019	-	262	112	149	206	729

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 dokonanych w 2019 roku zostały przedstawione w poniższej tabeli:

	2019			2018		
	Działalność wydobywcza	Działalność obrotu i magazynowania	Pozostałe	Działalność wydobywcza	Działalność obrotu i magazynowania	Pozostałe
Grunty	(21)	-	(59)	(3)	-	(8)
Budynki i budowle	(1 822)	(50)	(171)	(1 561)	(47)	(167)
Urządzenia techniczne i maszyny	(379)	(318)	(79)	(360)	(316)	(71)
Środki transportu i pozostałe	(35)	(1)	(4)	(36)	(1)	(4)
Środki trwale w budowie: dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(1 164)	-	-	(1 177)	-	-
pozostałe	-	-	(41)	(1)	-	(46)
Razem	(3 421)	(369)	(354)	(3 138)	(364)	(296)
Razem na koniec okresu		(4 144)			(3 798)	

W roku obrotowym przeprowadzono test na utratę wartości podstawowych aktywów operacyjnych Grupy stanowiących: majątek wydobywczy służący eksploatacji gazu ziemnego i ropy naftowej, magazyny paliwa gazowego, blok energetyczny, majątek dzierżawiony i wynajmowany (w tym: stacje CNG, majątek przesyłowy, pozostałe nieruchomości), stacje regazyfikacji LNG oraz majątek będący środkami trwałymi w budowie (odwierty w budowie). Poniżej przedstawiono podstawowe informacje na temat przeprowadzonego testu dla obszarów, w których dokonano najistotniejszych wartościowo odpisów.

Opis ośrodka wypracowyującego środki pieniężne	2019		2018	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
	CGU – 162 jednostki produkcyjne		CGU - 159 jednostek produkcyjnych	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	* Spadek stopy dyskonta WACC w 2019 roku * Aktualizacja prognozy produkcji na podstawie testów na odwiertach, jak również uwzględniająca nowe włączenia odwiertów	* Zmiana prognoz cenowych - spadek cen ropy i gazu * Aktualizacja prognozy produkcji uwzględniająca pogorszenie warunków złożowych na określonych jednostkach produkcyjnych	* Zmiana prognoz cenowych * Aktualizacja prognozy produkcji na podstawie testów na odwiertach, jak również uwzględniająca nowe włączenia odwiertów * Spadek kosztów opłaty przesyłowej	* Wzrost stopy dyskonta w 2018 roku * Aktualizacja prognozy produkcji uwzględniająca pogorszenie warunków złożowych na określonych jednostkach produkcyjnych
Wartość Użytkowa	21 476		21 718	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	Kraj: 10,32% -12,08%		Kraj: 10,70% - 12,81%	
	Pakistan: 19,30% - 21,42%		Pakistan: 19,52% - 25,35%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości	185	576	137	298

Opis ośrodka wypracowyującego środki pieniężne

Testy na utratę wartości przeprowadzone zostały dla poszczególnych CGU, którym są określone odwierty w Polsce

Opis ośrodka wypracowyującego środki pieniężne	2019		2018	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
	CGU-79 odwiertów		CGU – 76 odwiertów	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	* Spadek stopy dyskonta WACC w 2019 roku * Aktualizacja prognozy produkcji oraz obniżenie planowanych nakładów * Przekazanie odwiertów do eksploatacji	* Rezygnacja z realizacji odwiertów w wyniku niezadawalających rezultatów prac geologicznych * Aktualizacja prognoz produkcji na podstawie testów na odwiertach * Zmiana prognoz cenowych - spadek cen ropy i gazu w okresach eksploatacji	* Aktualizacja prognozy produkcji oraz obniżenie planowanych nakładów * Zmiana prognoz cenowych - wzrost cen ropy w okresach eksploatacji	* Rezygnacja z realizacji odwiertów w wyniku niezadawalających rezultatów prac geologicznych * Aktualizacja prognoz produkcji na podstawie testów na odwiertach * Wzrost stopy dyskonta WACC w 2018 roku * Wzrost kosztów opłaty eksploatacyjnej
Wartość Użytkowa	2 741		2 030	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	Kraj: 11,29% - 13,02%		Kraj: 11,75%- 13,86%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości	152	281	51	226

Opis ośrodka wypracowyującego środki pieniężne

Stacje regazyfikacji gazu skroplonego LNG w miejscowościach Elk i Olecko - Oddział Centrala testy na utratę wartości przeprowadzone zostały dla poszczególnych CGU

Opis ośrodka wypracowyującego środki pieniężne	2019		2018	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
			CGU - 2 jednostki	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	* Suma zdyskontowanych środków pieniężnych oraz wartości rezydualnej przewyższa wartość netto środków trwałych		* Suma zdyskontowanych środków pieniężnych oraz wartości rezydualnej przewyższa wartość netto środków trwałych	
Wartość Użytkowa [PLN]	92		20	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	3,97% - 4,73%		5,48% - 5,60%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości (PLN)	-	-	-	-

Opis ośrodka wypracowyującego środki pieniężne

Majątek dzierżawiony, wynajmowany (majątek przesyłowy, stacje CNG, majątek nieoportowy) - Oddział Centrala

Opis ośrodka wypracowyującego środki pieniężne	2019		2018	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
	CGU – 167 jednostek		CGU – 173 jednostki	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	* Wzrost przychodów z wynajmu określonych nieruchomości * Spadek kosztów przewidywanych remontów oraz kosztów utrzymania nieruchomości	* Zwiększona wartości majątku o składniki dotyczące prawa wieczystego użytkowania gruntów (zgodnie z MSSF 16) * wzrost wartości majątku (z tytułu zakończonej inwestycji) nie generującego dodatkowych przychodów	* Wzrost przychodów z wynajmu określonych nieruchomości * Spadek kosztów przewidywanych remontów oraz kosztów utrzymania nieruchomości	* Znaczny spadek przychodów oraz wzrost kosztów utrzymania nieruchomości
Wartość Użytkowa (PLN)	52		67	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	7,56% - 8,52%		8,03% - 9,31%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości (PLN)	2	25	1	9

Opis ośrodka wypracowyującego środki
pieniężne

Test na utratę wartości przeprowadzony został dla CGU, którym jest blok energetyczny Wierzchowice

	2019		2018	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
Opis ośrodka wypracowyującego środki pieniężne	CGU – 1		CGU – 1	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	* Zwiększona wartości majątku o składniki dotyczące prawa wieczystego użytkowania gruntów (zgodnie z MSSF 16)		-	-
Wartość Użytkowa (PLN)	-		-	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	4,73 - 5,46%		5,85 - 6,20%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości (PLN)	0,2	-	-	-

Tabela zbiorcza (łącznie wszystkie ośrodki wypracowujące środki pieniężne)

	2019		2018	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
Wartość użytkowa majątku testowanego na utratę wartości	24 362		23 836	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości (PLN)	338	882	189	532

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 w związku z ciężącym na Grupie obowiązkiem wynikającym z postanowień ustawy Prawo energetyczne,
- świadectwa efektywności energetycznej zakupione przez Grupę w celu przedstawienia ich do umorzenia oraz uzyskane w związku z prowadzeniem działań proefektywnościowych zgodnie z Ustawą o efektywności energetycznej,
- materiały niezbędne do prowadzenia inwestycji i eksploatacji kopalń,
- 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.

Zapasy paliwa gazowego wyceniane są 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:

1 – 5 lat

5 – 10 lat

Powyżej 10 lat

Stawka odpisu aktualizującego

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%

Stosowany jest odpis w wysokości 20-100%

Stosowany jest odpis w wysokości 100% w przypadku materiałów cechujących się brakiem przydatności i przeznaczeniem do zbycia lub złomowania.

Zapasy	2019			2018		
	Wartość początkowa	Odpis aktualizujący	Wartość netto	Wartość początkowa	Odpis aktualizujący	Wartość netto
Materiały, w tym:	4 265	(454)	3 811	3 282	(149)	3 133
paliwo gazowe	3 397	(376)	3 021	2 532	(71)	2 461
paliwa do produkcji energii i ciepła	359	-	359	284	-	284
ropa naftowa	19	-	19	15	-	15
pozostałe materiały	490	(78)	412	451	(78)	373
Świadczenia pochodzenia energii	222	(1)	221	216	(50)	166
Prawa do emisji CO ₂	-	-	-	57	-	57
Pozostałe zapasy	11	(1)	10	9	(1)	8
Razem	4 498	(456)	4 042	3 564	(200)	3 364

Zmiany odpisu aktualizującego	2019	2018
Odpis aktualizujący na początek okresu	(200)	(191)
Ujęte w rachunku zysków i strat, w tym:		
Utworzenie ujęte w rachunku zysków i strat	(385)	(136)
Rozwiązanie ujęte w rachunku zysków i strat	127	125
Wykorzystanie	2	2
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(456)	(200)

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 w ich cenie transakcyjnej, jeśli nie zawierają istotnego komponentu finansowania.

Po początkowym ujęciu, w przypadku spełnienia testu przepływu kapitału i odsetek oraz w sytuacji gdy model biznesowy zakłada jedynie utrzymywanie w celu pozyskiwania przepływów pieniężnych, krótkoterminowe należności z tytułu dostaw i usług ujmują się w kategorii wycenianych według zamortyzowanego kosztu, z uwzględnieniem 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

Utrata wartości aktywów finansowych

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.

Grupa monitoruje zmiany poziomu ryzyka kredytowego związanego z danym składnikiem aktywów finansowych oraz klasyfikuje aktywa finansowe do jednej z trzech klas wyznaczania odpisów z tytułu przyszłej oczekiwanej straty:

- **Klasa 1** - Ekspozycje bez utraty wartości, dla których ryzyko utraty wartości w horyzoncie życia nie jest istotnie wyższe w stosunku do ryzyka danej ekspozycji na datę udzielenia. Oczekiwana strata kredytowa dla ekspozycji w tej klasie liczona jest w horyzoncie 12 miesięcznym lub krótszym – w zależności od daty zapadalności ekspozycji.
Aktywa finansowe klasyfikowane do tej klasy charakteryzują się niskim poziomem ryzyka, posiadają wysoki poziom wiarygodności kredytowej potwierdzony przez zewnętrzną instytucję ratingową.
- **Klasa 2** - Ekspozycje bez utraty wartości gdzie ryzyko utraty wartości w horyzoncie życia jest istotnie wyższe w stosunku do ryzyka danej ekspozycji na datę udzielenia oraz niebędące w stanie utraty wartości. Dla tej klasy prawdopodobieństwo wystąpienia zdarzenia niewypłacalności kalkulowane jest w horyzoncie życia aktywa.
- **Klasa 3** - Ekspozycje z utratą wartości, która powstała w trakcie kiedy aktywo było w posiadaniu Grupy. Dla tej klasy prawdopodobieństwo wystąpienia zdarzenia niewypłacalności kalkulowane jest w horyzoncie życia aktywa. Dla aktywów z utratą wartości odsetki naliczane są za pomocą efektywnej stopy procentowej w odniesieniu do wartości aktywa netto (pomniejszonej o odpis z tytułu utraty wartości). Skutkuje to ujęciem odsetek netto (pomniejszonych o odpis z tytułu utraty wartości) w rachunku zysków i strat.

W zależności od rodzaju aktywa finansowego stosowana jest jedna z dwóch metod tworzenia odpisów aktualizujących.

Według **metody statystycznej** (macierzowej, grupowej) odpisy aktualizujące aktywa finansowe są tworzone dla dużej liczby stosunkowo niewielkich kwotowo aktywów finansowych o charakterze krótkoterminowym (tzw. portfel homogeniczny). Podstawą tworzenia odpisów jest analiza danych historycznych o spłacie należności przeterminowanych w poszczególnych przedziałach wiekowania oraz wykorzystanie metody macierzy migracji. Na bazie analizy ustalane są wskaźniki spłacalności stanowiące podstawę ustalenia odpisów aktualizujących należności w każdym przedziale wiekowania.

Według **metody indywidualnej** Grupa szacuje oczekiwany poziom strat kredytowych dla tych pozycji, które nie mogły zostać zaklasyfikowane do portfela homogenicznego takich jak:

- należności leasingowe,
- nabyte emisje papierów dłużnych,
- istotne należności handlowe (wszystkie należności kontrahentów, których suma należności jest powyżej przyjętej przez Spółkę kwoty granicznej określonej na bazie danych historycznych na datę bilansową sprawozdania finansowego),
- należności handlowe z oryginalnym terminem zapadalności powyżej roku,
- należności z tytułu sprzedaży udziałów i akcji,
- należności z tytułu dopłat do kapitału.

Grupa identyfikuje również instrumenty z rozpoznaną utratą wartości, które:

- posiadają opóźnienie płatnicze powyżej 90 dni,
- toczą się wobec nich postępowania upadłościowe / układowe,
- wobec takich należności toczy się spór prawny względem wielkości / zasadności roszczenia będącego podstawą danej należności.

Oczekiwana utrata wartości dla takich ekspozycji jest liczona w horyzoncie do przewidywanej daty zakończenia okresu windykacji

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

Należności	2019			2018		
	Wartość brutto	Odpis aktualizujący	Wartość netto	Wartość brutto	Odpis aktualizujący	Wartość netto
Należności z tytułu dostaw i usług (głównie ze sprzedaży paliwa gazowego)	4 887	(376)	4 511	5 331	(467)	4 864
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	510	-	510	572	-	572
Należności z tytułu podatku dochodowego od osób prawnych	42	-	42	48	-	48
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	16	(4)	12	17	(3)	14
Należności z tytułu udzielonych pożyczek	78	(55)	23	69	(55)	14
Pozostałe należności	799	(393)	406	615	(385)	230
Razem	6 332	(828)	5 504	6 652	(910)	5 742

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**.

Zmiana odpisów na należności z tytułu dostaw i usług w bieżącym okresie

	Należności z tytułu dostaw i usług objęte analizą grupową		Należności z tytułu dostaw i usług objęte analizą indywidualną			Wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy
	oczekiwana strata w okresie całego życia	z rozpoznaną utrata wartości	12-miesięczna oczekiwana strata	oczekiwana strata w okresie całego życia	z rozpoznaną utrata wartości	
Stan na 1 stycznia 2018	6	221	8	-	85	2
Wpływ zastosowania zmian w MSSF 9	6	-	2	-	(5)	-
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	47	16	6	-	309	-
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(45)	(15)	(10)	-	(161)	-
Wykorzystanie odpisów	-	(28)	-	-	-	-
Przeniesienia	(9)	9	-	-	-	-
Wpływ zmian kursów walutowych oraz pozostałe	-	21	-	-	2	-
Stan na 31 grudnia 2018	5	224	6	-	230	2
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	61	6	5	-	129	-
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(41)	(10)	(2)	-	(197)	(1)
Wykorzystanie odpisów	-	(40)	-	-	-	-
Przeniesienia	(18)	19	-	-	(1)	-
Wpływ zmian kursów walutowych oraz pozostałe	-	2	1	-	(4)	-
Stan na 31 grudnia 2019	7	201	10	-	157	1

Zmiany wartości bilansowej brutto należności z tytułu dostaw i usług w bieżącym okresie

	Należności z tytułu dostaw i usług objęte analizą grupową		Należności z tytułu dostaw i usług objęte analizą indywidualną			Wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy
	oczekiwana strata w okresie całego życia	z rozpoznaną utrata wartości	12-miesięczna oczekiwana strata	oczekiwana strata w okresie całego życia	z rozpoznaną utrata wartości	
Wartość bilansowa brutto na dzień 1 stycznia 2018	2 520	447	1 537	240	316	5
Transfer do grupy z oczekiwaną stratą w okresie całego życia	126	(126)	-	-	-	-
Transfer do grupy z rozpoznaną utratą wartości	(17)	17	-	-	-	-
Splacone aktywa finansowe	(18 589)	(125)	(22 039)	(211)	(1 023)	(4)
Nowo rozpoznane aktywa finansowe	19 003	181	21 831	203	1 174	-
Spisanie w ciężar odpisów	-	(33)	-	-	-	-
Zmiany w wyniku modyfikacji parametrów ryzyka	-	-	7	-	-	-
Pozostały wpływ	(144)	8	3	(14)	38	-
Wartość bilansowa brutto na dzień 31 grudnia 2018	2 899	369	1 339	218	505	1
Transfer do grupy z oczekiwaną stratą w okresie całego życia	16	(1)	(15)	-	-	-
Transfer do grupy z rozpoznaną utratą wartości	(27)	25	1	-	1	-
Splacone aktywa finansowe	(20 778)	(170)	(22 291)	(17)	(900)	-
Nowo rozpoznane aktywa finansowe	21 005	103	22 022	34	661	-
Spisanie w ciężar odpisów	(1)	(44)	-	-	-	-
Zmiany w wyniku modyfikacji parametrów ryzyka	-	2	-	-	(2)	-
Pozostały wpływ	(72)	(4)	42	11	(45)	-
Wartość bilansowa brutto na dzień 31 grudnia 2019	3 042	280	1 098	246	220	1

Zmiana odpisów na pozostałe aktywa finansowe w bieżącym okresie

	Pozostałe aktywa finansowe objęte analizą grupową		Pozostałe aktywa finansowe objęte analizą indywidualną		
	oczekiwana strata w okresie całego życia	z rozpoznaną utrata wartości	12-miesięczna oczekiwana strata	oczekiwana strata w okresie całego życia	z rozpoznaną utrata wartości
Stan na 1 stycznia 2018	13	285	1	-	93
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	7	3	-	-	76
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(5)	(5)	-	-	(93)
Wykorzystanie odpisów	-	(2)	-	-	-
Przeniesienia	(16)	16	-	-	-
Wpływ zmian kursów walutowych oraz pozostałe	22	(9)	1	-	-
Stan na 31 grudnia 2018	21	288	2	-	76
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	7	12	-	-	-
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(4)	(6)	-	-	(1)
Wykorzystanie odpisów	-	(1)	-	-	-
Przeniesienia	(26)	18	-	-	8
Wpływ zmian kursów walutowych oraz pozostałe	18	(16)	(1)	-	-
Stan na 31 grudnia 2019	16	295	1	-	83

Zmiany wartości bilansowej brutto pozostałych aktywów finansowych

	Pozostałe aktywa finansowe objęte analizą grupową		Pozostałe aktywa finansowe objęte analizą indywidualną			Wyceniane w wartości godzimej przez wynik finansowy	Wyceniane w wartości godzimej przez pozostałe całkowite dochody
	oczekiwana strata w okresie całego życia	z rozpoznaną utrata wartości	12-miesięczna oczekiwana strata	oczekiwana strata w okresie całego życia	z rozpoznaną utrata wartości		
Wartość bilansowa brutto na dzień 1 stycznia 2018	192	346	100	1	88	12	22
Transfer do grupy z oczekiwaną stratą w okresie całego życia	-	70	-	-	-	-	-
Transfer do grupy z rozpoznaną utratą wartości	(70)	-	-	-	-	-	-
Splacone aktywa finansowe	(286)	(124)	(101)	-	(37)	(6)	-
Nowo rozpoznane aktywa finansowe	388	9	36	-	13	24	18
Spisanie w ciężar odpisów	-	(2)	-	-	-	-	-
Pozostały wpływ	9	(1)	33	-	20	-	-
Wartość bilansowa brutto na dzień 31 grudnia 2018	233	298	68	1	84	30	40
Transfer do grupy z 12-miesięczną oczekiwaną stratą	-	-	-	-	7	-	-
Transfer do grupy z oczekiwaną stratą w okresie całego życia	-	23	-	-	-	-	-
Transfer do grupy z rozpoznaną utratą wartości	(30)	-	-	-	-	-	-
Splacone aktywa finansowe	(459)	(18)	(104)	(27)	-	-	-
Nowo rozpoznane aktywa finansowe	552	36	51	-	-	1	-
Spisanie w ciężar odpisów	(1)	(1)	-	-	-	-	-
Pozostały wpływ	56	(2)	16	26	17	-	-
Wartość bilansowa brutto na dzień 31 grudnia 2019	351	336	31	-	108	31	40

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 tytułu 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	2019	2018
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 608	1 411
Zobowiązania z tytułu zakupu środków trwałych i wartości niematerialnych	429	560
Zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług	1 008	985
Zobowiązania z tytułu innych podatków, cel i ubezpieczeń społecznych	310	374
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego bieżącego	132	418
Razem	3 487	3 748

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 [nocie 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 pracownicze

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, niezdyktowaną 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 pracownicze

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	2019		2018	
	Długoterminowe	Krótkoterminowe	Długoterminowe	Krótkoterminowe
Zobowiązania z tytułu nagród jubileuszowych	562	50	518	48
Zobowiązania z tytułu odpraw emerytalnych	254	3	221	4
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	-	77	-	70
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	-	59	-	57
Świadczenia pracownicze z tytułu rozwiązania stosunku pracy	-	9	-	15
Zobowiązania z tytułu wypłat z zysku i premii	-	135	-	130
Zobowiązania z tytułu świadczeń z ZFŚS	69	4	64	4
Pozostałe zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	5	61	5	19
Razem	890	398	808	347

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

	Nagrody jubileuszowe		Odprawy emerytalne	
	2019	2018	2019	2018
Wartość zobowiązania na początek okresu	566	519	225	193
Koszty odsetek	15	16	6	6
Koszty bieżącego zatrudnienia	28	32	10	9
Koszty przeszłego zatrudnienia	-	-	-	-
Wypłacone świadczenia	(56)	(59)	(10)	(9)
Aktuarialny zysk/(strata) - zmiany w założeniach finansowych	21	32	13	18
Aktuarialny zysk/(strata) - zmiany w założeniach demograficznych	38	32	13	7
Zysk/(Strata) z tytułu ograniczeń i rozliczeń	-	(6)	-	1
Wartość zobowiązania na koniec okresu	612	566	257	225

W bieżącym okresie stopa techniczna przyjęta do obliczenia zdyskontowanej wartości przyszłych wypłat należnych z tytułu odpraw emerytalnych ustalona została na poziomie -0,5%, jako wypadkowa stopy zwrotu z długoletnich obligacji skarbowych o rentowności 2,1% rocznie i planowanej rocznej inflacji wynagrodzeń w wysokości 2,6% (na koniec 2018 roku przyjęto stopę na poziomie -0,1% jako wypadkową stóp odpowiednio 2,8% i 2,9%).

6.3.2. Pozostałe rezerwy

Zasady rachunkowości

Istotne szacunki

Rezerwa na świadectwa pochodzenia energii oraz świadectwa efektywności energetycznej

W przypadku braku na dzień bilansowy wystarczającej ilości świadectw wymaganych do wypełnienia obowiązków zgodnie z Ustawą Prawo energetyczne 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.

Dla celów wyceny rezerwy uwzględnia się wartość bilansową posiadanych świadectw oraz aktualną cenę rynkową świadectw na Towarowej Giełdzie Energii, które dodatkowo należałoby nabyć, aby pokryć obowiązek wynikający z wielkości sprzedaży energii elektrycznej do końcowych odbiorców.

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).

Rezerwa na świadectwa efektywności energetycznej tworzona jest na koniec okresu sprawozdawczego w oparciu o ilość zużytej energii elektrycznej (z wyłączeniem energii zużytej z produkcji własnej) oraz ilość sprzedaży do odbiorców końcowych (z uwzględnieniem wyłączeń wynikających z Ustawy o efektywności energetycznej) paliwa gazowego (w jednostkach energii), energii elektrycznej i ciepła oraz w oparciu o wskaźniki procentowe wynikające z przepisów prawa i cenę świadectw na Towarowej Giełdzie Energii z ostatniego dnia notowań w okresie sprawozdawczym, oraz średniej ceny pozyskania całego portfela PMEF (Prawa Majątkowe Efektywności Energetycznej).

Rezerwa na zobowiązania dotyczące prac poszukiwawczych za granicą

W 2013 roku Jednostka Dominująca utworzyła rezerwę na zobowiązania dotyczące prac poszukiwawczych, prowadzonych przez spółkę PGNiG Upstream North Africa B.V. (spółka zależna od PGNiG).

W związku z brakiem prowadzenia przez jednostkę działalności operacyjnej w wyniku wystąpienia czynników ryzyka tzw. Siły Wyższej panującej w Libii, Spółka utrzymuje rezerwę na pokrycie zobowiązań koncesyjnych wobec Rządu Libijskiego wynikającą z zawartych umów koncesyjnych.

Wartość rezerwy oparta jest na podstawie niezrealizowanych zobowiązań, wynikających z podpisanych umów koncesyjnych.

Rezerwy związane z ochroną środowiska

Grupa ujmuje rezerwę na koszty rozpoznania i rekultywacji zanieczyszczeń środowiska gruntowo-wodnego, wymaganej przez obowiązujące przepisy prawa. Tworzona rezerwa odzwierciedla potencjalne koszty przewidziane do poniesienia, szacowane i weryfikowane okresowo według cen bieżących.

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.

Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów

W ramach prowadzonej działalności gospodarczej spółki Grupy instalują urządzenia techniczne 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 przesytu.

Grupa tworzy rezerwę w odniesieniu do zgłoszonych roszczeń z tytułu bezumownego korzystania z gruntów, o potwierdzonej zasadności (tytuł prawny do gruntu) oraz w przypadku których, w ciągu ostatnich 3 lat, prowadzona była korespondencja ze zgłaszającym roszczenie.

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).

W przypadku, gdy uzyskanie wiarygodnych danych wymaganych do zastosowania metody opisanej powyżej nie jest możliwe, Grupa analizuje indywidualnie zgłoszone roszczenia. 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.

	Rezerwa na świadectwa 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 2018	155	163	124	10	31	319	802	
Wpływ zastosowania zmian w MSSF 9	-	-	-	-	-	18	18	
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	134	-	5	-	4	178	321	Nota 3.3.
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(54)	-	(14)	-	(12)	(107)	(187)	Nota 3.3.
Wykorzystanie	(114)	-	-	(10)	-	(3)	(127)	
Pozostałe zmiany	30	12	-	-	-	3	45	
Stan na 31 grudnia 2018	151	175	115	-	23	408	872	
część długoterminowa	-	4	76	-	15	102	197	
część krótkoterminowa	151	171	39	-	8	306	675	
Stan na 1 stycznia 2019	151	175	115	-	23	408	872	
Wpływ zastosowania zmian w MSSF 9	-	-	(19)	-	-	-	(19)	
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	265	-	49	6	2	193	515	Nota 3.3.**
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(59)	-	(28)	-	(4)	(165)	(256)	Nota 3.3.
Wykorzystanie	(123)	-	-	-	-	(10)	(133)	
Pozostałe zmiany	(18)	2	5	-	-	39	28	
Stan na 31 grudnia 2019	216	177	122	6	21	465	1 007	
część długoterminowa	-	4	105	-	13	157	279	
część krótkoterminowa	216	173	17	6	8	308	728	

*Więcej informacji znajduje się w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG.

**Wartość dotycząca pozostałych rezerw (dotycząca rezerw na gwarancje finansowe) w kwocie 9 mln PLN została ujęta w nocie 3.4 w pozycji pozostałe koszty finansowe netto.

6.3.3. Dotacje

Zasady rachunkowości

Dotacje

Grupa rozpoznaje 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	2019	2018
Dotacje do aktywów, z tego:	754	761
Budowa KPMG Kosakowo	62	71
Rozbudowa PMG Wierzchowice	378	399
Rozbudowa PMG Strachocina	51	53
Rozbudowa PMG Husów	25	27
Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji	182	149
Pozostałe	56	62
Razem	754	761
W tym długoterminowe	705	720

Spółki Grupy prowadzą projekty dofinansowane ze środków Unii Europejskiej. Największe tego typu projekty wykazała Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., która w 2019 roku realizowała umowy o dofinansowanie dla 9 projektów inwestycyjnych, zawarte w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-2020. W związku z realizacją powyższych umów, spółka w bieżącym okresie otrzymała dotację UE z Instytutu Nafty i Gazu w kwocie 38 mln PLN. W okresie porównawczym wartość dotacji wyniosła 1,8 mln PLN.

6.3.4. Pozostałe zobowiązania

Pozostałe zobowiązania	2019		2018	
	Długoterminowe	Krótkoterminowe	Długoterminowe	Krótkoterminowe
Wadia	-	463	-	28
Niezamortyzowana wartość przyłączy gazowych przekazanych przez odbiorców	105	40	146	42
Zaliczki na dostawy	-	206	-	173
Rozliczenia międzyokresowe bierne	-	297	-	142
Zobowiązania z tytułu koncesji, praw do informacji geologicznej i użytkowania górniczego	44	-	46	-
Pozostałe przychody przyszłych okresów	1	192	3	197
Pozostałe	89	333	69	362
Razem	239	1 531	264	944



7. Noty dotyczące instrumentów finansowych i zarządzania ryzykiem finansowym

7.1. Instrumenty finansowe

Zasady rachunkowości

Grupa posiada następujące kategorie instrumentów finansowych:

- wyceniane metodą zamortyzowanego kosztu, liczonego przy wykorzystaniu efektywnej stopy procentowej,
- wyceniane do wartości godziwej przez pozostałe całkowite dochody,
- wyceniane do wartości godziwej przez wynik finansowy,
- instrumenty pochodne zabezpieczające.

W przypadku wyceny instrumentów kapitałowych w wartości godziwej przez wynik finansowy lub przez całkowite dochody, wybór dokonuje się indywidualnie dla każdego instrumentu.

Klasyfikacja aktywów finansowych dokonywana jest w Grupie na podstawie:

- modelu biznesowego jednostki w zakresie zarządzania aktywami finansowymi. Model biznesowy dotyczy sposobu, w jaki jednostka zarządza aktywami finansowymi, aby wygenerować przepływy pieniężne. Model biznesowy może zakładać utrzymywanie aktywów w celu uzyskiwania przepływów pieniężnych wynikających z umowy (model „utrzymywanie”), celem może być zarówno uzyskiwanie przepływów pieniężnych jak i sprzedaż aktywów finansowych (model „utrzymywanie i sprzedaż”) lub Grupa może zarządzać aktywami finansowymi w celu realizowania przepływów pieniężnych poprzez sprzedaż aktywów (model „sprzedaż”).
- oceny charakterystyki wynikających z umowy przepływów pieniężnych. Jednostki Grupy, na moment początkowy ujęcia aktywa finansowego w księgach, ustalają czy wynikające z umowy przepływy pieniężne są jedynie spłatą kwoty głównej i odsetek od kwoty głównej pozostałej do spłaty, a zatem czy są zgodne z podstawową umową pożyczkową. Odsetki mogą obejmować zapłatę za wartość pieniądza w czasie, ryzyko kredytowe, inne podstawowe ryzyka związane z udzielaniem kredytów oraz koszty i marżę zysku.

W momencie początkowego ujęcia nowego składnika aktywów finansowych spółki Grupy oceniają model biznesowy oraz przeprowadzają test SPPI biorąc pod uwagę nowe warunki zmodyfikowanego aktywa finansowego.

Klasyfikacja aktywów i zobowiązań finansowych do poszczególnych kategorii:

Aktywa finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu, pod warunkiem spełnienia testu przepływów pieniężnych (testu SPPI):

- udzielone pożyczki,
- należności z tytułu dostaw i usług (nota 6.2.2.),
- instrumenty dłużne,
- lokaty terminowe,
- środki pieniężne i ich ekwiwalenty (nota 5.4.).

Aktywa finansowe wyceniane do wartości godziwej przez pozostałe całkowite dochody:

- inwestycje w instrumenty kapitałowe (z wyjątkiem udziałów i akcji spółek zależnych, współkontrolowanych i stowarzyszonych), dla których Grupa wybrała wycenę przez pozostałe dochody całkowite,
- inwestycje w instrumenty dłużne.

Aktywa finansowe wyceniane do wartości godziwej przez wynik finansowy:

- inwestycje w notowane akcje,
- pożyczki udzielone i inne dłużne instrumenty finansowe, które nie spełniają testu SPPI,
- jednostki funduszy inwestycyjnych,
- inwestycje w instrumenty kapitałowe (z wyjątkiem udziałów i akcji niekonsolidowanych spółek zależnych oraz niewycenianych metodą praw własności spółek współkontrolowanych i stowarzyszonych), dla których nie wybrano wyceny w wartości godziwej przez pozostałe całkowite dochody,
- inne pozycje (w tym bezzwrotne dopłaty do kapitału w spółce wnoszącej dopłatę, ujemne jako inwestycja w spółkę zależną).

Zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu:

- 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.](#)

Instrumenty pochodne zabezpieczające

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](#).

Modyfikacja przepływów pieniężnych wynikających z umowy

W przypadku zidentyfikowania wystąpienia w zawartych umowach przepływów pieniężnych podlegających renegotjacji lub jakiegokolwiek innej modyfikacji, w Grupie dokonuje:

- renegotjacji lub modyfikacji umownych przepływów pieniężnych, która nie prowadzi do zaprzestania ujmowania pierwotnego aktywa finansowego - modyfikacja nieistotna, lub
- renegotjacji lub modyfikacji umownych przepływów pieniężnych, która prowadzi do zaprzestania ujmowania i wyłączenia z bilansu aktywa finansowego - modyfikacja istotna.

Do najistotniejszych kryteriów stosowanych w Grupie dla istotnej modyfikacji przepływów pieniężnych aktywa finansowego należą:

1. Kryterium ilościowe - przekroczenie progu istotności 10% różnicy pomiędzy wyceną bilansową po zmianie harmonogramu oraz wyceną przed uwzględnieniem zmiany.
2. Kryteria jakościowe:
 - zmiana stopy zmiennej na stałą i na odwrót;
 - głęboka restrukturyzacja pożyczki w sytuacji gdy pożyczkobiorca ma problemy finansowe obejmująca m.in. podział pożyczki, zmianę terminów spłaty, zmianę profilu wypłaty, zwiększająca poziom przepływów;
 - istotna zmiana warunków skutkująca zmianą w zakresie spełnienia testu SPPI;

W dacie, w której następuje zmiana, poprzedni instrument finansowy jest usuwany z bilansu oraz jest ujmowany nowy instrument - wg wartości godziwej.

Różnica pomiędzy wartością bilansową pierwotnego składnika aktywów finansowych określona na dzień modyfikacji, a wartością godziwą zmodyfikowanego składnika aktywów odnoszona jest do wyniku finansowego.

W momencie początkowego ujęcia nowego składnika aktywów finansowych Grupa ocenia model biznesowy oraz przeprowadza test SPPI biorąc pod uwagę nowe warunki zmodyfikowanego aktywa finansowego. Jeżeli zmodyfikowany składnik aktywów finansowych po początkowym ujęciu wyceniany jest według zamortyzowanego kosztu, wówczas do wyceny Grupa stosuje nowo ustaloną efektywną stopę procentową.



7.1.1. Głównie pozycje bilansowe aktywów finansowych w podziale na kategorie

Pozycja bilansowa	Pozycja szczegółowa w nocie	Noty	2019				2018			
			Aktywa finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu	Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń	Razem	Pożyczki i należności wyceniane według zamortyzowanego kosztu	Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń	Razem
Należności	Należności z tytułu dostaw i usług	Nota 6.2.2.	4 511	-	-	4 511	4 864	-	-	4 864
Pochodne instrumenty finansowe		Nota 7.2.	-	1 539	1 088	2 627	-	928	390	1 318
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty		Nota 5.4.	3 037	-	-	3 037	3 925	-	-	3 925
Razem			7 548	1 539	1 088	10 175	8 789	928	390	10 107

7.1.2. Głównie pozycje bilansowe zobowiązań finansowych w podziale na kategorie

Pozycja bilansowa	Pozycja szczegółowa w nocie	Noty	2019				2018			
			Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń	Razem	Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń	Razem
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	Kredyty bankowe	Nota 5.2.	4 893	-	-	4 893	1 385	-	-	1 385
	Dłużne papiery wartościowe	Nota 5.2.	-	-	-	-	2 298	-	-	2 298
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	Nota 6.2.3.	1 608	-	-	1 608	1 411	-	-	1 411
Pochodne instrumenty finansowe		Nota 7.2.	-	991	305	1 296	-	802	358	1 160
Razem			6 501	991	305	7 797	5 094	802	358	6 254

7.1.3.Przychody i koszty dotyczące aktywów i zobowiązań finansowych

Pozycja rachunku zysków i strat oraz sprawozdania z całkowitych dochodów	Pozycja szczegółowa w nocie / dodatkowe objaśnienia	Noty	2019			2018		
			Pożyczki, należności i zobowiązania wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń	Pochodne instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych	Pożyczki, należności i zobowiązania wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń	Pochodne instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych
Wpływ na rachunek zysków i strat								
	Odsetki od zadłużenia	Nota 3.4.	(41)	-	-	(41)	-	-
	Różnice kursowe	Nota 3.4.	15	-	-	11	-	-
Koszty finansowe netto	Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	Nota 3.4.	-	(7)	-	-	(13)	-
	Różnice kursowe	Nota 3.3.	(9)	-	-	16	-	-
	Odpis z tytułu utraty wartości	Nota 3.3.	42	-	-	(129)	-	-
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	Nota 3.3.	-	239	-	-	45	-
Przychody ze sprzedaży w podziale na produkty	Korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających	Nota 3.1.	-	-	570	-	-	(378)
Zużycie surowców i materiałów	Koszt transakcji zabezpieczających ceny gazu	Nota 3.2.	-	-	1	-	-	16
			7	232	571	(143)	32	(362)
Wpływ na pozostałe całkowite dochody								
Zyski/straty z wyceny instrumentów pochodnych w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych [część skuteczna]					1 490			(77)
Reklasyfikacja wyceny do rachunku zysków i strat w związku z realizacją (rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych)					(571)			362
					919			285
Wpływ na całkowite dochody			7	232	1 490	(143)	32	(77)
Zmiana w kapitałach odniesiona na zapasy					(97)			(204)

7.2. Pochodne instrumenty finansowe

Zasady rachunkowości

Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń

Pochodne instrumenty finansowe, zawarte w celu zabezpieczenia ryzyka Grupy, 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. Grupa dopuszcza też zawieranie transakcji spekulacyjnych, jednak są one ściśle kontrolowane i ograniczone przez limity ryzyka.

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 odpowiedniego ujęcia w księgach zabezpieczanego ryzyka zmian cen zakupu gazu oraz kursu walutowego (EUR/PLN i USD/PLN) związanego z przyszłymi zakupami/sprzedażą 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 odrębnej pozycji kapitałów własnych (Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń), w takiej części, w jakiej dany instrument stanowi skuteczne zabezpieczenie związanej z nim pozycji zabezpieczanej. Część nieskuteczną odnosi się w rachunek zysków i strat. Wynik skuteczny zabezpieczenia odniesiony przez okres jego trwania na kapitał jest przenoszony z kapitału do początkowego kosztu wartości zapasów lub wpływa na wynik ze sprzedaży gazu.

Grupa zaprzestaje klasyfikowania instrumentów jako zabezpieczające, jeżeli instrument pochodny wygaśnie, zostanie sprzedany, rozwiązany lub zrealizowany 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 i EUR w kontraktach na przyszłe zakupy/sprzedaż towaru. Kontrakt forward rozliczany do średniej/swap walutowy ma rozliczenie nierzeczywiste wynikające z różnicy pomiędzy ceną wykonania a uśrednioną ceną z danego miesiąca.
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/sprzedaży gazu.

Instrumenty pochodne nieobjęte 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 elektryczną¹ 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 CO₂ Futures to wystandaryzowana transakcja umożliwiająca sprzedaż bądź zakup uprawnień do emisji CO₂ 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 CO₂.

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.²

1. EE- futures Phelix na energię elektryczną zawierany na giełdzie EEX

2. Forwardy na energię elektryczną oraz gaz zawierane na Towarowej Giełdzie Energii S.A.

	2019		2018	
	Aktywa	Zobowiązania	Aktywa	Zobowiązania
Instrumenty pochodne, dla których stosowana jest rachunkowość zabezpieczeń	1 088	306	390	358
Instrumenty pochodne, dla których nie jest stosowana rachunkowość zabezpieczeń	1 539	991	928	802
Razem	2 627	1 297	1 318	1 160

Instrumenty pochodne zabezpieczające w rachunkowości zabezpieczeń

Typ instrumentu pochodnego	2019					2018		
	Wartość bazowa instrumentu (w mln)	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 (w mln)	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 i sprzedaż gazu

Forward	Wartość bazowa instrumentu (w mln)	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 (w mln)	Okres wystąpienia przepływów pieniężnych i ich wpływu na wynik finansowy	Wartość godziwa instrumentów podlegających rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych
USD	371 USD	do 3 lat	3,34-3,76	3,65	54	901 USD	do 3 lat	216
USD	601 USD	do 3 lat	3,80-3,99	3,86	(39)	77 USD	1-3 m-cy	(1)
EUR	970 EUR	do 3 lat	4,40-4,57	4,46	120	1 354 EUR	do 3 lat	50
EUR	-	-	-	-	-	438 EUR	do 3 lat	(18)
EUR/USD	42 EUR	do 3 lat	1,14-1,18	1,16	2	-	-	-
					137			247

Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu i sprzedaży gazu

Swap TTF DA	41 MWh	do 3 lat	12,18-21,71	18,55	807	9 MWh	do 3 lat	67
Swap TTF MA	2 MWh	1-3 m-cy	12,2	12,20	(1)	2 MWh	1-3 m-cy	(9)
Swap TTF DA	12 MWh	do 12 m-cy	13,03-19,51	16,74	(254)	3 MWh	do 3 lat	(54)
Swap GASPOOL DA	4 MWh	do 3 lat	15,97-21,98	19,00	105	6 MWh	do 3 lat	57
Swap GASPOOL DA	-	-	-	-	-	16 MWh	do 3 lat	(276)
HH NYMEX	15 MMBTU	do 3 lat	2,35-2,66	2,48	(12)	-	-	-
					645			(215)
			Razem		782	Razem		32
			W tym:	Aktywa	1 088	W tym:	Aktywa	390
				Zobowiązania	306		Zobowiązania	358

2019

Typ instrumentu zabezpieczającego	Wartość nominalna	Wartość bilansowa		Nazwa pozycji w bilansie, która zawiera instrument zabezpieczający	Zmiana wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego stosowanego jako podstawa ujęcia nieefektywności zabezpieczenia w danym okresie	Zyski lub straty z tytułu zabezpieczenia dla okresu sprawozdawczego, które zostały ujęte w innych całkowitych dochodach	Kwota nieefektywności zabezpieczenia ujęta w rachunku zysków i strat	Pozycja zestawienia całkowitych dochodów (rachunku zysków i strat) w której ujęto kwotę nieefektywności	Kwota przeklasyfikowana z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do wyniku finansowego jako korekta z tytułu przeklasyfikowania	Pozycja w sprawozdaniu z całkowitych dochodów (rachunku zysków i strat), która zawiera korektę z tytułu przeklasyfikowania
		Aktywa	Zobowiązania							
ZABEZPIECZENIA PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH										
RYZYO WALUTOWE										
Forwardy na kupno waluty (USD)	3 688	54	39	Pochodne instrumenty finansowe	287	72	-	Przychody / koszty operacyjne	-	nie dotyczy
Forwardy rozliczane do średniej na sprzedaż waluty (EUR)	186	2	-	Pochodne instrumenty finansowe	2	2	-	Przychody / koszty operacyjne	-	Przychody ze sprzedaży gazu
Forwardy rozliczane do średniej na sprzedaż waluty (EUR)	4 133	120	-	Pochodne instrumenty finansowe	444	129	288	Przychody / koszty operacyjne	(25)	Przychody ze sprzedaży gazu
RYZYO CEN TOWARÓW										
Kontrakty basis swap na indeksy cen gazu	88	1	1	Pochodne instrumenty finansowe	396	286	85	Przychody / koszty operacyjne	(276)	Przychody ze sprzedaży gazu
Kontrakty swap na indeksy cen gazu	2 899	911	254	Pochodne instrumenty finansowe	1 547	1 013	713	Przychody / koszty operacyjne	(269)	Przychody ze sprzedaży gazu
Kontrakty swap na indeksy cen produktów ropopochodnych	128	-	12	Pochodne instrumenty finansowe	(18)	(11)	(6)	Przychody / koszty operacyjne	-	nie dotyczy
ZABEZPIECZENIE WARTOŚCI GODZIWEJ										
Razem	11 122	1 088	306	-	2 658	1 491	1 080	-	(570)	-

2018

Typ instrumentu zabezpieczającego	Wartość nominalna	Wartość bilansowa		Nazwa pozycji w bilansie, która zawiera instrument zabezpieczający	Zmiana wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego stosowanego jako podstawa ujęcia nieefektywności zabezpieczenia w danym okresie	Zyski lub straty z tytułu zabezpieczenia dla okresu sprawozdawczego, które zostały ujęte w innych całkowitych dochodach	Kwota nieefektywności zabezpieczenia ujęta w rachunku zysków i strat	Pozycja zestawienia całkowitych dochodów (rachunku zysków i strat), w której ujęto kwotę nieefektywności	Kwota przeklasyfikowana z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do wyniku finansowego jako korekta z tytułu przeklasyfikowania	Pozycja w sprawozdaniu z całkowitych dochodów (rachunku zysków i strat), która zawiera korektę z tytułu przeklasyfikowania		
		Aktywa									Zobowiązania	
		Aktywa	Zobowiązania								Aktywa	Zobowiązania
ZABEZPIECZENIA PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH												
RYZYKO WALUTOWE												
Forwardy na kupno waluty (USD)	3 678	216	1	Pochodne instrumenty finansowe	215	418	-	Przychody / koszty operacyjne	-	-		
Forwardy rozliczane do średniej na sprzedaż waluty (EUR)	7 707	50	18	Pochodne instrumenty finansowe	27	30	-	Przychody / koszty operacyjne	(3)	Przychody ze sprzedaży gazu		
RYZYKO CEN TOWARÓW												
Kontrakty basis swap na indeksy cen gazu	208	34	9	Pochodne instrumenty finansowe	25	(193)	-	Przychody / koszty operacyjne	217	Przychody ze sprzedaży gazu		
Kontrakty swap na indeksy cen gazu	3 081	90	330	Pochodne instrumenty finansowe	(189)	(359)	(10)	Przychody / koszty operacyjne	164	Przychody ze sprzedaży gazu		
Kontrakty swap na indeksy cen produktów ropopochodnych	-	-	-	Pochodne instrumenty finansowe	-	28	-	Przychody / koszty operacyjne	-	-		
ZABEZPIECZENIE WARTOŚCI GODZIWEJ												
Razem	14 674	390	358	-	78	(76)	(10)	-	378	-		

Wpływ zabezpieczenia przepływów pieniężnych przedstawia poniższa tabela.

Pozycje zabezpieczane	2019			2018		
	Zmiana wartości pozycji zabezpieczanej stosowanej jako podstawa ujęcia nieefektywności zabezpieczenia w danym okresie	Saldo rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych dla kontynuowanych zabezpieczeń	Saldo pozostające w rezerwie z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych z tytułu wszelkich powiązań zabezpieczających, dla których nie stosuje się już rachunkowości zabezpieczeń	Zmiana wartości pozycji zabezpieczanej stosowanej jako podstawa ujęcia nieefektywności zabezpieczenia w danym okresie	Saldo rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych dla kontynuowanych zabezpieczeń	Saldo pozostające w rezerwie z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych z tytułu wszelkich powiązań zabezpieczających, dla których nie stosuje się już rachunkowości zabezpieczeń
RYZIKO WALUTOWE						
Zabezpieczenie gazu (USD)	(287)	16	-	215	215	-
Zabezpieczenie gazu (EUR/USD)	(2)	2	-	-	-	-
Zabezpieczenie gazu (EUR)	(156)	93	38	(27)	32	(5)
RYZIKO CEN TOWARÓW						
Kontrakty na gaz indeksowane do miesięcznych indeksów cen gazu	(310)	33	1	(25)	25	1
Kontrakty na gaz indeksowane do dziennych indeksów cen gazu	(846)	606	133	179	(182)	2
Kontrakty na gaz indeksowane do miesięcznych indeksów cen produktów ropopochodnych	15	(12)	-	-	-	-
Razem	(1 586)	738	172	342	90	(2)

Zmiany stanu rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych przedstawia poniższa tabela.

	2019	2018
Stan na początek okresu	88	8
RYZIKO WALUTOWE		
Zyski lub straty wynikające z zabezpieczenia, ujęte w pozostałych całkowitych dochodach w ciągu okresu sprawozdawczego	202	448
Kwota przeklasyfikowana z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do rachunku zysków i strat jako korekta z tytułu przeklasyfikowania	(25)	(3)
Kwota przeniesiona z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych i ujęta jako korekta wartości bilansowej zapasów	(271)	(194)
RYZIKO CEN TOWARÓW		
Zyski lub straty wynikające z zabezpieczenia, ujęte w pozostałych całkowitych dochodach w ciągu okresu sprawozdawczego	1 287	(524)
Część straty przeniesiona do rachunku zysków i strat w związku z brakiem oczekiwania wystąpienia pozycji zabezpieczanej	-	(1)
Kwota przeklasyfikowana z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do rachunku zysków i strat jako korekta z tytułu przeklasyfikowania	(545)	381
Kwota przeniesiona z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych i ujęta jako korekta wartości bilansowej zapasów	174	(11)
Kwota przeklasyfikowana z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do rachunku zysków i strat jako korekta z tytułu przeklasyfikowania dla tych powiązań dla których rachunkowość zabezpieczeń nie jest już stosowana	-	(16)
Stan na koniec okresu	910	88

Instrumenty pochodne nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń

Typ instrumentu pochodnego	2019		2018	
	Wartość bazowa instrumentu (w mln)	Wartość godziwa instrumentów niepodlegających rachunkowości zabezpieczeń	Wartość bazowa instrumentu (w mln)	Wartość godziwa instrumentów niepodlegających rachunkowości zabezpieczeń
Pochodne instrumenty dotyczące ryzyka stopy procentowej oraz ryzyka kursowego				
CCIRS				
NOK	2 318 NOK	90	2 318 NOK	94
Forward				
EUR	608 EUR	89	573 EUR	16
EUR	1 EUR	-	97 EUR	(8)
EUR	610 EUR	(49)	336 EUR	(15)
		130		87
Pochodne instrumenty ekonomicznie zabezpieczające ceny zakupu energii elektrycznej				
Forward				
Energia Elektryczna TGE	12 MWh	18	0,25 MWh	12
Energia Elektryczna TGE	1 MWh	(5)	8 MWh	(7)
Energia Elektryczna OTC	1 MWh	34	1 MWh	75
Energia Elektryczna OTC	1 MWh	(22)	2 MWh	(97)
Futures				
Energia Elektryczna EEX AG	2 MWh	69	5 MWh	203
Energia Elektryczna EEX AG	3 MWh	(81)	5 MWh	(180)
		13		6
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu i sprzedaży gazu				
Forward				
Gaz OTC	16 MWh	393	30 MWh	305
Gaz OTC	13 MWh	(310)	33 MWh	(342)
Futures				
Gaz TGE	2 MWh	(54)	-	-
Gaz ICE ENDEX B.V.	4 MWh	91	7 MWh	85
Gaz ICE ENDEX B.V.	4 MWh	(92)	5 MWh	(63)
Gaz POWERNEXT SA	2 MWh	40	6 MWh	74
Gaz POWERNEXT SA	3 MWh	(72)	6 MWh	(59)
Swap				
GASPOOL DA	9 MWh	235	-	-
GASPOOL DA	7 MWh	(99)	-	-
Swap TTF MA	-	-	1 MWh	2
Swap TTF DA	21 MWh	473	5 MWh	37
Swap TTF MA	9 MWh	(44)	1 MWh	(11)
Swap TTF DA	9 MWh	(159)	2 MWh	(7)
		402		21
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny ropy naftowej				
Futures				
Ropa naftowa ICE Futures Europe	-	-	-	11
Ropa naftowa ICE Futures Europe	-	-	-	(11)
		-		-
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu praw do emisji CO₂				
Forward	24 EUR	(1)	2 EUR	-
Forward	-	-	16 EUR	-
Futures	3 t	(1)	1 t	-
		(2)		-
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu akcji				
Opcje	9 mln szt akcji	5	9 mln szt akcji	12
	Razem	548	Razem	126
	W tym:		W tym:	
	Aktywa	1 539	Aktywa	928
	Zobowiązania	991	Zobowiązania	802

Wycena aktywów oraz zobowiązań z tytułu pochodnych instrumentów finansowych klasyfikowana jest do poziomu 1 i 2 w hierarchii wartości godziwej. W 1 poziomie hierarchii wartości godziwej do wyceny wykorzystywane są notowania rynkowe cen instrumentów natomiast w 2 poziomie wycena przy zastosowaniu obserwowalnych danych wejściowych innych 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 towarowe 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 Finansowego, 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	2019	2018
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (środki pieniężne w banku oraz lokaty bankowe)	3 037	3 925
Środki pieniężne o długoterminowym ograniczeniu możliwością dysponowania	190	207
Należności z tyt. dostaw i usług	4 511	4 864
Udzielone pożyczki	723	576
Razem	8 461	9 572

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 2019 roku wyniósł: 40%, 15% oraz 10% całego salda środków pieniężnych (w 2018 roku udział procentowy trzech banków kształtował się na poziomie: 39%, 38% oraz 6%).

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, odzwierciedlającej 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).

	Raiting wg agencji	2019		2018	
		Lokaty bankowe	Instrumenty pochodne (aktywa)	Lokaty bankowe	Instrumenty pochodne (aktywa)
Bank\Instytucja Finansowa	A+	231	508	165	88
Bank\Instytucja Finansowa	A	-	1 149	-	156
Bank\Instytucja Finansowa	A-	448	39	45	20
Bank\Instytucja Finansowa	A2 (Raiting wg agencji 'Moody's)	19	264	956	145
Bank\Instytucja Finansowa	Baa1 (Raiting wg agencji 'Moody's)	-	-	-	83
Bank\Instytucja Finansowa	BB-	9	-	39	-
Bank\Instytucja Finansowa	BBB+	1 049	15	1 115	43
Bank\Instytucja Finansowa	BBB	-	-	35	4
Bank\Instytucja Finansowa	BBB-	10	-	-	-
Giełdy	-	-	216	-	374
Rynek OTC	-	-	431	-	393
Bank\Instytucja Finansowa, pozostałe	-	1	5	-	12
Razem		1 767	2 627	2 355	1 318

7.3.1.2. Ryzyko kredytowe związane z należnościami

Ryzyko kredytowe w odniesieniu do należności z tytułu dostaw i usług rozumiane jest jako ryzyko rozliczeniowe mogące narazić Grupę na poniesienie straty lub niekorzystną zmianę sytuacji finansowej w wyniku niewykonania zobowiązania przez kontrahenta, w tym ryzyko koncentracji związane z nadmierną ekspozycją wobec jednego podmiotu.

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 Giełd Towarowych (IRGiT) zapewnia bezpieczeństwo rozliczeń każdemu Członkowi Izby w razie niewypłacalności poszczególnych uczestników rynku. 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, obejmujące odpowiednie zapisy, mające na celu zabezpieczenie należności handlowych.

W 2019 roku Jednostka Dominująca wprowadziła w Grupie jednolity model zarządzania ryzykiem kredytowym w odniesieniu do swoich kontrahentów, mający na celu zagwarantowanie odpowiednich standardów w zakresie oceny wiarygodności kredytowej partnerów handlowych, stosowania zabezpieczeń umownych oraz zagwarantowanie bezpieczeństwa procesu w całej Grupie.

Wdrożone jednolite zasady zarządzania ryzykiem kredytowym w Grupie Kapitałowej, mają na celu uregulowanie procesu przyznawania limitów kredytowych kontrahentom (w tym kontrahentom wspólnym) oraz odpowiednie zabezpieczenie ściągłości należności handlowych. Dodatkowo, cały proces został objęty wewnętrznym systemem raportowania ekspozycji na ryzyko kredytowe oraz poziomu należności przeterminowanych. Grupa ogranicza ekspozycję na ryzyko kredytowe związane z należnościami handlowymi poprzez regularne dokonywanie oceny wiarygodności kredytowej swoich

kontrahentów, ustalanie limitów kredytowych, stosowanie odpowiednich zabezpieczeń wiarytelności oraz ciągły monitoring sytuacji finansowej swoich odbiorców.

W przypadku kontrahentów indywidualnych służby windykacyjne na bieżąco monitorują stan należności przeterminowanych od pierwszego dnia powstania należności. W ramach realizowanego wewnątrznie procesu przedsądowego stosowane są standardowe sekwencje czynności windykacyjnych, m.in.: powiadomienie o istniejących zaległościach (sms/email, rozmowa telefoniczna), wezwanie do zapłaty, zawiadomienie oraz wstrzymanie dostaw paliwa gazowego na podstawie art. 6b ust 1 pkt. 2) Ustawy Prawo energetyczne. W ostateczności Grupa wypowiada umowy z powodu braku zapłaty. W dalszej kolejności sprawy kierowane są na drogę postępowania sądowego i egzekucyjnego. Wierzytelności nieodzyskane w ramach przewidzianych procedurami działań windykacyjnych kierowane są do sprzedaży.

W Grupie nie występuje koncentracja ryzyka kredytowego. Na dzień 31 grudnia 2019 roku saldo należności z tytułu dostaw i usług od największych trzech odbiorców stanowiło odpowiednio 7,0%, 3,5%, 2,3% salda należności z tytułu dostaw i usług (31 grudnia 2018 r.: 6,3%, 5,0%, 3,7%).

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](#).

Na dzień 31 grudnia 2019 roku udział procentowy banków, z którymi zawarto najwięcej (wartościowo) transakcji dotyczących instrumentów pochodnych, których wycena jest pozytywna wynosi: 47%, 22% oraz 12% (2018 r.: 38%, 15% oraz 10%).

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 Grupy 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:

	Ryzyko rynkowe	Podjęcie do zarządzania ryzykiem
Wpływ na wyniki finansowe	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. Ryzyko jest zabezpieczane ekonomicznie poprzez zawieranie pochodnych instrumentów zabezpieczających.
	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.

Grupa stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych w odniesieniu do przyszłych, wysoce prawdopodobnych przepływów pieniężnych wynikających z zakupu/sprzedaży gazu i produktów ropopochodnych. W odniesieniu do prognozowanych zakupów i sprzedaży po cenach wynikających z przyszłych indeksów TGE, Grupa zabezpiecza niejawni komponent ryzyka stanowiący wielkość indeksu TTF DA.

Na podstawie przeprowadzonych analiz historycznych za okres 2 ostatnich lat (co wynika z faktu, że Grupa zabezpiecza ryzyko towarowe w horyzoncie 2 lat), Grupa oceniła, że historycznie zmiana indeksu TTF odpowiadała średnio za około 116% zmienności ceny zakupu/sprzedaży gazu po cenie bieżącej na TGE. Grupa sprawdziła też, że występuje ujemne skorelowanie indeksu TTF i kursu walutowego.

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 2018 i 2017 roku.

2019	Wartość bilansowa	TTF,EE - 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	2 265	48	57	246	2
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	1 201	(247)	(4)	(44)	(59)
Wpływ zmian cen TTF, EE*		(199)	53	202	(57)

*TTF, EE - objaśnienia skrótów podano w nocie 7.2.

2018	Wartość bilansowa	TTF,EE - 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	928	10	2	152	500
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	1 116	(164)	(601)	(10)	-
Wpływ zmian cen TTF, EE*		(154)	(599)	142	500

*TTF, EE - objaśnienia skrótów podano w nocie 7.2.

7.3.2.2. Ryzyko walutowe

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

W ramach realizacji strategii zarządzania ryzykiem polegającej w szczególności na zarządzaniu ryzykiem otwartej pozycji netto w kontraktach dotyczących zakupu i sprzedaży gazu oraz produktów ropopochodnych, Grupa zabezpiecza ryzyko walutowe wynikające z obrotu gazem i produktami ropopochodnymi w kontraktach rozliczanych w walucie obcej poprzez zawieranie odpowiednich walutowych instrumentów pochodnych.

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.**)),
- Instrumenty pochodne typu CCIRS zabezpieczające pożyczkę udzieloną spółce PGNiG Upstream Norway AS w NOK (pożyczka eliminowana w sprawozdaniu skonsolidowanym) (**nota 7.2.**),
- Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (**nota 5.4.**)

Głównym celem działań Grupy w zakresie zabezpieczania ryzyka walutowego jest ograniczenie zmienności przychodów netto związanych z obrotem gazem i produktami ropopochodnymi (zakupy, sprzedaż) wynikających z płatności dokonywanych w EUR lub USD oraz z płatności dokonywanych w PLN, ale wynikających z ekonomicznej indeksacji cen towarów do EUR.

Jednostka dominująca stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych w odniesieniu do przyszłych, wysoce prawdopodobnych walutowych kosztów zakupu gazu i produktów ropopochodnych w kontraktach rozliczanych w EUR lub USD oraz ekonomicznie indeksowanych do EUR. Grupa wyznacza jako pozycję zabezpieczaną komponent ryzyka stanowiący kurs EUR/PLN w tych kontraktach zakupu i/lub sprzedaży gazu, dla których cena nie jest ustalona w żadnej z walut, ale powoduje powstanie ekspozycji m.in. na kurs EUR/PLN. Szczegóły dotyczące zawartych transakcji zabezpieczających przedstawiono w **nocie 7.2.**

Na podstawie przeprowadzonych analiz Grupa potwierdziła, że zmiany kursu walutowego mają istotny wpływ na kształtowanie się cen gazu na rynku polskim. W związku z powszechną wiedzą, że ceny gazu w Polsce są silnie powiązane z cenami gazu w Niemczech oraz na podstawie przeprowadzonych analiz, pomimo że komponent walutowy nie jest wprost określony w cenie gazu na rynku polskim, Grupa uznaje komponent taki za możliwy do wyodrębnienia i wiarygodnej wyceny.

W oparciu o analizy historyczne za okres 2 ostatnich lat (co wynika z faktu, że Grupa zabezpiecza ryzyko walutowe w horyzoncie 2 lat), Grupa oceniła, że historycznie zmiana kursu walutowego odpowiadała średnio za około 10% zmienności ceny zakupu/sprzedaży gazu po cenie bieżącej (tj. innych, niż wynikających z kontraktów kupna/sprzedaży gazu po cenie ustalonej w momencie zawarcia kontraktu / zmiany warunków).

W odniesieniu do ryzyka walutowego wynikającego ze zobowiązań handlowych z tytułu płatności/należności w obcych walutach (głównie USD i EUR), w 2019 roku Grupa stosowała zabezpieczenie poprzez wykorzystanie instrumentów pochodnych typu: forward oraz forward rozliczany do średniej/swap walutowy. 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 2019 roku).

2019	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	4 511	1 173	57	-	(57)	-	22	-	(22)	-	12	-	(12)	-	Nota 6.2.2.
Pochodne instrumenty finansowe (aktywa)	2 627	355	-	-	7	315	-	295	-	-	-	-	84	-	Nota 7.2.
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	3 037	927	41	-	(41)	-	32	-	(32)	-	-	-	-	-	Nota 5.4.
Zobowiązania finansowe															
Zobowiązanie z tytułu zadłużenia	6 753	1 741	(56)	-	56	-	(85)	-	85	-	-	-	-	-	Nota 5.2.
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 608	1 479	(39)	-	39	-	(75)	-	75	-	(4)	-	4	-	Nota 6.2.3.
Pochodne instrumenty finansowe (zobowiązania)	1 297	89	(6)	(315)	-	-	-	-	(295)	(84)	-	-	-	-	Nota 7.2.
Wpływ zmian kursów			(3)	(315)	4	315	(106)	295	106	(295)	(76)	-	76	-	

2018	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	4 864	990	51	-	(51)	-	23	-	(23)	-	3	-	(3)	-	Nota 6.2.2.
Pochodne instrumenty finansowe (aktywa)	1 318	377	-	-	47	285	-	293	-	-	-	-	-	-	Nota 7.2.
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	3 925	971	22	-	(22)	-	53	-	(53)	-	2	-	(2)	-	Nota 5.4.
Zobowiązania finansowe															
Zobowiązanie z tytułu zadłużenia	3 702	1 174	(29)	-	29	-	(66)	-	66	-	-	-	-	-	Nota 5.2.
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 411	1 014	(57)	-	57	-	(20)	-	20	-	(3)	-	3	-	Nota 6.2.3.
Pochodne instrumenty finansowe (zobowiązania)	1 160	43	(47)	(285)	-	-	-	-	(293)	-	-	-	-	-	Nota 7.2.
Wpływ zmian kursów			(60)	(285)	60	285	(10)	293	10	(293)	2	-	(2)	-	

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 - CCIRS, IRS poza rachunkowością zabezpieczeń (**nota 7.2.**).

Grupa monitoruje ryzyko rynkowe (walutowe i stopy procentowej) poprzez analizę wrażliwości i miarę wartości narażonej na ryzyko VaR. VaR (value at risk) czyli wartość zagrożona oznacza, że maksymalna strata z tytułu zmiany wartości rynkowej (godziwej) z określonym prawdopodobieństwem (np. 99%) nie będzie większa niż ta wartość w okresie kolejnych n dni roboczych. VaR szacowany jest metodą wariacji – 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 godziwej danej pozycji, jednakże ze względu na fakt, że pozycje te (z wyjątkiem instrumentów pochodnych) są wyceniane według zamortyzowanego kosztu, zmiana wartości godziwej 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.

	2019				2018				
	Wartość bilansowa	Saldo oprocentowane wg stopy zmiennej	Zmiana oprocentowania o +30 pb	Zmiana oprocentowania o - 30 pb	Wartość bilansowa	Saldo oprocentowane wg stopy zmiennej	Zmiana oprocentowania o +30 pb	Zmiana oprocentowania o - 30 pb	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	3 037	1 767	5	(5)	3 925	2 355	7	(7)	<i>Nota 5.4.</i>
Instrumenty pochodne CIRS poza rachunkowością zabezpieczeń - aktywa	90	1 001	-	-	94	1 003	(106)	106	<i>Nota 7.2.</i>
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	6 746	5 091	(15)	15	3 702	1 393	(4)	4	<i>Nota 5.2.</i>
Wpływ z uwzględnieniem rachunkowości zabezpieczeń			(10)	10			(103)	103	

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 wyłączać 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 2018 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 5.2.**

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.

2019	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	3 014	164	60	602	1 050	4 890	4 893
Zobowiązania z tytułu leasingu	45	31	193	135	1 609	2 013	1 840
Pozostałe	-	-	-	20	-	20	20
Zobowiązania z tytułu dostaw	3 076	47	80	17	36	3 256	3 256
Zobowiązania z tytułu instrumentów pochodnych							
Forward							
- wpływy	267	257	38	54	-	616	-
- wypływy	(254)	(222)	(38)	(39)	-	(553)	426
Pozostałe instrumenty pochodne							
- wpływy	184	400	20	50	-	654	-
- wypływy	(640)	(636)	(40)	(66)	-	(1 382)	869
Zobowiązania finansowe – wpływy	6 984	1 069	218	744	1 086	10 101	-
Zobowiązania finansowe z uwzględnieniem wpływów z instrumentów pochodnych	6 533	412	160	640	1 086	8 831	11 304

2018	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	9	210	645	429	93	1 386	1 385
Dłużne papiery wartościowe	2 300	-	-	-	-	2 300	2 298
Zobowiązania z tytułu leasingu	4	3	8	4	-	19	19
Zobowiązania z tytułu dostaw	2 455	46	63	12	39	2 615	2 615
Zobowiązania z tytułu instrumentów pochodnych							
Forward							
- wpływy	2 340	3 110	1 132	-	-	6 582	-
- wypływy	(2 299)	(3 245)	(1 124)	-	-	(6 668)	488
Pozostałe instrumenty pochodne							
- wpływy	91	317	129	-	-	537	-
- wypływy	(103)	(423)	(145)	-	-	(671)	670
Zobowiązania finansowe – wpływy	7 166	3 924	1 977	441	132	13 640	-
Zobowiązania finansowe z uwzględnieniem wpływów z instrumentów pochodnych	4 735	497	716	441	132	6 521	7 475

8. Noty pozostałe

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

2019	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%

2018	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%

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.

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	
		2019	2018
Pozostałe aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży	Przetarg (oczekiwany termin zbycia 2019 - 2020 rok)	14	46
Razem		14	46

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 pochodzącego z odpisów zwiększa się o wpływy pochodzące z oprocentowania aktywów funduszu. Z uwagi na ograniczenia formalno-prawne związane 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](#))

Oплата 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.

Należności z tytułu leasingu finansowego ujmowane są w kwocie odpowiadającej sumie minimalnych, należnych Grupie opłat leasingowych zdyskontowanych o stopę procentową leasingu. Różnica pomiędzy wartością księgową majątku oddanego w leasing, a wartością godziwą tego majątku odnoszona jest na przychody przyszłych okresów.

	2019	2018
Pozostałe aktywa trwale	1 375	1 363
Udzielone pożyczki	700	562
Środki pieniężne o długoterminowym ograniczeniu możliwością dysponowania	190	207
Oplata przyłączeniowa	120	125
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie	32	30
Nieruchomości inwestycyjne	155	153
Zaliczki na środki trwałe w budowie pozostałe, niedotposzukiwania	77	182
Należności finansowe (przekazane kaucje, gwarancje i inne)	26	67
Pozostałe aktywa trwale	75	37
Pozostałe aktywa obrotowe	259	204
Papiery wartościowe i inne inwestycje dłużne	71	70
Ubezpieczenia majątkowe	52	43
Pozostałe aktywa obrotowe	136	91

Zmiany wartości bilansowej brutto pożyczek udzielonych

	Pożyczki udzielone		
	12-miesięczna oczekiwana strata	oczekiwana strata w okresie całego życia	z rozpoznaną utratą wartości
Wartość bilansowa brutto na dzień 1 stycznia 2018	551	-	50
Splacone aktywa finansowe	(300)	-	(3)
Nowo rozpoznane aktywa finansowe	371	25	-
Pozostały wpływ	(62)	-	8
Wartość bilansowa brutto na dzień 31 grudnia 2018	560	25	55
Splacone aktywa finansowe	(16)	(3)	(4)
Nowo rozpoznane aktywa finansowe	138	7	-
Pozostały wpływ	22	-	4
Wartość bilansowa brutto na dzień 31 grudnia 2019	704	29	55

Zmiana odpisów z tytułu utraty wartości bilansowej brutto udzielonych pożyczek w bieżącym okresie

	Pożyczki udzielone		
	12-miesięczna oczekiwana strata	oczekiwana strata w okresie całego życia	z rozpoznaną utratą wartości
Stan na 1 stycznia 2018	54	-	49
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	88	-	4
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(123)	-	(3)
Wpływ zmian kursów walutowych oraz pozostałe	(10)	-	5
Stan na 31 grudnia 2018	9	-	55
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	3	-	3
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(1)	-	(4)
Wpływ zmian kursów walutowych oraz pozostałe	-	-	1
Stan na 31 grudnia 2019	11	-	55

8.5. Aktywa i zobowiązania warunkowe

Tytuł aktywa warunkowego	2019	2018
Szacunek kwoty		
Otrzymane weksle	-	1
Przyznane dofinansowanie	187	218
Pozostałe aktywa warunkowe	14	14
Razem	201	233

Wartość aktywów warunkowych w bieżącym okresie wynika głównie z uzyskania dofinansowania przez Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. projektów związanych z budową gazociągów w celu rozwoju gazyfikacji.

Tytuł zobowiązania warunkowego	2019	2018
Szacunek kwoty		
Gwarancje i poręczenia	3 808	3 504
Wystawione weksle	552	784
Pozostałe	11	8
Razem	4 371	4 296

Największą pozycją zobowiązań warunkowych na koniec 2019 roku jest gwarancja wystawiona przez Jednostkę Dominującą na rzecz państwa norweskiego z tytułu wykonywania przez spółkę PUN prac na norweskim szelfie kontynentalnym, której wartość na koniec 2019 roku ujęta w pozycji Gwarancje i poręczenia wynosi (po przeliczeniu na złoty) 2 672 mln (2 698 mln na koniec 2018 roku).

Wzrost wartości zobowiązań warunkowych z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji w bieżącym okresie związany jest przede wszystkim z wystawieniem nowych gwarancji należytego wykonania umowy, będących zabezpieczeniem dostaw gazu oraz udzielenia poręczenia na zabezpieczenie spłaty zobowiązań spółek Grupy z tytułu umów kredytów i pożyczek.

Po przeprowadzonej na dzień bilansowy analizie prawdopodobieństwa wpływu korzyści ekonomicznych, wartość zobowiązań warunkowych Grupy z tytułu wystawionych weksli na koniec 2019 roku uległa zmniejszeniu.

8.6. 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 Rada Nadzorcza Jednostki Dominującej i jej jednostek zależnych). Podmiotem kontrolującym Grupę jest Skarb Państwa.

8.6.1. Transakcje z jednostkami, których udziałowcem/akcjonariuszem jest PGNiG lub jednostka zależna

	2019			2018		
	Wspólne przedsięwzięcia	Pozostałe podmioty powiązane	Razem	Wspólne przedsięwzięcia	Pozostałe podmioty powiązane	Razem
Obroty i przychody/koszty za okres						
Sprzedaż produktów i usług	54	13	67	56	10	66
Przychody z tytułu odsetek od pożyczek	34	4	38	4	4	8
Razem	88	17	105	60	14	74
Zakup usług, towarów i materiałów	(77)	(60)	(137)	(21)	(11)	(32)
Zakup środków trwałych w budowie	(109)	(3)	(112)	(29)	(4)	(33)
Zakup zapasów	(450)	(19)	(469)	(441)	(16)	(457)
Razem	(636)	(82)	(718)	(491)	(31)	(522)
Saldo na koniec okresu						
Należności z tytułu dostaw i usług i pozostałe	12	2	14	9	2	11
Udzielone pożyczki	694	30	724	550	26	576
W tym, kwota odpisów z tytułu utraty wartości	(11)	(55)	(66)	(9)	(55)	(64)
Razem	706	32	738	559	28	587
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	61	7	68	71	6	77
Zobowiązania pozostałe	6	-	6	-	-	-
Razem	67	7	74	71	6	77

W 2019 roku Jednostka Dominująca ani spółki od niej zależne nie zawarły żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż warunki rynkowe.

8.6.2. 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.

	2019	2018
Przychody	5 871	8 270
Koszty	(1 687)	(1 705)
Należności	919	1 188
Zobowiązania	23	116

Powyższe dane dotyczą transakcji z podmiotami nadzorowanymi przez Prezesa Rady Ministrów oraz wymienionymi w Rozporządzeniu Prezesa Rady Ministrów z dnia 5 grudnia 2019 roku w sprawie wykazu spółek, w których prawa z akcji Skarbu Państwa wykonują inni niż Prezes Rady Ministrów członkowie Rady Ministrów, pełnomocnicy Rządu lub państwowe osoby prawne, w tym jednoosobowe spółki Skarbu Państwa

8.6.3. Informacje o świadczeniach dla kluczowego personelu Grupy Kapitałowej

	2019			2018		
	Zarząd	Rada Nadzorcza	Razem	Zarząd	Rada Nadzorcza	Razem
Jednostki dominującej	11,0	0,7	11,7	6,1	0,7	6,8
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze	10,6	0,7	11,3	6,0	0,7	6,7
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	0,4	-	0,4	0,1	-	0,1
Jednostek zależnych	23,6	5,2	28,8	22,4	4,0	26,4
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze	22,9	5,2	28,1	20,6	4,0	24,6
Świadczenia po okresie zatrudnienia	0,4	-	0,4	0,4	-	0,4
Pozostałe świadczenia długoterminowe	0,3	-	0,3	0,4	-	0,4
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	-	-	-	1,0	-	1,0
Razem	34,6	5,9	40,5	28,5	4,7	33,2

Więcej informacji na temat wynagrodzeń kluczowego personelu kierowniczego oraz polityki wynagrodzeń w GK PGNiG zaprezentowano w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG.

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

Zarówno w 2019 roku, a także w 2018 roku osoby zarządzające i nadzorujące jednostki GK PGNiG nie otrzymały pożyczek.

8.7. 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 prowadzone są przez Grupę głównie na terenie Polski, a także na obszarze Norwegii oraz Pakistanu. W szczególności polegają na poszukiwaniu i wydobyciu 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 działania w rozumieniu MSSF 11 w ramach inwestycji realizowanych w Norwegii na licencjach PL146, PL333, PL460, PL939, PL1009 oraz PL1017 na których sprawowała współkontrolę.

Na dzień 31 grudnia 2019 roku Grupa posiadała ponadto udziały w innych licencjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, które obejmują między innymi złoża Skarv, Gina Krog, Morvin, Vilje, Vale, Tommeliten Alpha oraz Duva. 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, że 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, które spełniają definicję wspólnych działań w rozumieniu MSSF 11.

Więcej informacji na temat wspólnych działań znajduje się w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG.

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

2019

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 wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Plotki”	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy (Grupa ORLEN) 49%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym Górowo Iławieckie	Polska	PGNiG S.A. 51%; LOTOS Petrobaltic S.A. 49%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym "Poznań"	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy (Grupa ORLEN) 49%	Poszukiwanie i wydobycie 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 wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Warszawa-Południe”	Polska	FX Energy (Grupa ORLEN) 81,82%; PGNiG S.A. 18,18%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesji Kirthar	Pakistan	PGNiG S.A. 70%; Pakistan Petroleum Ltd. 30%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL460	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 35%; AkerBP 65%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL939	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 30%; Equinor 70%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL1009	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 30%; ConocoPhillips 65%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL1017	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 50%; Equinor 50%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL146/PL333	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 22.2%; Equinor 77.8%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej

2018

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 wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Plotki”	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy (Grupa ORLEN) 49%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym Górowo Iławieckie	Polska	PGNiG S.A. 51%; LOTOS Petrobaltic S.A. 49%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym "Poznań"	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy (Grupa ORLEN) 49%	Poszukiwanie i wydobycie 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 wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Warszawa-Południe”	Polska	FX Energy (Grupa ORLEN) 81,82%; PGNiG S.A. 18,18%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesji Kirthar	Pakistan	PGNiG S.A. 70%; Pakistan Petroleum Ltd. 30%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL460	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 35%; AkerBP 65%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej

8.8. Zmiany w strukturze Grupy w okresie sprawozdawczym

Data	Spółka	Zdarzenie
4 kwietnia 2019	PGNiG Finance AB i likwidation	Zakończono proces likwidacji spółki PGNiG Finance AB i likwidation, która była w likwidacji od 15 stycznia 2018 roku.
24 maja 2019	GAZOTECH Sp. z o.o.	Przedsiębiorstwo Inwestycyjne GAZOTECH Sp. z o.o. została wykreślona Krajowego Rejestru Sądowego.
16 września 2019	Sahara Petroleum Technology Llc w likwidacji	Sahara Petroleum Technology Llc w likwidacji z siedzibą w Muscat zakończyła byt prawny.
7 października 2019	Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych na Życie	Podpisany został Akt zawiązania Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych na Życie. KNF wydała zezwolenie na wykonywanie działalności przez Polski Gaz TUW na Życie oraz zatwierdziła jego Statut w dniu 5 listopada 2019 roku. Rejestracja w KRS nastąpiła 22 listopada 2019 roku.

8.9. Inne istotne informacje

8.9.1. Wynagrodzenie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych

	2019	2018
Badanie rocznych jednostkowych sprawozdań finansowych i rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej	1,91	1,76
Inne usługi poświadczające, w tym za przegląd sprawozdań finansowych	0,43	0,52
Pozostałe usługi	1,22	0,30
Razem	3,56	2,58

Podmiotem uprawnionym do badania i przeglądu sprawozdań finansowych Jednostki Dominującej i części spółek zależnych oraz skonsolidowanych sprawozdań Grupy Kapitałowej PGNiG była firma PKF Consult Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.k. (Deloitte Polska Sp. z o.o. Sp.k. w 2018 roku)

Umowa została zawarta w dniu 12 kwietnia 2019 roku i obejmuje lata 2019 – 2020.

PKF Consult Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.k.. świadczyła ponadto usługi przeglądu i inne dozwolone usługi dla spółek z Grupy Kapitałowej.

8.10. Zdarzenia po dniu bilansowym

Data	Spółka	Zdarzenie
9 stycznia 2020 roku	PGNiG S.A.	Rada Nadzorcza powołała z dniem 10 stycznia 2020 roku nowy skład Zarządu PGNiG S.A. na wspólną VI kadencję. Szczegółowe informacje można znaleźć w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. oraz Grupy Kapitałowej PGNiG.
9 stycznia 2020 roku	PGNiG Upstream Norway AS	W dniu 9 stycznia 2020 roku spełniony został warunek zawieszający umowy zakupu przez PGNiG Upstream Norway AS udziałów w złożu Duva od Pandion Energy w przedmiocie uzyskania wymaganych zgód administracyjnych w Norwegii.
27 lutego 2020 roku	PGNiG S.A.	Rada Nadzorcza podjęła decyzję o powołaniu z dniem 27 lutego 2020 roku (w efekcie wyboru przez pracowników PGNiG) Pani Magdaleny Zegarskiej w skład wspólnej VI kadencji Zarządu Spółki na stanowisko Wiceprezesa Zarządu.

Zarząd PGNiG S.A.:

Prezes Zarządu

Jerzy Kwieciński

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Wiceprezes Zarządu

Robert Perkowski

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Wiceprezes Zarządu

Arkadiusz Sekściński

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Wiceprezes Zarządu

Przemysław Waclawski

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Wiceprezes Zarządu

Jarosław Wróbel

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Wiceprezes Zarządu

Magdalena Zegarska

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Osoba odpowiedzialna
za sporządzenie
Skonsolidowanego
sprawozdania
finansowego

Aleksandra Sobieska-Moroz

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Warszawa, 10 marca 2020 roku