



Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG za 2020 rok

sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi
Standardami Sprawozdawczości Finansowej
zatwierdzonymi przez Unię Europejską

2020



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	11
2.1 Główne informacje o Grupie i segmentach sprawozdawczych	11
2.2 Dane liczbowe dotyczące segmentów sprawozdawczych.	13
2.3 Przychody ze sprzedaży w podziale na segmenty	15
2.4 Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności	16
3. Noty objaśniające do rachunku zysków i strat	19
3.1 Przychody ze sprzedaży	19
3.2 Koszty operacyjne	21
3.3 Pozostałe przychody i koszty operacyjne	23
3.4 Koszty finansowe netto	23
3.5 Zysk na akcję	23
4. Noty objaśniające dotyczące opodatkowania	24
4.1 Podatek dochodowy	24
5. Noty objaśniające do sprawozdania z przepływów pieniężnych oraz informacje dotyczące zadłużenia	28
5.1 Uzgodnienie zadłużenia	28
5.2 Zobowiązania z tytułu zadłużenia	29
5.3 Kapitał własny, dywidendy i polityka zarządzania kapitałem	32
5.4 Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	33
5.5 Pozostałe wyjaśnienia dotyczące skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych	34
6. Noty objaśniające do sprawozdania z sytuacji finansowej	35
6.1 Aktywa trwałe rzeczowe i niematerialne	35
6.2 Kapitał obrotowy	45
6.3 Rezerwy i zobowiązania	50
7. Noty dotyczące instrumentów finansowych i zarządzania ryzykiem finansowym	56
7.1 Instrumenty finansowe	56
7.2 Pochodne instrumenty finansowe	60
7.3 Zasady zarządzania ryzykiem finansowym	66
8. Noty pozostałe	74
8.1 Aktywa przeznaczone do sprzedaży	74
8.2 Pozostałe aktywa	74
8.3 Informacje o transakcjach z podmiotami powiązаныmi	76
8.4 Wspólne działania	78
8.5 Zmiany w strukturze Grupy w okresie sprawozdawczym	80
8.6 Inne istotne informacje	80
8.7 Zdarzenia po dniu bilansowym	81

Sprawozdania podstawowe

Skonsolidowany rachunek zysków i strat	Nota	2020	2019
Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego*	Nota 3.1.	27 715	30 430
Przychody ze sprzedaży pozostałe*	Nota 3.1.	11 482	11 593
Przychody ze sprzedaży		39 197	42 023
Koszt gazu	Nota 3.2.	(19 808)	(26 686)
Wpływ aneksu zawartego z PAO Gazprom/OOO Gazprom Export na koszty gazu w latach 2014-2019	Nota 3.2.	4 915	-
Zużycie innych surowców i materiałów	Nota 3.2.	(3 224)	(2 977)
Świadczenia pracownicze	Nota 3.2.	(3 381)	(3 168)
Usługi przesyłowe		(1 048)	(1 053)
Pozostałe usługi	Nota 3.2.	(1 888)	(1 828)
Podatki i opłaty		(911)	(782)
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	Nota 3.3.	(159)	(442)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby		1 102	1 076
Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	Nota 3.2.	(1 786)	(659)
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	Nota 2.2.	13 009	5 504
Amortyzacja	Nota 2.2.	(3 424)	(3 056)
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	Nota 2.2.	9 585	2 448
Koszty finansowe netto	Nota 3.4.	35	(54)
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	Nota 2.4.	(595)	(235)
Zysk przed opodatkowaniem		9 025	2 159
Podatek dochodowy	Nota 4.1.	(1 685)	(788)
Zysk netto		7 340	1 371
Zysk netto przypadający:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej		7 340	1 371
Udziałom niekontrolującym		-	-
Średnia ważona liczba akcji zwykłych (mln szt.)		5 778	5 778
Zysk na akcję podstawowy i rozwodniony (w PLN)	Nota 3.5.	1,27	0,24
Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów	Nota	2020	2019
Zysk netto		7 340	1 371
Różnice kursowe z przeliczenia sprawozdań jednostek zagranicznych		(10)	(14)
Rachunkowość zabezpieczeń	Nota 7.1.3	(1 217)	919
Podatek odroczony**		231	(175)
Udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności		(1)	-
Pozostałe całkowite dochody podlegające przeklasyfikowaniu do wyniku		(997)	730
Straty aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych		(69)	(32)
Podatek odroczony		13	6
Udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności		(2)	(7)
Pozostałe całkowite dochody nie podlegające przeklasyfikowaniu do wyniku		(58)	(33)
Pozostałe całkowite dochody netto		(1 055)	697
Łączne całkowite dochody		6 285	2 068
Łączne całkowite dochody przypadające:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej		6 285	2 068
Udziałom niekontrolującym		-	-

** W bieżącym okresie Spółka dokonała zmiany prezentacji przychodów ze sprzedaży gazu propan-butan, więcej informacji w [nocie 2.3](#).

** W bieżącym okresie Grupa dokonała zmiany prezentacji wartości podatku odroczonego w stosunku do okresu porównawczego – wartość 19 mln PLN została przeniesiona do skonsolidowanego sprawozdania ze zmian w kapitale własnym, do pozycji „Zmiana w kapitałach odniesiona na zapasy netto”. Szerzej na ten temat w objaśnieniach do skonsolidowanego sprawozdania ze zmian w kapitale własnym.

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych	Nota	2020	2019
Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej			
Zysk netto		7 340	1 371
Amortyzacja		3 424	3 056
Podatek dochodowy bieżącego okresu		1 685	788
Wynik z działalności inwestycyjnej		1 618	433
Pozostałe korekty niepieniężne	Nota 5.5.2.	782	(384)
Podatek dochodowy zapłacony	Nota 4.1.1.	(1 745)	(852)
Zmiana stanu kapitału obrotowego	Nota 5.5.1.	1 014	526
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej		14 118	4 938
Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej			
Wydatki na nabycie środków trwałych w budowie dotyczących poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	Nota 2.2.	(952)	(1 215)
Wydatki na pozostałe rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	Nota 2.2.	(4 843)	(4 854)
Wydatki na nabycie udziałów w jednostkach powiązanych		(2)	(1)
Wydatki na nabycie krótkoterminowych papierów wartościowych		(523)	(10)
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych		134	30
Pozostałe pozycje netto		(68)	(102)
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej		(6 254)	(6 152)
Przepływy pieniężne z działalności finansowej			
Wpływy z tytułu zadłużenia	Nota 5.1.	496	3 851
Wydatki z tytułu zadłużenia	Nota 5.1.	(3 605)	(2 868)
Wyplacone dywidendy	Nota 5.3.	(520)	(636)
Pozostałe pozycje netto		(24)	(20)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej		(3 653)	327
Przepływy pieniężne netto		4 211	(887)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu		3 037	3 925
Różnice kursowe dotyczące środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	Nota 5.5.3.	(148)	(1)
Odpisy aktualizujące środki pieniężne i ich ekwiwalenty	Nota 5.5.3.	(2)	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu		7 098	3 037



Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Nota	2020	2019
AKTYWA			
Rzeczowe aktywa trwałe	Nota 6.1.1.	42 565	40 002
Wartości niematerialne	Nota 6.1.2.	693	729
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	Nota 4.1.2.	42	32
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności	Nota 2.4.	966	1 564
Pochodne instrumenty finansowe		143	237
Pozostałe aktywa	Nota 8.2.	1 834	1 375
Aktywa trwałe		46 243	43 939
Zapasy	Nota 6.2.1.	2 684	4 042
Należności	Nota 6.2.2.	5 288	5 504
Pochodne instrumenty finansowe	Nota 7.2.	1 310	2 390
Pozostałe aktywa	Nota 8.2.	217	259
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	Nota 5.4.	7 098	3 037
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	Nota 8.1.	31	14
Aktywa obrotowe		16 628	15 246
AKTYWA RAZEM		62 871	59 185
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		(16)	739
Skumulowane pozostałe całkowite dochody		(315)	(246)
Zyski zatrzymane		36 939	30 097
Kapitał własny akcjonariuszy jednostki dominującej		44 126	38 108
Kapitał własny udziałowców niekontrolujących		(1)	(1)
KAPITAŁ WŁASNY RAZEM		44 125	38 107
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	Nota 5.1.	3 859	3 507
Pochodne instrumenty finansowe		285	20
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	Nota 6.3.1.	1 046	890
Rezerwa na koszty likwidacji, rekultywacji oraz koszty naprawy środowiska	Nota 6.3.2.	3 241	2 510
Pozostałe rezerwy	Nota 6.3.3.	135	124
Dotacje	Nota 6.3.4.	695	705
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	Nota 4.1.2.	2 228	2 383
Pozostałe zobowiązania	Nota 6.3.5.	177	239
Zobowiązania długoterminowe		11 666	10 378
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	Nota 5.1.	325	3 245
Pochodne instrumenty finansowe	Nota 7.2.	1 113	1 277
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków *	Nota 6.2.3.	3 297	3 487
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	Nota 6.3.1.	468	398
Rezerwa na koszty likwidacji, rekultywacji oraz koszty naprawy środowiska	Nota 6.3.2.	70	61
Pozostałe rezerwy	Nota 6.3.3.	789	701
Dotacje	Nota 6.3.4.	49	48
Pozostałe zobowiązania	Nota 6.3.5.	969	1 483
Zobowiązania krótkoterminowe		7 080	10 700
ZOBOWIĄZANIA RAZEM		18 746	21 078
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM		62 871	59 185

* W tym podatek dochodowy: 168 mln PLN (2019: 132 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 2019	5 778	1 740	73	(112)	-	(91)	0	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*	-	-	744	(14)	-	(26)	(7)	-	697	-	697
Całkowite dochody razem	-	-	744	(14)	-	(26)	(7)	1 371	2 068	-	2 068
Zmiana w kapitałach odniesiona na zapasy netto*	-	-	(78)	-	-	-	-	-	(78)	-	(78)
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
Zysk netto	-	-	-	-	-	-	-	7 340	7 340	-	7 340
Pozostałe całkowite dochody netto	-	-	(986)	(10)	-	(56)	(3)	-	(1 055)	-	(1 055)
Całkowite dochody razem	-	-	(986)	(10)	-	(56)	(3)	7 340	6 285	-	6 285
Zmiana w kapitałach odniesiona na zapasy netto	-	-	231	-	-	-	-	-	231	-	231
Dywidenda	-	-	-	-	-	-	-	(520)	(520)	-	(520)
Zmiany w Grupie	-	-	-	-	-	-	-	22	22	-	22
Stan na 31 grudnia 2020	5 778	1 740	(16)	(132)	-	(173)	(10)	36 939	44 126	(1)	44 125

* W bieżącym okresie Grupa dokonała zmiany prezentacji wartości podatku odroczonego prezentowanego w skonsolidowanym sprawozdaniu z całkowitych dochodów względem danych zaprezentowanych za okres zakończony 31 grudnia 2019 roku. Zmiana polega na przesunięciu podatku odroczonego naliczonego od rachunkowości zabezpieczeń w części odnoszonej na zapasy, dotychczas prezentowanego w skonsolidowanym sprawozdaniu z całkowitych dochodów, bezpośrednio do skonsolidowanego sprawozdania ze zmian w kapitale własnym, do pozycji „Zmiana w kapitałach odniesiona na zapasy netto”. W wyniku tej modyfikacji pozycja „Zmiana w kapitałach odniesiona na zapasy” prezentowana jest w wartości netto, tj. łącznie z podatkiem odroczonym. Dane za porównawczy okres zakończony 31 grudnia 2019 roku zostały skorygowane o kwotę 19 mln PLN.

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, Polska
Rejestracja	Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy XIII Wydział Gospodarczy KRS, Polska
KRS	0000059492
REGON	012216736
NIP	525-000-80-28
Podstawowe miejsce prowadzenia działalności gospodarczej	Polska

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna jest spółką dominującą (PGNiG S.A., 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). W okresie sprawozdawczym nie wystąpiły zmiany w nazwie jednostki lub innych danych identyfikacyjnych.

Na dzień przekazania skonsolidowanego sprawozdania finansowego za 2020 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. Na dzień 31 grudnia 2020 roku nie występuje jednostka dominująca dla GK PGNiG, która sporządzałyby skonsolidowane sprawozdanie finansowe dostępne do użytku publicznego (nie występuje też jednostka dominująca najwyższego szczebla, która takie sprawozdanie by sporządzała).

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

GK PGNiG posiada wiodącą pozycję w wielu 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, jednostek stowarzyszonych 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, z wyjątkiem jednostki GK Polimex-Mostostal S.A., która w skonsolidowanym sprawozdaniu Grupy Kapitałowej wyceniana jest metodą praw własności – więcej na ten temat w [nocie 2.4.1](#).

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.

Jednostki stowarzyszone ujmowane są zgodnie z zasadami przedstawionymi w [nocie 2.4](#).

Wspólne ustalenia umowne ujmowane są zgodnie z zasadami przedstawionymi w [notach 2.4](#) oraz [8.5](#).

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. W związku ze stabilnymi wynikami finansowymi i dobrą sytuacją płynnościową, 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, ujmują się w wyniku finansowym. Różnice kursowe stanowiące część zysku/straty z wyceny instrumentu zabezpieczającego w rachunkowości zabezpieczeń ujmują się w pozostałych całkowitych dochodach.

Dane finansowe jednostek i oddziałów znajdujących się poza granicami kraju, objętych skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym, wymagają przeliczenia na walutę prezentacji Grupy, tj. PLN. W tym celu dane wyrażone w walucie obcej, wynikające ze sprawozdań z sytuacji finansowej, przeliczone są po średnim kursie obowiązującym na koniec okresu sprawozdawczego (ogłoszonym dla danej waluty przez NBP), natomiast dane 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 25 marca 2021 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 2020 roku:

Zmiany do MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych” oraz MSR 8 „Zasady (polityka) rachunkowości, zmiany wartości szacunkowych i korygowanie błędów” – definicja terminu „istotny”

Grupa zastosowała zmiany do MSR 1 oraz MSR 8 od 1 stycznia 2020 roku

Opis	<p>Informacje są istotne, jeżeli w racjonalny sposób można oczekiwać, że ich pominięcie, zniekształcenie lub ich nieprzejrzystość może wpływać na decyzje głównych użytkowników sprawozdania finansowego ogólnego przeznaczenia podejmowane na podstawie takiego sprawozdania, zawierającego informacje finansowe dotyczące konkretnej jednostki sprawozdawczej. Istotność uzależniona jest od charakteru lub wielkości informacji bądź od obu tych czynników. Jednostka ocenia, czy informacje, same w sobie lub w połączeniu z innymi informacjami, są istotne w kontekście całości sprawozdania finansowego.</p> <p>Informacje są nieprzejrzyste, jeżeli są przekazywane w sposób, który dla głównych użytkowników sprawozdań finansowych ma podobne skutki jak pominięcie lub zniekształcenie tych informacji.</p>
Wpływ wdrożenia standardu	Zmiana definicji pojęcia „istotny” nie miało znaczącego wpływu na sprawozdanie finansowe Grupy.

Zmiany do MSSF 9 „Instrumenty finansowe”, MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena” oraz MSSF 7 „Instrumenty finansowe: ujawnianie informacji” – reforma IBOR

Grupa zastosowała zmiany do MSSF 9, MSR 39 oraz MSSF 7 od 1 stycznia 2020 roku

Opis	<p>Zmiany do standardów zawierają tymczasowe odstępstwa od stosowania szczególnych wymogów rachunkowości zabezpieczeń, które umożliwiają kontynuowanie rachunkowości zabezpieczeń w okresie niepewności przed zmianą aktualnego wskaźnika referencyjnego stopy procentowej na alternatywną stopę procentową bliską wolnej od ryzyka (RFR). Zmiany zawierają szereg odstępstw w odniesieniu do wszystkich powiązań zabezpieczających, na które reforma wskaźnika referencyjnego stopy procentowej wywiera bezpośredni wpływ.</p> <p>Reforma wskaźnika referencyjnego stopy procentowej wywiera bezpośredni wpływ na powiązanie zabezpieczające tylko wówczas, gdy reforma ta prowadzi do powstania niepewności co do:</p> <ul style="list-style-type: none"> • wskaźnika referencyjnego stopy procentowej (określonego w umowie lub określonego inaczej niż w umowie) wyznaczonego jako zabezpieczane ryzyko, lub • harmonogramu lub kwoty przepływów pieniężnych opartych na wskaźniku referencyjnym stopy procentowej wynikających z pozycji zabezpieczanej lub z instrumentu zabezpieczającego. <p>Zastosowanie odstępstw jest obligatoryjne.</p> <p>Odstępstwa dotyczą:</p> <ul style="list-style-type: none"> • oceny, czy planowana transakcja (lub jej komponent) jest wysoce prawdopodobna, • oceny, czy oczekuje się, że wystąpią zabezpieczane przyszłe przepływy pieniężne, w kontekście przekwalifikowania ich do rachunku zysków i strat, • oceny powiązania ekonomicznego pomiędzy pozycją zabezpieczaną a instrumentem zabezpieczającym, <p>dla każdego z powyższych, przy założeniu, że wskaźnik referencyjny stopy procentowej, na którym opierają się zabezpieczane przepływy pieniężne (określone w umowie lub określone inaczej niż w umowie), nie ulega zmianie w wyniku reformy wskaźnika referencyjnego stopy procentowej,</p> <ul style="list-style-type: none"> • wyznaczenia komponentu pozycji jako pozycji zabezpieczanej. <p>Jeżeli reforma IBOR ma wpływ na komponent wskaźnika referencyjnego dla ryzyka stopy procentowej, to wymóg wyodrębnienia komponentu ryzyka musi być spełniony wyłącznie w momencie ustanowienia powiązania zabezpieczającego. W sytuacji, gdy instrumenty zabezpieczające i pozycje zabezpieczane mogą zostać dodane lub usunięte z otwartego portfela w ramach realizowanej strategii zabezpieczającej, wymóg wyodrębnienia musi zostać spełniony jedynie wtedy, gdy pozycje zabezpieczane są desygnowane przy początkowym ujęciu powiązania zabezpieczającego. W zakresie, w jakim instrument zabezpieczający jest zmieniany w taki sposób, by przepływy pieniężne opierały się na RFR, a pozycja zabezpieczana nadal bazuje na IBOR (lub odwrotnie), nie ma odstępstwa od konieczności wyceny i ujmowania nieefektywnej części zabezpieczenia, które powstaje na skutek różnic w zmianie ich wartości godziwej. W przypadku braku któregośkolwiek ze zdarzeń opisanych</p>
------	---

	w zmianach wskazanych standardów, odstępstwa są kontynuowane przez czas nieokreślony. Jeżeli jednostka desygnuje grupę pozycji jako pozycję zabezpieczaną, wówczas wymogi dotyczące zaprzestania stosowania odstępstw stosuje się indywidualnie do każdej pozycji z grupy.
Wpływ wdrożenia standardu	<p>W pierwszym etapie wdrożenia reforma stawek referencyjnych dotyczy przede wszystkim procesu rachunkowości zabezpieczeń instrumentów zabezpieczających stopę procentową. W związku z tym, że Grupa nie posiada na dzień 31 grudnia 2020 roku powiązań zabezpieczających dla tego typu instrumentów, w tym zakresie reforma IBOR nie będzie miała wpływu na sprawozdanie finansowe Grupy.</p> <p>W kolejnym etapie reformy, w związku z zastąpieniem stawek IBOR stawkami wolnymi od ryzyka, Grupa może odnotować marginalny wpływ na wycenę instrumentów finansowych opartych o stawki IBOR. Tabela A przedstawia sumy wartości netto posiadanych instrumentów finansowych indeksowanych do stopy zmiennej w podziale na obecne stawki referencyjne.</p>

Zmiany do MSSF 16 „Leasing”- Ulgi w czynszach związane z COVID-19

Grupa zastosowała zmiany do MSSF 16 od 1 czerwca 2020 roku

Opis	<p>Zmiana do MSSF 16 „Leasing” dotyczy sposobu ujęcia ulg w płatnościach czynszu udzielonych leasingobiorcom w wyniku pandemii COVID-19. Leasingobiorca może skorzystać z praktycznego rozwiązania polegającego na nieprzeprowadzaniu oceny, czy ulga w czynszu udzielona w wyniku COVID-19 stanowi zmianę leasingu. Leasingobiorca, który korzysta z praktycznego rozwiązania, ujmuje wszelkie zmiany opłat leasingowych wynikające z ulgi w czynszu w taki sam sposób, w jaki ująłby je, gdyby zmiana ta nie stanowiła zmiany leasingu.</p> <p>Praktyczne rozwiązanie może być zastosowane jedynie do ulg w czynszach przyznawanych bezpośrednio w związku pandemią COVID-19 i tylko wtedy, gdy spełniono wszystkie poniższe warunki:</p> <ul style="list-style-type: none"> zmiana opłat leasingowych prowadzi do zaktualizowanego wynagrodzenia za leasing, które jest zasadniczo takie samo bądź niższe niż wynagrodzenie za leasing obowiązujące bezpośrednio przed tą zmianą, jakiegokolwiek obniżenie opłat leasingowych dotyczy jedynie płatności pierwotnie wymagalnych w dniu 30 czerwca 2021 roku lub przed tą datą, inne warunki leasingu nie zostały znacząco zmienione.
Wpływ wdrożenia standardu	W 2020 roku Grupa nie otrzymała ulg w czynszach związanych z pandemią COVID-19, w związku z tym zmiany do MSSF 16 nie mają wpływu na skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy.

Tabela A - Wartości netto posiadanych instrumentów finansowych indeksowanych do stopy zmiennej w podziale na obecne stawki referencyjne

	Stawka referencyjna	Ekspozycja	
		Długoterminowe	Krótkoterminowe
Aktywa finansowe		405	114
	WIBOR 1M	-	102
	WIBOR 3M	35	5
	WIBOR 6M	370	7
		1 854	250
Zobowiązania finansowe	WIBOR 1M	239	44
	EONIA	-	113
	EURIBOR 1M	-	92
	EURIBOR 3M	845	-
	LIBOR 3M	770	1
Pochodne instrumenty finansowe		45	-
	WIBOR 3M	45	-

2. Opis Grupy Kapitałowej i segmenty sprawozdawcze

2.1 Główne informacje o Grupie i segmentach sprawozdawczych

Skonsolidowane sprawozdanie zawiera dane Jednostki Dominującej oraz:

- 14 jednostek bezpośrednio zależnych od PGNiG,
- 9 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.

Udziały niedające kontroli, występujące w jednostkach zależnych, 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 sprawozdawczych



POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE

- PGNiG SA (działalność związana z poszukiwaniem i wydobyciem)
- Exalo Drilling SA
- Oil Tech International – F.Z.E. [Zjednoczone Emiraty Arabskie]
- Exalo Drilling Ukraine LCC [Ukraina]
- Zakład Gospodarki Mieszkaniowej sp. z o.o.
- Exalo Diament sp. z o.o. w organizacji ¹
- Geofizyka Toruń SA
- PGNiG Upstream Norway AS [Norwegia]
- PGNiG Upstream North Africa B.V. [Holandia] * Libia
- GEOFIZYKA Kraków SA w likwidacji w upadłości ²



OBRÓT I MAGAZYNOWANIE

- PGNiG SA (działalność związana z obrotem i magazynowaniem)
- Gas Storage Poland sp. z o.o.
- PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.
- PGNiG Supply & Trading GmbH [Niemcy]
- PST Europe Sales GmbH [Niemcy]
- Xool GmbH [Niemcy]



DYSTRYBUCCJA

- Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
- PSG Inwestycje sp. z o.o.
- GAZ sp. z o.o.



WYTWARZANIE

- PGNiG TERMIKA SA
- PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa SA








POZOSTAŁE SEGMENTY

- PGNiG SA (pozostała działalność)
- PGNiG GAZOPROJEKT SA
- Geovita SA w Warszawie
- PGNiG SERWIS sp. z o.o.
- PGNiG TECHNOLOGIE SA
- Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych
- PGNiG Finance AB i likwidation [Szwecja] * cała Europa ³

- Spółki bezpośrednio zależne od PGNiG SA
- Spółki pośrednio zależne od PGNiG SA
- Spółki niekonsolidowane na koniec bieżącego okresu
- [] kraj rejestracji jednostki (inny niż Polska)
- * główne miejsce prowadzenia działalności (inne niż kraj rejestracji)

- ¹ Spółka Exalo Diament sp. z o.o. została zawiązana w dniu 22 grudnia 2020 r., rejestracja spółki w KRS jeszcze się nie odbyła
- ² Spółka GEOFIZYKA Kraków SA w likwidacji w upadłości została wyłączona z konsolidacji od dnia 12 marca 2020 r. w związku z ogłoszeniem upadłości
- ³ W dniu 4 kwietnia 2019 r. proces likwidacji spółki PGNiG Finance AB i likwidation został zakończony

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 decydem operacyjnym (CODM) jest Zarząd Jednostki Dominującej.

Segment	Opis segmentu	Segmenty operacyjne i kryteria agregacji
<p>Poszukiwanie i wydobycie</p> 	<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.</p> <p>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>
<p>Obrót i magazynowanie</p> 	<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.</p> <p>Segment wykorzystuje podziemne magazyny gazu w Polsce w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz budowy portfela gazu odpowiadającemu zapotrzebowaniu, które podlega wahaniom sezonowym.</p> <p>Główne przesłanki stanowiące podstawę do dokonania agregacji segmentów operacyjnych do segmentu sprawozdawczego to: podobieństwo produktów i usług, podobieństwo w zakresie rodzaju klientów odbierających produkty/usługi oraz podobna charakterystyka ekonomiczna.</p>
<p>Dystrybucja</p> 	<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>
<p>Wytwarzanie</p> 	<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 spółki zależne.</p> <p>Główne przesłanki stanowiące podstawę do dokonania agregacji segmentów operacyjnych do segmentu sprawozdawczego to podobieństwo sprzedawanych produktów i usług, podobieństwo w zakresie rodzaju klientów odbierających produkty/usługi oraz podobna charakterystyka ekonomiczna.</p>
<p>Pozostałe segmenty</p> 	<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.

2020	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Suma	Uzgodnienie do danych skonsolidowanych*	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 754	29 850	4 603	1 844	146	39 197		
Sprzedaż między segmentami	1 858	793	81	929	338	3 999		
Przychody razem	4 612	30 643	4 684	2 773	484	43 196	(3 999)	39 197
EBITDA	927	9 580	2 157	930	(546)	13 048	(39)	13 009
Amortyzacja	(1 248)	(223)	(1 094)	(795)	(64)	(3 424)	-	(3 424)
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	(321)	9 357	1 063	135	(610)	9 624	(39)	9 585
Odpisy rzeczowego majątku trwałego, wartości niematerialnych, prawa do użytkowania aktywów oraz ich odwrócenie	(1 683)	(5)	(5)	(7)	(86)	(1 786)	-	(1 786)
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	(609)	-	-	-	14	(595)	-	(595)
Wydatki pieniężne z tytułu nabycia rzeczowego majątku trwałego i WN	(2 397)	(49)	(2 763)	(507)	(116)	(5 832)	37	(5 795)
Rzeczowe aktywa trwałe	14 994	3 153	18 588	5 476	651	42 862	(297)	42 565
Zatrudnienie**	6 534	3 026	11 517	1 817	1 714	24 608		

*Eliminacje i korekty konsolidacyjne

**Bez zatrudnienia w spółkach wycenianych metodą praw własności

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 na działalności operacyjnej (EBIT)	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 pieniężne 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

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

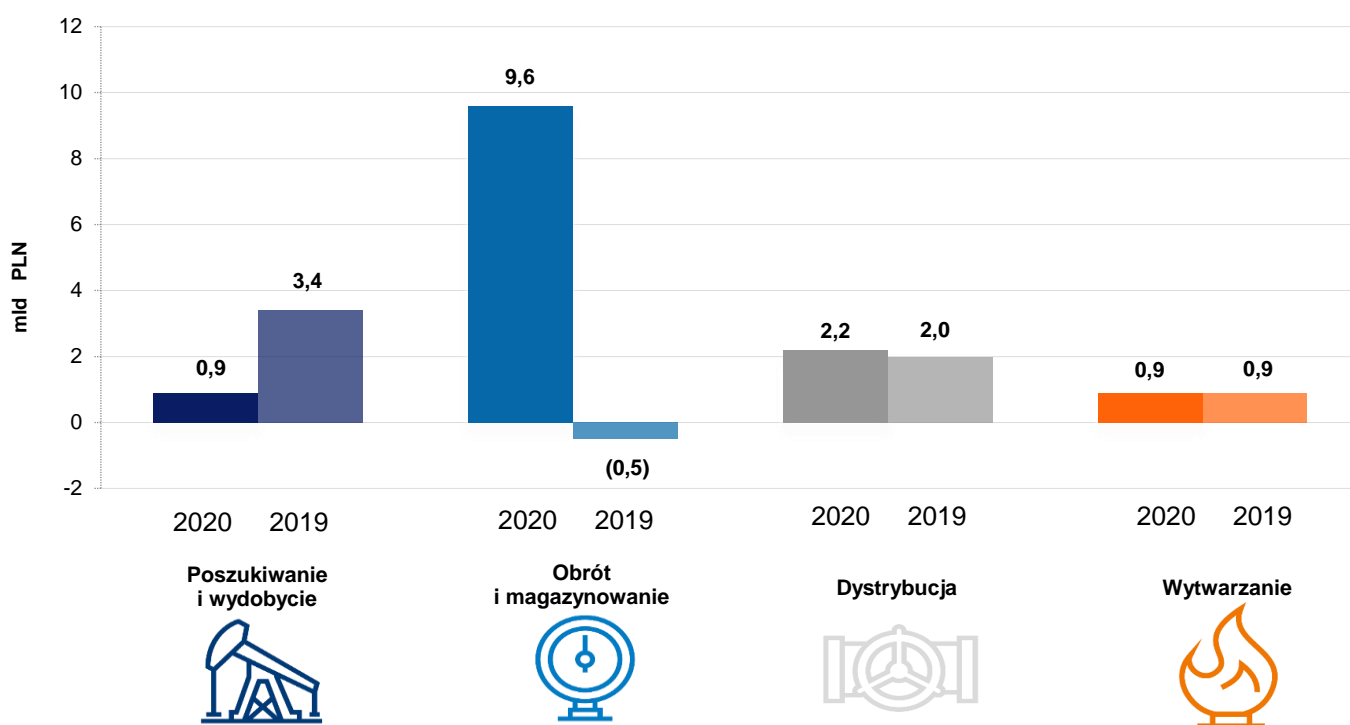
Zarząd analizuje wyniki segmentów korzystając z podstawowych mierników wyników, tj.: zysk netto segmentu, a także kluczowych wskaźników efektywności takich jak EBITDA, który nie stanowi miernika wystandaryzowanego.

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.

2020	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Uzgodnienie do danych skonsolidowanych*	Razem
Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego**, w tym:	2 512	27 135	-	-	-	(1 932)	27 715
Gaz wysokometanowy	1 437	25 175	-	-	-	(1 493)	25 119
Gaz zaazotowany	1 053	776	-	-	-	(432)	1 397
Gaz LNG	22	72	-	-	-	(9)	85
Gaz CNG	-	50	-	-	-	2	52
Korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających	-	1 062	-	-	-	-	1 062
Przychody ze sprzedaży pozostałe**, w tym:	2 100	3 508	4 684	2 773	484	(2 067)	11 482
Dystrybucja gazu i ciepła	-	-	4 389	78	-	(73)	4 394
Ropa naftowa łącznie z gazoliną	1 412	-	-	-	-	-	1 412
Gaz NGL	79	-	-	-	-	-	79
Sprzedaż ciepła	-	-	-	1 469	-	-	1 469
Sprzedaż energii elektrycznej	-	2 858	-	1 053	-	(1 110)	2 801
Przychody ze sprzedaży usług:							
- wiertniczo-serwisowych	108	-	-	-	-	(5)	103
- geofizyczno-geologicznych	119	-	-	-	-	-	119
- budowlano-montażowych	31	2	-	-	100	(81)	52
- opłaty przyłączeniowej	-	-	234	-	-	-	234
- pozostałych	53	145	38	18	359	(281)	332
Inne**	298	503	23	155	25	(517)	487
Przychody ogółem	4 612	30 643	4 684	2 773	484	(3 999)	39 197

2019	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Uzgodnienie do danych skonsolidowanych*	Razem
Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego**, w tym:	3 117	30 008	-	-	-	(2 695)	30 430
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
Korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających	-	570	-	-	-	-	570
Przychody ze sprzedaży pozostałe**, w tym:	2 705	3 242	4 587	2 565	500	(2 006)	11 593
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**	244	530	142	127	27	(584)	486
Przychody ogółem	5 822	33 250	4 587	2 565	500	(4 701)	42 023

*Eliminacje i korekty konsolidacyjne

**W bieżącym okresie spółka dokonała zmiany prezentacji przychodów ze sprzedaży gazu propan-butan - przychody ze sprzedaży tego produktu zostały przeniesione z pozycji „Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego” (poprzednio „Przychody ze sprzedaży gazu”) do pozycji „Przychody ze sprzedaży pozostałe”. Dane porównawcze za okres zakończony 31 grudnia 2019 roku zostały skorygowane o 66 mln PLN.

2.4 Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności

Zasady rachunkowości

Wspólne ustalenia umowne

Wspólne ustalenie umowne obejmują:

- wspólne działania (opisane w [nocy 8.5.](#))
- 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 współkontrolni do dnia bilansowego, pomniejszonych o utratę wartości. Straty jednostek współzależnych przekraczające wartość udziału Grupy nie są rozpoznawane. Niezrealizowane zyski i straty wynikające z transakcji pomiędzy Grupą a jednostką współzależną podlegają włączeniom konsolidacyjnym zgodnie z udziałem Grupy w kapitałach jednostki współzależnej. Metodą praw własności w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG wycenia się również spółki stowarzyszone, na które GK PGNiG wywiera znaczący wpływ.

Znaczący wpływ

Jeżeli jednostka posiada bezpośrednio lub pośrednio (np. poprzez jednostki zależne) 20% lub więcej praw głosu w jednostce, w której dokonano inwestycji, to zakłada się, że jednostka wywiera znaczący wpływ na tę jednostkę, chyba, że można w sposób oczywisty wykazać, że jest inaczej. Natomiast, jeśli jednostka posiada bezpośrednio lub pośrednio (np. poprzez jednostki zależne) mniej niż 20% głosów w jednostce, w której dokonano inwestycji, to zakłada się, że nie wywiera ona na tę jednostkę znaczącego wpływu, chyba że można w sposób oczywisty taki wpływ wykazać. Posiadanie kontrolnego pakietu lub znaczącej części udziałów przez innego inwestora nie wyklucza możliwości wywierania znaczącego wpływu przez jednostkę.

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 2020 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 5,35% w ujęciu realnym.

W związku z tym, że na koniec 2020 roku, wynik wyceny metodą praw własności udziałów w spółce EUROPOL GAZ przez Jednostkę Dominującą wyniósł 1 788 mln PLN, w bieżącym okresie sprawozdawczym utworzono odpis z tego tytułu o kwotę 31 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 posiadane przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A. (spółka zależna od PGNiG S.A.) akcje spółki PGG. W trakcie roku 2020 przeprowadzono test pod kątem utraty wartości inwestycji w spółce PGG; głównymi przesłankami były:

- założenia Polityki Energetycznej Polski,
- spadek przyszłych przewidywanych przepływów pieniężnych, spowodowany zmniejszeniem prognozy wydobycia węgla,
- utrzymywanie zatrudnienia w spółce wyższego od planowanego,
- wpływ epidemii COVID-19 na wyniki spółki.

W wyniku przeprowadzonego testu ustalono wartość użytkową posiadanych przez Grupę Kapitałową akcji spółki PGG na koniec 2020 roku w wysokości 0 PLN, co oznacza obciążenie wyniku finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG za 2020 rok z tego tytułu kwotą w wysokości 260 mln PLN (w 2019 roku wartość odpisu obciążającego wynik GK PGNiG z tego tytułu wyniosła 143 mln PLN). Test wyznaczający nową wartość użytkową akcji spółki PGG przeprowadzono metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych. 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.



2.4.1 Istotne ograniczenia dotyczące 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)

W dniu 8 marca 2018 roku spółka Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. podpisała umowę pożyczki z Bankiem Gospodarstwa Krajowego (BGK) oraz PGNiG, w kwocie po 450 mln PLN z każdym, z przeznaczeniem na refinansowanie długu oraz sfinansowanie budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli. W dniu 30 września 2020 roku blok gazowo-parowy oddano do eksploatacji. Data spłaty pożyczki przypada na 14 czerwca 2030 roku.

Obowiązujące ECSW umowa pożyczki udzielonej przez BGK oraz PGNiG oraz Umowa Podporządkowania zawarta między ECSW a PGNiG, PGNiG Termika S.A., Tauron Polska Energia S.A., Tauron Wytwarzanie S.A. i BGK skutkują tym, że ECSW nie może:

- ogłosić ani wypłacić żadnego wynagrodzenia, dywidendy, opłaty ani innej wypłaty z wynikającej z podziału zysków (czy też odsetek od niewypłaconego wynagrodzenia, dywidendy, opłaty bądź innej wypłaty wynikającej z podziału zysków, w gotówce czy też w formie rzeczowej) z tytułu posiadanych akcji;
- spłacić ani podzielić dywidendy bądź kwot niepodzielonych zysków, do czasu spłaty pożyczki na rzecz BGK oraz PGNiG S.A. (zadłużenia senioralnego).

Poniżej przedstawiono informacje dotyczące jednostek wycenianych metodą praw własności.

	2020				2019			
	Jednostki wyceniane metodą praw własności				Jednostki wyceniane metodą praw własności			
	SGT EUROPOL GAZ S.A.	Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	GK Polimex-Mostostal S.A.	SGT EUROPOL GAZ S.A.	Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	GK Polimex-Mostostal S.A.
Stan na początek okresu	840	612	-	112	840	858	-	108
Zmiany ujęte w wyniku z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności, w tym:								
Udział w wyniku finansowym	26	(375)	(158)	16	28	(87)	(192)	4
Eliminacja zysków niezrealizowanych pomiędzy Grupą a wspólnym przedsięwzięciem	5	27	42	(2)	-	4	-	-
Spisanie wartości firmy	-	(1)	-	-	-	(13)	-	-
Odwroćenie ujemnej wartości udziałów * wycenianych metodą praw własności	-	-	116	-	-	-	192	-
Odpis z tytułu utraty wartości	(31)	(260)	-	-	(28)	(143)	-	-
Zmiany ujęte w innych całkowitych dochodach z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności.	-	(3)	-	-	-	(7)	-	-
Stan na koniec okresu	840	-	-	126	840	612	-	112

* odwróćenie związane z udziałem w stratach jednostki wyższym niż wartość udziału w jednostce współkontrolowanej w księgach GK PGNiG (MSR 28.38). Na dzień 31 grudnia 2020 roku GK PGNiG nie przyjęła na siebie prawnego lub zwyczajowo oczekiwanego obowiązku ani nie dokonała płatności w imieniu spółki Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.

	2020			2019		
	SGT EUROPOL GAZ S.A.*	Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.**	GK Polimex-Mostostal S.A.***	SGT EUROPOL GAZ S.A.*	Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.**	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 węgla	Budownictwo	Przesył gazu	Wydobycie węgla	Budownictwo
Podstawowe dane finansowe****						
Aktywa trwałe	1 039	9 423	765	1 453	10 220	809
Aktywa obrotowe	3 064	1 770	1 390	2 490	2 226	964
w tym: środki pieniężne i ich ekwiwalenty	318	259	408	2 284	555	276
Zobowiązania długoterminowe	10	2 704	214	13	4 695	316
w tym: długoterminowe zobowiązania finansowe	-	331	134	-	2 510	388
Zobowiązania krótkoterminowe	117	6 626	1 175	66	4 040	780
w tym: krótkoterminowe zobowiązania finansowe	-	2 414	305	-	476	22
Aktywa netto	3 976	1 863	766	3 864	3 711	677
Przychody ze sprzedaży	893	7 476	1 498	875	9 012	1 477
Amortyzacja	(328)	(2 043)	(38)	(327)	(2 246)	(32)
Dochody z tytułu odsetek	16	24	3	42	34	3
Koszty odsetek	-	(130)	(24)	-	(137)	(23)
Podatek dochodowy	(16)	373	(10)	(13)	55	(1)
Zysk/(Strata) netto	43	(1 838)	91	46	(427)	(4)
Pozostałe całkowite dochody	-	(11)	(4)	-	(36)	3
Wartość inwestycji						
Udział w aktywach netto	2 035	381	126	1 978	758	112
Dostosowanie do zasad rachunkowości Grupy	(70)	-	(14)	(39)	-	(16)
Eliminacja zysków niezrealizowanych pomiędzy Grupą a wspólnym przedsięwzięciem	(177)	23	(3)	(182)	(3)	(1)
Wartość firmy	6	13	17	6	13	17
Odpis wartości firmy	(6)	(13)	-	(6)	(13)	-
Odpis z tytułu utraty wartości	(948)	(404)	-	(917)	(143)	-
Wartość inwestycji w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej	840	-	126	840	612	112

*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-Mostostal S.A. zakłada m.in. uzgadnianie, w drodze głosowania, wspólnego stanowiska przy podejmowaniu kluczowych decyzji będących w gestii Zgromadzenia Wspólników i Rady Nadzorczej Polimex-Mostostal S.A., w tym ustalanie składu osobowego Zarządu Polimex-Mostostal S.A.

**** Dane finansowe dla GK Polimex-Mostostal S.A. za 11 miesięcy danego roku. Od roku 2020 dane za 11 miesięcy danego roku oraz grudzień roku poprzedniego.

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, budowlano-montażowe i inne.

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 przyręczone 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 przyręczonych 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 przyręczonych 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 przyręczone towary lub usługi. Szacowana kwota zmiennego wynagrodzenia będzie zawarta w cenie transakcyjnej tylko w takim zakresie, w jakim jest wysoce prawdopodobne, że nie nastąpi wysięgowanie 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 jest doszacowanie sprzedaży w zakresie ilości i wartości gazu dostarczonego, a niezafakturowanego do odbiorców indywidualnych (w grupach taryfowych małego poboru: 1-4).

Wartość gazu dostarczonego a niezafakturowanego, do odbiorców w grupach taryfowych 1-4 szacuje się w oparciu o „Procedurę wyznaczania sprzedaży doszacowanej paliwa gazowego w PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.”. Istnieje ryzyko, że ostateczne rzeczywiste wielkości sprzedaży paliwa gazowego (zafakturowane zgodnie z rzeczywistym odczytem) mogą się różnić od wartości szacowanych. Może to skutkować uznaniem wyniku finansowego za dany okres wartością części szacowanej sprzedaży, która nie zostanie zrealizowana.

Na koniec 2020 roku przychody ze sprzedaży gazu zostały powiększone o kwotę doszacowania w wysokości 37 mln zł, natomiast na koniec 2019 roku w przychodach ze sprzedaży gazu ujęto kwotę szacunków w wysokości 19 mln PLN jako korektę zmniejszającą wartość przychodów zafakturowanych.

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 współudział w poszczególnych licencjach z innymi udziałowcami, przychód ze sprzedaży ropy naftowej rozpoznawany jest na podstawie wydobytych i sprzedanych klientom wolumenów produktu. Wolumen sprzedanej dla klientów ropy naftowej może się jednak różnić od wolumenów produktu, 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 2020 roku ilość sprzedanej ropy naftowej była wyższa niż udział Grupy w produkcji, dlatego w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej za 2020 rok ujęto z tego tytułu pasywo w pozycji Pozostałe zobowiązania (Pozostałe przychody przyszłych okresów, część krótkoterminowa) w wysokości 23 mln PLN. Na koniec 2019 roku ilość sprzedanej ropy naftowej również była wyższa niż udział Grupy w produkcji, dlatego w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej za 2019 rok analogicznie ujęto z tego tytułu pasywo w pozycji Pozostałe zobowiązania (Pozostałe przychody przyszłych okresów, część krótkoterminowa) w wysokości 51 mln PLN.

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

W 2020 roku na wartość pozycji Pozostałe zobowiązania wpływ miało również zwiększenie w związku z przejęciem złoża w fazie produkcji.

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.

	2020			2019		
	Sprzedaż w Polsce	Sprzedaż poza Polską*	Razem	Sprzedaż w Polsce	Sprzedaż poza Polską*	Razem
Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego**, w tym:	24 771	2 944	27 715	26 319	4 111	30 430
Gaz wysokometanowy	22 376	2 743	25 119	24 286	3 999	28 285
Gaz zaazotowany	1 197	200	1 397	1 335	112	1 447
Gaz LNG	84	1	85	83	-	83
Gaz CNG	52	-	52	45	-	45
Korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających	1 062	-	1 062	570	-	570
Przychody ze sprzedaży pozostałe**, w tym:	9 913	1 569	11 482	9 592	2 001	11 593
Dystrybucja gazu i ciepła	4 394	-	4 394	4 243	-	4 243
Ropa naftowa łącznie z gazoliną	594	818	1 412	965	1 052	2 017
Gaz NGL	-	79	79	-	95	95
Sprzedaż ciepła	1 469	-	1 469	1 331	-	1 331
Sprzedaż energii elektrycznej	2 507	294	2 801	1 989	469	2 458
Przychody ze sprzedaży usług:						
- wiertniczo-serwisowych	42	61	103	51	78	129
- geofizyczno-geologicznych	26	93	119	36	108	144
- budowlano-montażowych	52	-	52	73	-	73
- opłaty przyłączeniowej	234	-	234	208	-	208
- pozostałych	328	4	332	344	65	409
Inne**	267	220	487	352	134	486
Razem przychody	34 684	4 513	39 197	35 911	6 112	42 023

*Według kraju kontrahenta

**W bieżącym roku Spółka dokonała zmiany prezentacji przychodów ze sprzedaży gazu propan-butan, więcej informacji w [nocie 2.3](#).

Grupa nie posiada 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 (18%) oraz Wielkiej Brytanii (16%).

Zestawienie przychodów ze sprzedaży w podziale na segmenty znajduje się w [nocie 2.3](#).

Informacje o wpływie pandemii COVID-19 na rynek gazu i ropy naftowej w roku 2020, a tym samym przychody ze sprzedaży generowane przez Grupę, można znaleźć w Sprawozdaniu Zarządu z Działalności PGNiG S.A. i GK PGNiG.

Aktywa trwale generujące przychody

	2020	2019
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się w Polsce	36 398	34 772
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się poza Polską*	7 008	6 112
Razem	43 406	40 884
Udział % aktywów poza Polską w aktywach ogółem	16,15%	14,95%
* W tym PGNiG Upstream Norway AS (PUN)	6 274	5 325

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 przeznaczonej 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 innych niż usługi przesyłowe, wykonywanych na rzecz działalności podstawowej spółek z Grupy. Są to w szczególności:

- Usługi regazyfikacji, polegające na zmianie stanu skupienia gazu z postaci skroplonej 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 węglowodorów;
- 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.](#)).

	Nota	2020	2019
Koszt gazu		(19 808)	(26 686)
Paliwo gazowe		(19 808)	(26 687)
Koszt transakcji zabezpieczających ceny gazu		-	1
Wpływ aneksu zawartego z PAO Gazprom/OOO Gazprom Export na koszty gazu w latach 2014-2019		4 915	-
Zużycie innych surowców i materiałów		(3 224)	(2 977)
Paliwa do produkcji energii i ciepła		(909)	(958)
Energia elektryczna na cele handlowe		(1 810)	(1 483)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów		(505)	(536)
Świadczenia pracownicze		(3 381)	(3 168)
Wynagrodzenia		(2 463)	(2 344)
Składki na ubezpieczenie społeczne		(449)	(519)
Koszty długoterminowych świadczeń pracowniczych		(134)	(95)
Pozostałe świadczenia pracownicze		(335)	(210)
Usługi przesyłowe		(1 048)	(1 053)
Pozostałe usługi		(1 888)	(1 828)
Usługi regazyfikacji		(388)	(370)
Usługi remontowe i budowlane		(265)	(277)
Usługi eksploatacji zasobów mineralnych		(190)	(141)
Usługi wynajmu		(95)	(86)
Pozostałe usługi		(950)	(954)
Podatki i opłaty		(911)	(782)
Odpisy na rzeczowy majątek trwały i wartości niematerialne oraz ich odwrócenie	<i>Nota 2.2.</i>	(1 786)	(659)
Koszt spisanych aktywów dotyczących poszukiwania i oceny zasobów mineralnych		(198)	(259)
Odpisy rzeczowych aktywów trwałych		(1 577)	(388)
Odpisy wartości niematerialnych		(11)	(12)
Amortyzacja	<i>Nota 2.2.</i>	(3 424)	(3 056)
Razem		(35 470)	(40 209)

Wpływ aneksu zawartego z PAO Gazprom/OOO Gazprom Export na koszty gazu w latach 2014-2019

W związku z realizacją postanowień Wyroku oraz Aneksu do Kontraktu Jamalskiego, Spółka w czerwcu 2020 roku otrzymała korekty faktur za dostawy gazu. W wyniku powyższego kwota 5 689 mln PLN pomniejszyła koszty operacyjne:

- kwota 4 915 mln PLN dotyczy kosztów gazu w latach 2014-2019 – prezentacja w pozycji „Wpływ aneksu zawartego z PAO Gazprom/OOO Gazprom Export na koszty gazu w latach 2014-2019” w skonsolidowanym rachunku zysków i strat;

- kwota 774 mln PLN dotyczy kosztów gazu w 2020 roku - prezentacja w pozycji „Koszt gazu” w skonsolidowanym rachunku zysków i strat.

Więcej informacji można znaleźć w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG za 2020 rok.

Wpływ pandemii COVID-19 na koszty operacyjne GK PGNiG

W związku z trwającą od pierwszego kwartału 2020 roku pandemią COVID-19, Grupa Kapitałowa PGNiG poniosła min. następujące koszty operacyjne:

- koszty związane z zakupem min. środków ochrony osobistej w wysokości 15 mln PLN, które zostały ujęte w pozycji „Świadczenia pracownicze”;
- koszty w wysokości 20 mln PLN, poniesione w związku z darowiznami przekazanymi przez GK PGNiG na rzecz walki z pandemią COVID-19, ujęte w pozycji „Pozostałe przychody i koszty operacyjne” (nota 3.3.).

3.3 Pozostałe przychody i koszty operacyjne

	Nota	2020	2019
Przychody z tyt. odszkodowań, kar, grzywien		32	26
Różnice kursowe dotyczące działalności operacyjnej		68	(9)
Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych		202	239
Zmiana stanu odpisów na zapasy	Nota 6.2.1.	350	(258)
Zmiana stanu odpisów na należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności		(60)	42
Zmiana stanu pozostałych odpisów aktualizujących		-	1
Rezerwa na koszty likwidacji, rekultywacji oraz koszty naprawy środowiska	Nota 6.3.2.	(38)	12
Zmiana stanu rezerwy na świadectwa pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej	Nota 6.3.3.	(232)	(206)
Zmiana stanu pozostałych rezerw		(105)	(39)
Zmiana wartości nadwyżki/niedoboru produkcji węglowodorów w stosunku do umowy*		16	(12)
Wartość sprzedanych towarów i materiałów		(242)	(103)
Inne przychody i koszty operacyjne		(150)	(135)
Razem pozostałe przychody i koszty operacyjne		(159)	(442)

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

3.4 Koszty finansowe netto

	2020	2019
Odsetki od zadłużenia wraz z wyceną (bez leasingu, w tym, prowizje od zaciągniętego długu)	3	(48)
Odsetki od zobowiązań z tytułu leasingu	(75)	(69)
Różnice kursowe	47	15
Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	12	(7)
Wycena aktywów finansowych do wartości godziwej	(2)	(1)
Pozostałe koszty finansowe netto	50	56
Razem koszty finansowe netto	35	(54)

3.5 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.

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 przedsięwzięć, które w momencie powstania nie wpłynęły ani na wynik finansowy ani na wynik podatkowy.

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

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

Zobowiązania z tytułu odroczonego podatku dochodowego są ustalane od dodatnich różnic przejściowych związanych z inwestycją w jednostkach zależnych, wspólnych przedsięwzięciach i 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).

Podatkowa Grupa Kapitałowa

Na podstawie umowy z dnia 19 września 2016 roku, na okres od 1 stycznia 2017 roku do 31 grudnia 2020 roku, została powołana Podatkowa Grupa Kapitałowa PGNiG (PGK) w zakresie obowiązków wynikających z ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych (PDOP) oraz Ordynacji Podatkowej, w której PGNiG S.A. występowała jako spółka reprezentująca.

Na dzień 31 grudnia 2020 roku w skład PGK wchodziły 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. (do 30 grudnia 2019 roku pod nazwą 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 umożliwiło kalkulację podatku dochodowego łącznie dla spółek tworzących PGK. Odrębność podmiotowa PGK istniała wyłącznie na gruncie PDOP. Nie należy jej utożsamiać z odrębną podmiotowością prawną. Nie przenosiła się ona również na grunt innych podatków, w szczególności każda ze spółek tworzących PGK była nadal odrębnym podatnikiem podatku VAT, podatku od czynności cywilnoprawnych, a także płatnikiem podatku dochodowego od osób fizycznych. Pozostałe podmioty Grupy Kapitałowej były oddzielnymi podatnikami PDOP.

W dniu 14 lipca 2020 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję o nietworzeniu kolejnej PGK.

4.1.1 Podatek dochodowy wykazany w rachunku zysków i strat

Uzgodnienie efektywnej stawki podatku	Nota	2020	2019
Zysk przed opodatkowaniem		9 025	2 159
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej obowiązującej w Polsce (19%)		(1 715)	(410)
Różnice w stawkach podatkowych spółek Grupy (22%-78% dla Norwegii, 33% dla Niemiec, 9-40 % dla pozostałych)		(205)	(99)
Ujemne różnice przejściowe, od których nie ujęto podatku odroczonego		235	(279)
Podatek dochodowy wykazywany w rachunku zysków i strat		(1 685)	(788)
W tym:			
Bieżący podatek dochodowy		(1 696)	(586)
Odroczonego podatku dochodowego	Nota 4.1.2.	11	(202)
Efektywna stopa podatkowa		19%	36%

W przypadku PGNiG Upstream Norway AS (PUN), stopa podatkowa wynosi 78% podstawy opodatkowania. Działalność PUN na norweskim szelfie kontynentalnym w 2020 roku podlegała opodatkowaniu w ramach dwóch równoległych systemów podatkowych:

- system podatku dochodowego (stawka podatku 22%);
- system podatku naftowego (dodatkowa stawka podatku 56%).

Tak wysoka stopa podatkowa w Norwegii powiązana jest z szeregiem ulg inwestycyjnych i dodatkowych odliczeń, z których PUN korzystała w ostatnich latach:

- 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%) 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.

Wyżej wymienione elementy są trwałym elementem norweskiego systemu podatkowego. Dodatkowo, w 2020 roku norweski parlament zatwierdził zmiany do prawa podatkowego, które mają na celu wsparcie branży naftowej w obliczu znacznego spadku cen węgłowodórów i wprowadzenie zachęt do inwestowania na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Zmiany w prawie podatkowym obowiązują od 1 stycznia 2020 roku i obejmują:

- natychmiastową amortyzację poniesionych nakładów inwestycyjnych w ramach systemu podatku naftowego (56%) – w roku dokonania nakładów;
- natychmiastowe naliczenie dodatkowej ulgi inwestycyjnej w wysokości 24% – w roku dokonania nakładów;
- natychmiastowa amortyzacja i ulga inwestycyjna obowiązuje dla wszystkich nakładów poniesionych w latach 2020-21 oraz dla całości nakładów dotyczących nowych projektów, które zostały zatwierdzone do realizacji do końca 2022 roku;
- gotówkowy zwrot straty podatkowej poniesionej w latach 2020-21 na rachunek firm naftowych. Zwrot jest dokonywany od sierpnia 2020 roku w ramach transz płatnych co dwa miesiące.

Powyższe zmiany w sposób istotny wpłynęły na opłacalność realizowanych projektów inwestycyjnych w Norwegii oraz w sposób znaczący przyspieszyły zwrot z zainwestowanych środków. Wynika to z faktu, że PUN realizuje bardzo ambitny program inwestycyjny i dokonała w 2020 roku nakładów inwestycyjnych w kwocie przekraczającej 3 mld NOK. Wpływ zmian regulacji podatkowych dotyczy następujących elementów:

- przyspieszona amortyzacja i ulga inwestycyjna - za sprawą nowych zasad podatkowych, PUN dokonuje natychmiastowej amortyzacji całości nakładów inwestycyjnych w latach 2020-2021 oraz dodatkowo nalicza ulgę inwestycyjną w wysokości 24% od tych nakładów. Te dwa elementy przyczyniły się do poniesienia przez PUN straty podatkowej w 2020 roku w wysokości 1,1 mld NOK, która podlega zwrotowi przez norweskie władze;
- poprawa płynności i zmniejszenie zapotrzebowania na środki pieniężne - od sierpnia 2020 roku, PUN otrzymała na swój rachunek bankowy kwotę w wysokości 0,9 mld NOK w ramach zwrotu oczekiwanej straty podatkowej za 2020 rok.

Nowe zmiany zachęcają także do realizacji nowych projektów inwestycyjnych w Norwegii. Zgodnie z ostatnimi zmianami w przepisach, korzystne zasady dotyczące amortyzacji będą obowiązywać dla wszystkich nowych projektów, zapoczątkowanych między 2020 a 2022 rokiem. W odniesieniu do tych projektów nowe zasady będą obowiązywać aż do uruchomienia produkcji z tych projektów.



Rozrachunki z tytułu podatku bieżącego

	2020	2019
Stan na początek okresu (należności i zobowiązania netto)	(90)	(370)
Podatek dochodowy ujęty w wyniku netto bieżącego okresu	(1 696)	(586)
Podatek zapłacony w okresie	1 745	852
Pozostałe zmiany	(26)	14
Stan na koniec okresu (należności i zobowiązania netto)	(67)	(90)
w tym:		
- stan należności	101	42
- stan zobowiązań	(168)	(132)

4.1.2 Odroczoney podatek dochodowy

	UZNIANIE/(OBCIĄŻENIE)							UZNIANIE/(OBCIĄŻENIE)						
	1 stycznia 2019	Wpływ zastosowania zmian w MSSF 9	Wynik finansowy	Pozostałe całkowite dochody	Inne zmiany odniesione na kapitały	Różnice kursowe z przeliczenia	Pozostałe zmiany	31 grudnia 2019	Wpływ zastosowania zmian w MSSF 9	Wynik finansowy	Pozostałe całkowite dochody	Inne zmiany odniesione na kapitały	Różnice kursowe z przeliczenia	31 grudnia 2020
Aktywa z tytułu podatku odroczonego														
Zobowiązania z tyt. świadczeń pracowniczych	149	-	10	5	-	-	-	164	-	17	10	-	-	191
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	177	-	21	-	-	-	-	198	-	52	-	-	-	250
Pozostałe rezerwy	54	(5)	13	1	-	1	-	64	-	39	3	-	(9)	97
Wycena instrumentów pochodnych	210	-	31	-	-	(1)	-	240	-	62	-	-	9	311
Utrata wartości aktywów rzeczowych aktywów trwałych	110	-	(2)	-	-	-	-	108	-	70	-	-	-	178
Strata podatkowa	68	-	(16)	-	-	-	-	52	-	(11)	-	-	-	41
Pozostałe	162	-	87	-	-	-	-	249	-	(74)	-	-	-	175
Razem	930	(5)	144	6	-	-	-	1 075	-	155	13	-	-	1 243
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego														
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	1 924	24	52	-	-	1	-	2 001	-	(32)	-	-	7	1 976
Wycena pochodnych instrumentów finansowych	230	-	127	175	(19)	(1)	-	512	-	(12)	(231)	54	10	333
Pozostałe	748	-	167	-	-	(1)	(1)	913	-	188	-	-	19	1 120
Razem	2 902	24	346	175	(19)	(1)	(1)	3 426	-	144	(231)	54	36	3 429
Kompensata aktywów i zobowiązań	(836)							(1 043)						(1 201)
Stan po kompensacie														
Aktywa	94		144					32		155				42
Zobowiązania	2 066		346					2 383		144				2 228
Wpływ netto zmian w okresie		(29)	(202)	(169)	19	1	1		-	11	244	(54)	(36)	

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

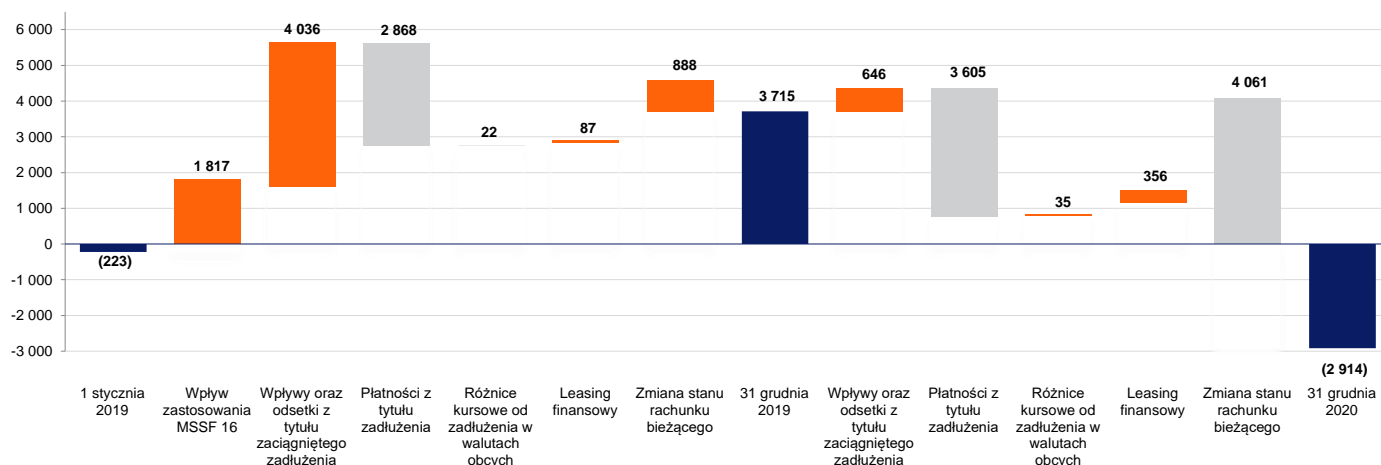
5.1 Uzgodnienie zadłużenia

Zasady rachunkowości

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

Zadłużenie netto	Nota	2020	2019
Kredyty bankowe		1 764	1 712
Zobowiązanie z tytułu leasingu		2 007	1 775
Pozostałe		88	20
Razem zobowiązania z tytułu zadłużenia długoterminowego		3 859	3 507
Kredyty bankowe		231	3 181
Zobowiązanie z tytułu leasingu		82	64
Pozostałe		12	-
Razem zobowiązania z tytułu zadłużenia krótkoterminowego		325	3 245
Razem zadłużenie		4 184	6 752
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	Nota 5.4.	7 098	3 037
Zadłużenie netto		(2 914)	3 715
EBITDA	Nota 2.2.	13 009	5 504
Zadłużenie netto / EBITDA		(0,22)	0,67

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 2019	1 385	2 298	19	-	3 702
Wpływ zastosowania MSSF 16	-	-	1 817	-	1 817
Wpływy z tytułu zaciągniętego zadłużenia otrzymane finansowanie	3 871	-	-	20	3 891
koszty transakcyjne	3 831	-	-	20	3 851
Naliczenie odsetek	40	-	-	-	40
Zwiększenie stanu (nowe umowy)	59	7	77	2	145
Zmniejszenie stanu (zakończone umowy)	-	-	95	-	95
Płatności z tytułu zadłużenia	-	-	(8)	-	(8)
spląty kapitału	(398)	(2 305)	(163)	(2)	(2 868)
odsetki zapłacone	(281)	(2 290)	(153)	-	(2 724)
provizje zapłacone	(58)	(15)	(10)	(2)	(85)
Różnice kursowe od zadłużenia w walutach obcych	(59)	-	-	-	(59)
	(24)	-	2	-	(22)
Stan na 31 grudnia 2019	4 893	-	1 839	20	6 752
Wpływy z tytułu zaciągniętego zadłużenia otrzymane finansowanie	431	-	-	80	511
koszty transakcyjne	416	-	-	80	496
Naliczenie odsetek	15	-	-	-	15
Zwiększenie stanu (nowe umowy)	51	-	84	-	135
Zmniejszenie stanu (zakończone umowy)	-	-	357	-	357
Modyfikacje i zmiany oszacowania okresu	-	-	(8)	-	(8)
Płatności z tytułu zadłużenia	-	-	7	-	7
spląty kapitału	(3 415)	-	(190)	-	(3 605)
odsetki zapłacone	(3 347)	-	(181)	-	(3 528)
provizje zapłacone	(55)	-	(9)	-	(64)
Różnice kursowe od zadłużenia w walutach obcych	(13)	-	-	-	(13)
	35	-	-	-	35
Stan na 31 grudnia 2020	1 995	-	2 089	100	4 184

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

Zgodnie z polityką rachunkowości stosowaną 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 6.1](#).

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 finansowe;
- zmienne opłaty leasingowe zależne 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 i jest wysoce prawdopodobne skorzystanie z tej opcji.

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.

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 2020 roku Grupa zobligowana jest do poniesienia przyszłych płatności z tytułu leasingów krótkoterminowych w wysokości 2,2 mln PLN.

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

Wartość opłat nieujętych w wycenie zobowiązania z tytułu leasingu wynosi 4,3 mln PLN i dotyczy nierozpoczętych jeszcze leasingów, do których zobligowany jest leasingobiorca.

Podpisane na dzień 31 grudnia 2020 roku umowy leasingowe nie nakładają na Grupę kowenantów.

W okresie sprawozdawczym oraz do dnia zatwierdzenia sprawozdania finansowego do publikacji nie wystąpiły przypadki naruszeń istotnych postanowień warunków dłużnych papierów wartościowych, które mogłyby skutkować przyspieszeniem terminu wymagalności zobowiązań.

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

2020	W walucie funkcjonalnej PLN	W walucie obcej	
		EUR	USD
Kredyty bankowe	181	1 044	770
Zobowiązanie z tytułu leasingu	2 022	1	60
Pozostałe	100	-	-
Razem, w tym:	2 303	1 045	830
Zmiennoprocentowe	395	1 045	830
Stałoprocentowe	1 908	-	-

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

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 następujący program 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 2020 r.	31 grudnia 2020 r.	31 grudnia 2019 r.	
Spółka uprawniona do emisji: PGNiG S.A								
21 grudnia 2017 r.	28 października 2025 r.	Program emisji obligacji	Bank Pekao S.A. ING Bank Śląski S.A. Bank Handlowy w Warszawie S.A. BNP Paribas Bank Polska S.A.	5 mld PLN	-	-	-	-

W dniu 28 października 2020 roku PGNiG S.A. zawarła aneks nr 1 do Umowy Programowej z dnia 21 grudnia 2017 roku w związku z Programem Emisji Obligacji na kwotę 5 mld PLN (Program) z organizatorami emisji: ING Bankiem Śląskim SA, Bankiem Polska Kasa Opieki SA, Bankiem Handlowym w Warszawie SA oraz Bankiem BNP Paribas Bank Polska SA. Aneks nr 1 dostosowuje Program do aktualnego porządku prawnego i wydłuża czas trwania Programu do dnia 28 października 2025 roku.

W ramach Programu PGNiG będzie mogło emitować obligacje z terminem zapadalności do 10 lat o oprocentowaniu stałym lub zmiennym lub jako obligacje zerokuponowe, w trybie oferty publicznej albo w trybie oferty niepublicznej. Obligacje mogą zostać wprowadzone do alternatywnego systemu obrotu Catalyst. Obligacje będą emitowane w celu uzyskania środków na zaspokojenie bieżących potrzeb finansowych związanych z realizacją strategii Grupy Kapitałowej PGNiG. Program nie był wykorzystywany w bieżącym okresie sprawozdawczym.

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 zastąpił 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 2020 r.	31 grudnia 2020 r.	31 grudnia 2019 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	-	-	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 przypadki naruszeń istotnych postanowień umowy kredytu, dłużnych papierów wartościowych lub pożyczki, które mogłyby skutkować przyspieszeniem terminu wymagalności zobowiązań.

5.2.1 Wartość przyznaných i niewykorzystanych źródeł finansowania

	2020			2019		
	Przyznany limit	Wykorzystanie	Niewykorzystane	Przyznany limit	Wykorzystanie	Niewykorzystane
Linie kredytowe	16 418	(2 271)	14 147	12 203	(4 725)	7 478
Dłużne papiery wartościowe	5 000	-	5 000	5 000	-	5 000
Razem	21 418	(2 271)	19 147	17 203	(4 725)	12 478

5.3 Kapitał własny, dywidendy 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.

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 (nota 5.1.).

5.3.1 Struktura akcjonariatu

Największym akcjonariuszem PGNiG S.A. jest Skarb Państwa, który posiadając na dzień 31 grudnia 2020 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 2020, a także 2019, roku na kapitał akcyjny Spółki składało się 5 778 314 857 akcji o wartości nominalnej 1 PLN na jedną akcję.

2020	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%

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%

5.3.2 Dywidendy wypłacone i zaproponowane do wypłaty

W dniu 24 czerwca 2020 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło decyzję o podziale kwoty 1 628 957 224,65 PLN, na którą składa się zysk netto PGNiG za 2019 rok w kwocie 1 747 606 301,26 PLN oraz niepokryta strata z lat ubiegłych, wynikająca z wdrożenia nowych standardów rachunkowości (MSSF 9 w 2018 roku i MSSF 16 w 2019 roku) w kwocie 118 649 076,61 PLN w następujący sposób:

- kwotę 520 048 337,13 PLN przeznaczono na wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy,
- kwotę 1 108 908 887,52 PLN przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki.

Dywidendą objętych zostało 5 778 314 857 akcji, a dywidenda przypadająca na jedną akcję wyniosła 0,09 PLN.

Dzień dywidendy uchwalono na 20 lipca 2020 roku, a termin wypłaty dywidendy na 3 sierpnia 2020 roku.

	2020	2019
Dywidendy wypłacone w okresie		
Wypłacona dywidenda na jedną akcję (w złotych)	0,09	0,11
Liczba akcji (szt.)	5 778	5 778
Wartość wypłaconej dywidendy	520	636
dywidenda dla akcjonariuszy jednostki dominującej	520	636
dywidenda dla akcjonariuszy mniejszościowych	-	-

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

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.

Wartości te w sprawozdaniu z sytuacji finansowej pomniejszone są o niespłacone kredyty w rachunkach bieżących.

	2020	2019
Środki pieniężne na rachunku bankowym	1 383	874
Lokaty bankowe	4 753	1 767
Inne środki pieniężne	964	396
Razem wartość brutto	7 100	3 037
Odpis aktualizujący	(2)	-
Razem wartość netto	7 098	3 037
w tym środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	1 208	634

W ramach kategorii Inne środki pieniężne Grupa wyróżnia posiadane bony (handlowe, skarbowe, NBP), certyfikaty depozytowe, środki pieniężne w drodze oraz чеки 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 [necie 7.3](#).

5.5 Pozostałe wyjaśnienia dotyczące skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych

5.5.1 Uzgodnienie zmian kapitału obrotowego do sprawozdania z przepływów pieniężnych

2020	Różnica wynikająca ze sprawozdania z sytuacji finansowej	Zmiana stanu rozrachunków z tytułu podatku bieżącego	Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	Zmiany w Grupie	Transakcje bezgotówkowe	Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (zmiana stanu kapitału obrotowego)
Zapasy	1 358	-	-	-	-	-	1 358
Należności	216	59	185	-	(1)	(128)	331
Pozostałe aktywa	42	-	(69)	(6)	-	58	25
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	(190)	(35)	(214)	-	1	(21)	(459)
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	70	-	-	-	-	155	225
Rezerwa na koszty likwidacji, rekultywacji oraz koszty naprawy środowiska	9	-	(717)	-	-	731	23
Pozostałe rezerwy	88	-	-	-	1	11	100
Dotacje	1	-	(26)	-	-	(9)	(34)
Pozostałe zobowiązania	(514)	-	-	-	-	(41)	(555)
Kapitał obrotowy razem	1 080	24	(841)	(6)	1	756	1 014

2019	Różnica wynikająca ze sprawozdania z sytuacji finansowej	Zmiana stanu rozrachunków z tytułu podatku bieżącego	Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	Zmiany w Grupie	Transakcje bezgotówkowe	Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (zmiana stanu kapitału obrotowego)
Zapasy	(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, rekultywacji oraz koszty naprawy środowiska	(82)	-	(385)	-	-	463	(4)
Pozostałe rezerwy	78	-	-	-	-	75	153
Dotacje	7	-	(27)	-	-	(15)	(35)
Pozostałe zobowiązania	580	-	-	-	-	(43)	537
Kapitał obrotowy razem	(122)	280	(224)	19	-	573	526

5.5.2 Pozostałe korekty niepieniężne do sprawozdania z przepływów pieniężnych

	2020	2019
Odsetki i dywidendy netto	7	42
Wynik na różnicach kursowych netto	138	(13)
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	595	236
Pochodne instrumenty finansowe	344	(351)
Spisane nakłady inwestycyjne na niefinansowe aktywa trwałe	201	261
Nabycie uprawnień do emisji CO ₂	(447)	(470)
Pozostałe pozycje netto	(56)	(89)
Pozostałe korekty niepieniężne	782	(384)

5.5.3 Zmiana różnic kursowych oraz odpisów aktualizujących środki pieniężne i ich ekwiwalenty

	2020	2019
a) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na początek okresu	(4)	(3)
b) Saldo odpisów aktualizujących środki pieniężne na początek okresu	-	-
c) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na koniec okresu	(152)	(4)
d) Saldo odpisów aktualizujących środki pieniężne na koniec okresu	(2)	-
I. Zmiana stanu różnic kursowych netto od środków pieniężnych (c-a)	(148)	(1)
II. Zmiana stanu odpisów aktualizujących środki pieniężne (d-b)	(2)	-

6. Noty objaśniające do sprawozdania z sytuacji finansowej

6.1 Aktywa trwałe rzeczowe i niematerialne

6.1.1 Rzeczowe aktywa trwałe i związane z nimi rezerwy

Zasady rachunkowości

Rzeczowe aktywa trwałe

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

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

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

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

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

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

Metody i okresy amortyzacji dla rzeczowych aktywów trwałych:

Kategoria	Metoda amortyzacji	Przyjęte okresy użytkowania	Średni pozostały okres użytkowania na dzień bilansowy
Budynki i budowle	Liniowa	1 - 58 lat	34
Urządzenia techniczne i maszyny	Liniowa	1 - 50 lat	16
Środki transportu	Liniowa	1 - 18 lat	11
Pozostałe rzeczowe aktywa trwałe	Liniowa	1 - 35 lat	14
Zasoby na norweskim szelfie kontynentalnym	Według jednostki produkcji*	powyżej 10 lat	powyżej 10 lat

Grunty
 Środki trwałe w budowie

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.

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 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.

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.

Oplaty 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.

Okresy amortyzacji dla aktywów z tytułu prawa do użytkowania:

Kategoria	Przyjęte okresy użytkowania
Prawo do użytkowania gruntów	1 - 99 lat
Prawo do użytkowania budynków i budowli	1 - 40 lat
Prawo do użytkowania urządzeń technicznych i maszyn	1 - 40 lat
Prawo do użytkowania środków transportu	1 - 15 lat
Prawo do użytkowania pozostałych	1 - 39 lat

Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze

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

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

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

Kosztom koncesji na rozpoznanie gazu ziemnego i/lub ropy naftowej oraz kosztem przedłużenia takiej koncesji jest opłata za działalność określoną w koncesji. Koszty koncesji na rozpoznanie złóż gazu ziemnego i/lub ropy naftowej Grupa ujmuje jako wartości niematerialne.

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

Nakłady na poszczególne odwierty początkowo podlegają aktywowaniu w pozycji Środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych. Gdy prace poszukiwawcze zakończą się stwierdzeniem sukcesu, czyli odkryciem złoża o zasobach dostępnych do eksploatacji, Grupa przeprowadza analizę rejonów i obiektów pod względem ekonomicznej opłacalności eksploatacji. W przypadku, gdy w efekcie rozpoznania złoża podjęto decyzję o jego eksploatacji, w momencie jej rozpoczęcia Grupa przeklasyfikowuje środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych do rzeczowych aktywów trwałych.

Gdy prace poszukiwawcze zakończą się efektem negatywnym lub po ich zakończeniu, w efekcie analizy rejonów i obiektów pod względem ekonomicznej opłacalności eksploatacji, jednostka Grupy nie wystąpiła o przyznanie koncesji na rozpoznanie złóż gazu ziemnego i/lub ropy naftowej, aktywowane nakłady na wykonane odwierty przeprowadzone w ramach prac poszukiwawczych są odpisywane w całości w koszty w rachunek zysków i strat w okresie, w którym podjęto decyzję o zakończeniu prac poszukiwawczych. W ciężar rachunku zysków i strat odpisywane są również skapitalizowane wydatki na badania sejsmiczne powiązane z danym obiektem.

Rezerwy związane z rzeczowymi aktywami trwałymi: rezerwa na 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. Grupa tworzy rezerwy na koszty likwidacji odwiertów poszukiwawczych, eksploatacyjnych i magazynowych. 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.

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. 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.

Szczegółowe informacje na temat rezerwy na likwidację odwiertów oraz FLZG znaleźć można w [nocie 6.3.2.](#)

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 2020 roku wartość amortyzacji zmniejszyła się o ok. 60 mln PLN.

Rzeczowe aktywa trwale ogółem:

	2020			2019		
	Wartość brutto	Umorzenie i odpis z tytułu utraty wartości	Wartość netto	Wartość brutto	Umorzenie i odpis z tytułu utraty wartości	Wartość netto
Grunty	144	(13)	131	142	(12)	130
Budynki i budowle	40 481	(19 496)	20 985	37 445	(17 640)	19 805
Urządzenia techniczne i maszyny	20 710	(12 040)	8 670	18 631	(10 433)	8 198
Środki transportu i pozostałe	3 493	(2 188)	1 305	3 303	(2 031)	1 272
Razem środki trwale własne	64 828	(33 737)	31 091	59 521	(30 116)	29 405
Prawo do użytkowania gruntów	2 641	(217)	2 424	2 386	(141)	2 245
Prawo do użytkowania budynków i budowli	403	(123)	280	377	(99)	278
Prawo do użytkowania urządzeń technicznych i maszyn	215	(37)	178	186	(24)	162
Prawo do użytkowania środków transportu i pozostałych	49	(20)	29	45	(10)	35
Razem aktywa z tytułu prawa do użytkowania	3 308	(397)	2 911	2 994	(274)	2 720
Środki trwale w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	4 219	(1 511)	2 708	3 725	(1 164)	2 561
Środki trwale w budowie pozostałe	5 968	(113)	5 855	5 357	(41)	5 316
Razem rzeczowe aktywa trwale	78 323	(35 758)	42 565	71 597	(31 595)	40 002

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

	2020	2019
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów nabycia rzeczowych aktywów trwałych	10 609	9 395
Część zrealizowana na dzień bilansowy	(3 904)	(4 183)
Zobowiązania wynikające z umów, do realizacji po dniu bilansowym	6 705	5 212



Zmiany rzeczowych aktywów trwałych - własnych

Nota	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 poszukiwani a i oceny zasobów mineralnych	Pozostałe	
Wartość brutto na 1 stycznia 2019	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 1 stycznia 2019	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	Nota 6.3.2.	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
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	98	-	98	16	49	163
Nabycie	-	-	-	-	-	882	5 127	6 009
Przyjęte z leasingu/ nowe umowy	-	-	-	-	-	-	2	2
Zbycie	-	(19)	(1)	(2)	(22)	-	-	(22)
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Nota 6.3.2.	445	-	-	445	51	210	706
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	2	2 689	2 043	310	5 044	(256)	(4 920)	(132)
Przeniesienie pomiędzy grupami, własnością oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	-	(3)	9	5	11	(5)	3	9
Amortyzacja	-	(1 206)	(1 258)	(256)	(2 720)	-	-	(2 720)
Odpis z tytułu utraty wartości	(1)	(703)	(405)	(22)	(1 131)	(347)	(72)	(1 550)
Zmiany w Grupie	-	-	-	-	-	-	21	21
Aktywowane odsetki	-	-	-	-	-	12	93	105
Likwidacja	-	(24)	(10)	(4)	(38)	-	-	(38)
Odpisanie środków trwałych w budowie bez efektów gospodarczych	-	-	-	-	-	(198)	(3)	(201)
Pozostałe zmiany	-	1	(4)	2	(1)	(8)	29	20
Wartość brutto na 31 grudnia 2020	144	40 481	20 710	3 493	64 828	4 219	5 968	75 015
Umorzenie skumulowane	(1)	(16 751)	(10 859)	(2 126)	(29 737)	-	-	(29 737)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(12)	(2 745)	(1 181)	(62)	(4 000)	(1 511)	(113)	(5 624)
Wartość netto na 31 grudnia 2020	131	20 985	8 670	1 305	31 091	2 708	5 855	39 654

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 trwale w budowie pozostałe		Razem rzeczowe aktywa trwałe z tytułu prawa do użytkowania
						Dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	Pozostałe	
Wartość brutto na 1 stycznia 2019	-	-	-	-	-	-	-	-
Umorzenie skumulowane	-	-	-	-	-	-	-	-
Odpisy z tytułu utraty wartości	-	-	-	-	-	-	-	-
Wartość netto na 1 stycznia 2019	-	-	-	-	-	-	-	-
Korekta z tytułu zastosowania MSSF 16	2 246	278	213	38	2 775	-	3	2 778
Nabycie	-	-	-	-	-	-	1	1
Przyjęte z leasingu/ nowe umowy	69	10	-	4	83	-	5	88
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)	(15)	(9)	(112)	-	-	(112)
Odpis z tytułu utraty wartości	(46)	-	-	-	(46)	-	-	(46)
Likwidacja	(5)	-	(2)	-	(7)	-	-	(7)
Pozostałe zmiany	6	6	-	-	12	-	-	12
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
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	1	2	-	3	-	-	3
Nabycie	-	-	-	-	-	-	1	1
Przyjęte z leasingu/ nowe umowy	298	11	4	11	324	-	2	326
Zbycie	(9)	-	-	-	(9)	-	-	(9)
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	2	1	1	3	7	-	(4)	3
Przeniesienie pomiędzy grupami, własnością oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	(19)	10	(2)	(10)	(21)	-	-	(21)
Amortyzacja	(69)	(26)	(14)	(11)	(120)	-	-	(120)
Odpis z tytułu utraty wartości	(8)	-	-	(2)	(10)	-	-	(10)
Likwidacja	(5)	(2)	-	(1)	(8)	-	-	(8)
Pozostałe zmiany	(11)	7	25	4	25	-	1	26
Wartość brutto na 31 grudnia 2020	2 641	403	215	49	3 308	-	-	3 308
Umorzenie skumulowane	(140)	(122)	(37)	(18)	(317)	-	-	(317)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(77)	(1)	-	(2)	(80)	-	-	(80)
Wartość netto na 31 grudnia 2020	2 424	280	178	29	2 911	-	-	2 911

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 2020 roku roczne koszty amortyzacji zmniejszyły się o ok. 3 mln PLN.

Wartości niematerialne

	Prawo wieczystego użytkowania gruntów	Uprawnienia do emisji CO ₂	Programy komputerowe	Koncesje	Inne wartości niematerialne	Razem
Wartość brutto na 1 stycznia 2019	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 1 stycznia 2019	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
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	-	54	33	5	37	129
Przeniesienie pomiędzy grupami oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	-	-	(1)	-	2	1
Nabycie	-	447	-	-	-	447
Amortyzacja	-	(464)	(46)	(22)	(49)	(581)
Odpis z tytułu utraty wartości	-	-	(1)	(8)	(2)	(11)
Pozostałe zmiany	-	(6)	-	-	(15)	(21)
Wartość brutto na 31 grudnia 2020	-	1 768	578	320	628	3 294
Umorzenie skumulowane	-	(1 475)	(476)	(119)	(445)	(2 515)
Odpisy z tytułu utraty wartości	-	-	(5)	(77)	(4)	(86)
Wartość netto na 31 grudnia 2020	-	293	97	124	179	693

6.1.3 Utrata wartości aktywów niefinansowych

Istotne szacunki

Utrata wartości aktywów niefinansowych

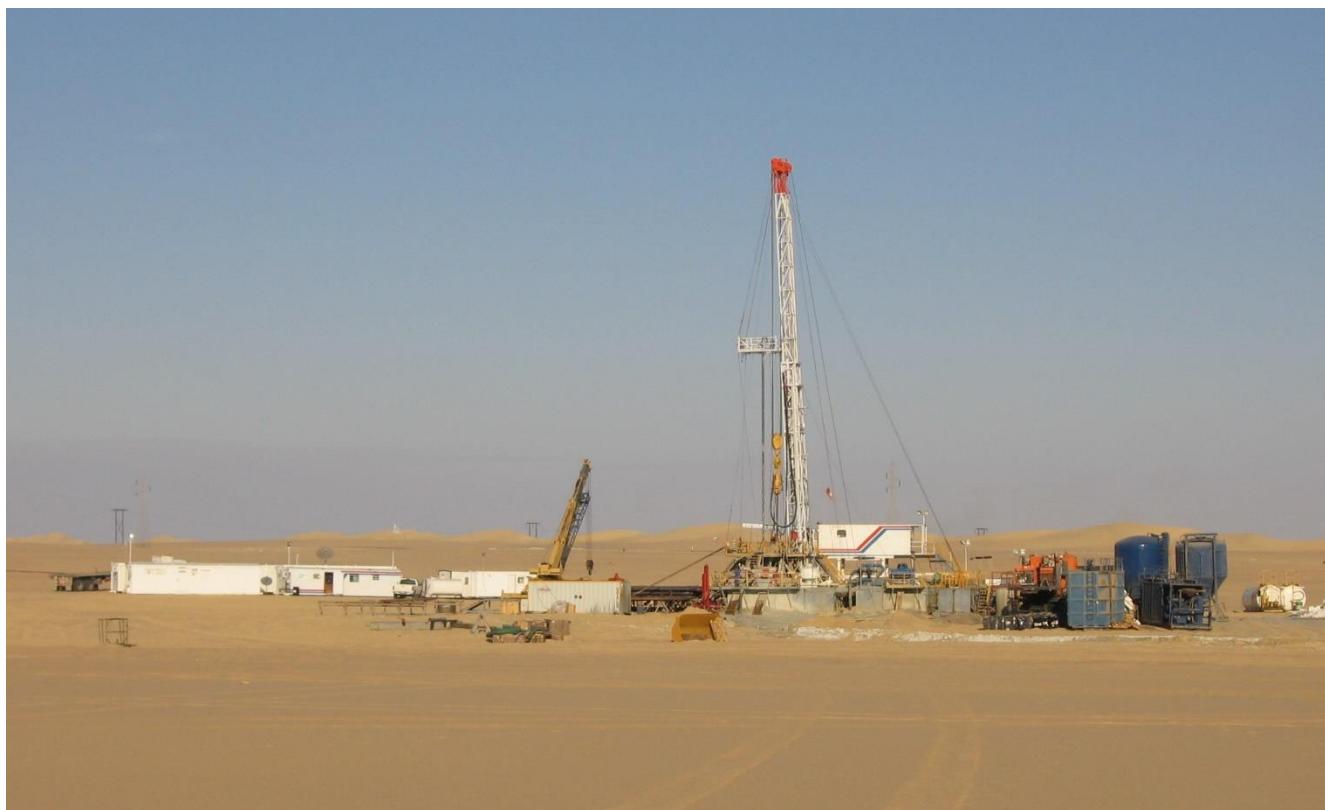
Test na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych przeprowadza się, gdy wystąpią przesłanki wskazujące na utratę wartości. Test na utratę wartości przeprowadza się poprzez porównanie wartości bilansowej aktywa (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne, jeżeli aktywo nie 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 sald odpisów dotyczących rzeczowych aktywów trwałych zostały przedstawione w poniższej tabeli:

	2020			2019		
	Działalność wydobywcza	Działalność obrotu i magazynowania	Pozostałe	Działalność wydobywcza	Działalność obrotu i magazynowania	Pozostałe
Grunt	(30)	-	(59)	(21)	-	(59)
Budynki i budowle	(2 459)	(53)	(234)	(1 822)	(50)	(171)
Urządzenia techniczne i maszyny	(771)	(319)	(91)	(379)	(318)	(79)
Środki transportu i pozostałe	(59)	(1)	(4)	(35)	(1)	(4)
Środki trwałe w budowie:						
dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(1 511)	-	-	(1 164)	-	-
pozostałe	(68)	-	(45)	-	-	(41)
Razem	(4 898)	(373)	(433)	(3 421)	(369)	(354)
Razem na koniec okresu		(5 704)			(4 144)	

Na koniec bieżącego okresu sprawozdawczego przeprowadzono test na utratę wartości podstawowych aktywów operacyjnych Grupy, stanowiących: majątek wydobywczy służący eksploatacji gazu ziemnego i ropy naftowej, magazyny paliwa gazowego, 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).



Wpływ COVID-19 na poziom utraty wartości aktywów niefinansowych

Odpisy aktualizujące aktywa trwałe są efektem oceny wartości odzyskiwanej aktywów, która dokonywana jest na podstawie analizy przyszłych przepływów pieniężnych - w szczególności w oparciu o aktualne i prognozowane ścieżki cenowe węglowodorów na międzynarodowych rynkach. Epidemia COVID-19 była jednym z czynników, które w istotnym stopniu wpłynęły na gwałtowny spadek cen węglowodorów, co znalazło odzwierciedlenie również w długoterminowych prognozach cen gazu i ropy. Najsilniejszy wpływ COVID-19 odnotowany został w pierwszym półroczu 2020 roku, wtedy też Grupa zawiązała po raz pierwszy odpisy aktualizujące, uwzględniające wpływ COVID-19 na ceny węglowodorów. Na koniec 2020 roku zawiązano odpis aktualizujący na poziomie 685 mln PLN dla krajowych aktywów trwałych związanych z wydobywaniem węglowodorów (aktywa spółki PGNiG S.A.) oraz 441 mln PLN dla tych znajdujących się poza granicami Polski (głównie aktywa spółki PGNiG Upstream Norway).

Poniżej przedstawiono podstawowe informacje na temat przeprowadzonego testu dla obszarów, w których dokonano najistotniejszych wartościowo odpisów.

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki pieniężne:

W przypadku składników aktywów zaliczanych do aktywów jednostek produkcyjnych ropy i gazu testy na utratę wartości przeprowadzone zostały dla poszczególnych Jednostek Generujących Środki Pieniężne („CGU”), którym są określone jednostki produkcyjne.

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	2020		2019	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
	CGU – 161 jednostek produkcyjnych		CGU – 162 jednostki produkcyjne	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	* Aktualizacja prognozy wydobycia uwzględniająca nowe włączenia odwiertów	* Zmiana prognoz cenowych - spadek cen ropy i gazu * Aktualizacja prognozy produkcji uwzględniająca pogorszenie warunków złożowych na określonych jednostkach produkcyjnych * Aktualizacja rezerwy na likwidację odwiertów	* 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
Wartość Użytkowa	17 300		21 476	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	Kraj: 10,81% - 11,98% Pakistan: 25,92% - 29,68%		Kraj: 10,32% - 12,08% Pakistan: 19,30% - 21,42%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości	210	998	185	576

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki pieniężne:

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

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	2020		2019	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
	CGU-78 odwiertów		CGU-79 odwiertów	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	* Aktualizacja prognozy produkcji oraz obniżenie planowanych nakładów	* Rezygnacja z realizacji odwiertów w wyniku niezadawalających rezultatów prac geologicznych * Wzrost stopy dyskonta WACC w 2020 roku w stosunku do grudnia 2019 * Aktualizacja prognoz produkcji na podstawie testów na odwiertach * Zmiana prognoz cenowych - spadek cen ropy i gazu w okresach eksploatacji	* 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
Wartość Użytkowa	2 378		2 741	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	Kraj: 11,73% - 12,95%		Kraj: 11,29% - 13,02%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości	13	463	152	281

* nota nie uwzględnia rozwiązania odpisu na ŚTWB, które zostały spisane w koszty (negaty) oraz zawiązania odpisu na sejsmikach

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki pieniężne: *W przypadku składników aktywów zaliczanych do aktywów jednostek produkcyjnych ropy i gazu testy na utratę wartości przeprowadzone zostały dla poszczególnych Jednostek Generujących Środki Pieniężne („CGU”), którym są określone jednostki produkcyjne.*

	2020		2019	
	rozwiązanie odpisu	utworzenie odpisu	rozwiązanie odpisu	utworzenie odpisu
Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	CGU – 9 jednostek produkcyjnych		CGU – 8 jednostek produkcyjnych	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	Przyrost udokumentowanych zasobów złóż	* Pogorszenie warunków makroekonomicznych (stopa dyskonta, ceny węglowodorów) * Wprowadzone zmiany systemu podatkowego przyspieszyły konsumpcję ulgi podatkowej (wartość pozytywnie wpłynęła na wynik 2020 kosztem przepływów lat przyszłych) * Pogorszenie prognoz produkcji na wybranych złożach	brak rozwiązań odpisów	brak utworzeń odpisów
Wartość Użytkowa (PLN)	4 120		3 703	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	7,22%		6,22%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości (PLN)	14	380	0	0

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki pieniężne: *Majątek w leasingu operacyjnym*

	2020		2019	
	rozwiązanie odpisu	zawiazanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiazanie odpisu
Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	CGU – 169 jednostek		CGU – 170 jednostek	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	* Wzrost przychodów z wynajmu określonych nieruchomości * Spadek kosztów przewidywanych remontów oraz kosztów utrzymania nieruchomości	*Wzrost kosztów utrzymania nieruchomości *Suma zdyskontowanych przepływów pieniężnych oraz wartości rezydualnej jest niższa od wartości netto środków trwałych	* Wzrost przychodów z wynajmu określonych nieruchomości * Spadek kosztów przewidywanych remontów oraz kosztów utrzymania nieruchomości	* Zwiększona wartość majątku o składniki dotyczące prawa wieczystego użytkowania gruntów (zgodnie z MSSF 16) * wzrost wartości majątku (z tytułu zakończonej inwestycji) nie generującego dodatkowych przychodów
Wartość Użytkowa (PLN)	203		144	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	3,32% - 6,92%		3,97% - 8,52%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości (PLN)	4	90	2	25

Tabela zbiorcza (łącznie wszystkie ośrodki wypracowujące środki pieniężne)

	2020		2019	
	rozwiązanie odpisu	zawiazanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiazanie odpisu
Wartość użytkowa majątku testowanego na utratę wartości	19 881		24 362	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości (PLN)	241	1 931	339	882

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 ciążącym 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, produkcji,
- części zamienne niekwalifikujące się do pozycji rzeczowych aktywów trwałych (nota 6.1.1.) służące lub mogące służyć różnym obiektom.

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

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

Zapas gazu LNG wyceniany jest według rzeczywistego kosztu ceny produkcji lub nabycia, w zależności od źródła pochodzenia. Wartość ceny nabycia powiększana jest o koszty nabycia, w tym koszty związane z transportem gazu do miejsca składowania (w tym usługi holowniczo-cumownicze, opłaty portowe itp.). Zapas gazu LNG wyceniany jest z zastosowaniem metody średniej ważonej. Rozchód LNG na potrzeby sprzedaży i zużycia (w tym do regazyfikacji) odbywa się po średnim rzeczywistym koszcie jednostkowym z danego okresu sprawozdawczego, w danej lokalizacji.

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, ciepła lub paliwa gazowego odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. 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 6.3.3.).

Istotne szacunki

Odpis aktualizujący wartość zapasów

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

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

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

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

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

Zapasy	2020			2019		
	Wartość początkowa	Odpis aktualizujący	Wartość netto	Wartość początkowa	Odpis aktualizujący	Wartość netto
Materiały, w tym:	2 650	(99)	2 551	4 265	(454)	3 811
paliwo gazowe	1 812	(18)	1 794	3 397	(376)	3 021
paliwa do produkcji energii i ciepła	314	-	314	359	-	359
ropa naftowa	17	-	17	19	-	19
pozostałe materiały	507	(81)	426	490	(78)	412
Świadectwa pochodzenia energii	102	(1)	101	222	(1)	221
Prawa do emisji CO ₂	23	-	23	-	-	-
Pozostałe zapasy	9	-	9	11	(1)	10
Razem	2 784	(100)	2 684	4 498	(456)	4 042

Zmiany odpisu aktualizującego

	2020	2019
Odpis aktualizujący na początek okresu	(456)	(200)
Ujęte w rachunku zysków i strat, w tym:		
Utworzenie ujęte w rachunku zysków i strat	(28)	(385)
Rozwiązanie ujęte w rachunku zysków i strat	378	127
Wykorzystanie	-	2
Różnice kursowe z przeliczenia	2	-
Pozostałe zmiany	2	-
Zmiany w Grupie	2	-
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(100)	(456)

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 oraz bez znaczącego wzrostu ryzyka kredytowego, dla których ryzyko utraty wartości w horyzoncie całego 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 kredytowego lub wzrost ryzyka nie był znaczny oraz posiadają wysoką ocenę wiarygodności kredytowej (określaną na podstawie wiarygodnych danych finansowych z uwzględnieniem zewnętrznych ocen ratingowych).
- **Klasa 2** - Ekspozycje bez utraty wartości oraz ze znaczącym wzrostem ryzyka kredytowego, 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 całego życia aktywa.
- **Klasa 3** - Ekspozycje z utratą wartości, która powstała w trakcie kiedy aktywo było w posiadaniu Grupy. Dla tych ekspozycji utrata wartości jest liczona w horyzoncie do przewidywanej daty zakończenia okresu windykacji z uwzględnieniem przewidywanej kwoty odzysku. 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 grupowej** (macierzowej, statystycznej) 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 zakwalifikowane do metody indywidualnej),
- należności handlowe z terminem zapadalności powyżej roku,
- należności z tytułu sprzedaży udziałów i akcji,
- należności z tytułu dopłat do kapitału.

Grupa identyfikuje instrumenty z rozpoznaną utratą wartości w przypadku wystąpienia następujących przesłanek:

- opóźnienie płatnicze powyżej 90 dni,
- wysokie prawdopodobieństwo upadłości lub innej reorganizacji finansowej kontrahenta,
- toczące się postępowanie upadłościowe / układowe dłużnika,
- spór prawny względem wielkości / zasadności roszczenia będącego podstawą danej należności,
- inne informacje o charakterze jakościowym wskazujące na niemożność pełnego zaspokojenia wszystkich roszczeń finansowych ze strony dłużnika.

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	2020			2019		
	Wartość brutto	Odpis aktualizujący	Wartość netto	Wartość brutto	Odpis aktualizujący	Wartość netto
Należności z tytułu dostaw i usług (głównie ze sprzedaży paliwa gazowego)	4 834	(385)	4 449	4 887	(376)	4 511
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	392	-	392	510	-	510
Należności z tytułu podatku dochodowego od osób prawnych	107	(6)	101	42	-	42
Należności z tytułu innych podatków, cel i ubezpieczeń społecznych	60	(18)	42	16	(4)	12
Należności z tytułu udzielonych pożyczek	82	(56)	26	78	(55)	23
Pozostałe należności	624	(346)	278	799	(393)	406
Razem	6 099	(811)	5 288	6 332	(828)	5 504

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 utratą wartości	12-miesięczna oczekiwana strata	oczekiwana strata w okresie całego życia		z rozpoznaną utratą wartości
Stan na 1 stycznia 2019	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
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	91	17	4	-	34	-
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(34)	(15)	(9)	-	(49)	-
Wykorzystanie odpisów	-	(19)	-	-	(17)	-
Przeniesienia	(16)	16	-	-	-	-
Wpływ zmian kursów walutowych oraz pozostałe	(2)	9	-	-	(1)	-
Stan na 31 grudnia 2020	46	209	5	-	124	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 utratą wartości	12-miesięczna oczekiwana strata	oczekiwana strata w okresie całego życia		z rozpoznaną utratą wartości
Wartość bilansowa brutto na dzień 1 stycznia 2019	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
Transfer do grupy z oczekiwaną stratą w okresie całego życia	18	-	(18)	-	-	-
Transfer do grupy z rozpoznaną utratą wartości	(136)	136	(2)	-	2	-
Splacone aktywa finansowe	(20 076)	(122)	(19 832)	(680)	(224)	(20)
Nowo rozpoznane aktywa finansowe	20 199	19	19 680	717	273	20
Spisanie w ciężar odpisów	(1)	(22)	-	-	(17)	-
Pozostały wpływ	(16)	35	18	1	(5)	-
Wartość bilansowa brutto na dzień 31 grudnia 2020	3 030	326	944	284	249	1

Wpływ COVID-19 na poziom oczekiwanych strat kredytowych dla należności handlowych

Oczekuje się, że ekonomiczne skutki COVID-19 będą miały wpływ na jakość portfela aktywów finansowych Grupy i ograniczą poziom spłacalności należności handlowych. Prognozowany wpływ będzie zróżnicowany w zależności od sektora gospodarki, w jakim funkcjonują kontrahenci. Przyjęte przez Grupę modele uwzględniają korektę prawdopodobieństwa niewypłacalności kontrahentów w oparciu o oczekiwania rynkowe implikowane z notowań kontraktów Credit Default Swap (CDS).

W celu uwzględnienia wpływu czynników przyszłych (w tym COVID-19) w ramach ryzyka portfela złożonego z kontrahentów ocenianych indywidualnie, Grupa dokonała korekt prawdopodobieństwa niewykonania zobowiązania w oparciu o notowania instrumentów CDS na datę bilansową. Korekta była zróżnicowana w zależności od sektora i podsektora gospodarki, w którym działa kontrahent, oraz uzależniona od wewnętrznej lub zewnętrznej oceny ratingowej kontrahenta.

W celu uwzględnienia wpływu czynników przyszłych (w tym COVID-19) w ramach ryzyka portfela ocenianego metodą macierzową, Grupa założyła wzrost wskaźników procentowych odzwierciedlający oczekiwaną spłacalność należności w poszczególnych przedziałach wiekowania należności. Wzrost wskaźników był proporcjonalny do oczekiwanego przez rynek (wyrażonego w formie notowań kontraktów CDS) wzrostu prawdopodobieństwa niewypłacalności dla kontrahentów charakteryzujących się ryzykiem zbliżonym do uśrednionego ryzyka portfela, w tym przy uwzględnieniu sektorów gospodarki, z których pochodzą kluczowi kontrahenci Grupy.

Na podstawie przeprowadzonych analiz, szacowany efekt wpływu COVID-19 na poziom odpisów aktualizujących należności handlowe w GK PGNiG na dzień 31 grudnia 2020 roku wyniósł 3 mln PLN.

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 utratą wartości	12-miesięczna oczekiwana strata	oczekiwana strata w okresie całego życia	Z rozpoznaną utratą wartości
Stan na 1 stycznia 2019	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
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	20	19	-	-	-
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(6)	(26)	-	-	(1)
Wykorzystanie odpisów	-	(1)	-	-	(76)
Przeniesienia	(14)	14	-	-	-
Wpływ zmian kursów walutowych oraz pozostałe	12	64	-	-	1
Stan na 31 grudnia 2020	28	365	1	-	7

Zmiany wartości bilansowej brutto pozostałych aktywów finansowych

	Pozostałe aktywa finansowe objęte analizą grupową		Pozostałe aktywa finansowe objęte analizą indywidualną			Wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Wyceniane w wartości godziwej przez pozostałe całkowite dochody
	oczekiwana strata w okresie całego życia	Z rozpoznaną utratą wartości	12-miesięczna oczekiwana strata	oczekiwana strata w okresie całego życia	Z rozpoznaną utratą wartości		
Wartość bilansowa brutto na dzień 1 stycznia 2019	233	298	68	1	84	30	40
Transfer do grupy z oczekiwaną stratą w okresie całego życia	-	23	-	-	7	-	-
Transfer do grupy z rozpoznaną utratą wartości	(30)	-	-	-	-	-	-
Spłacone 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
Transfer do grupy z oczekiwaną stratą w okresie całego życia	-	26	-	-	-	-	-
Transfer do grupy z rozpoznaną utratą wartości	(26)	-	-	-	-	-	-
Spłacone aktywa finansowe	(472)	(38)	(32)	-	(5)	(126)	-
Nowo rozpoznane aktywa finansowe	339	104	5	-	5	115	-
Spisanie w ciężar odpisów	-	(1)	-	-	(76)	-	-
Pozostały wpływ	(49)	(10)	36	-	(16)	(21)	(40)
Wartość bilansowa brutto na dzień 31 grudnia 2020	143	417	40	-	16	(1)	-

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 ujmują się początkowo w wartości godziwej, która odpowiada wartości nominalnej i wycenia na dzień bilansowy według zamortyzowanego kosztu.

Zobowiązania z tytułu podatków, ceł 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	2020	2019
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 199	1 608
Zobowiązania z tytułu zakupu środków trwałych i wartości niematerialnych	654	429
Zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług	963	1 008
Zobowiązania z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	313	310
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego bieżącego	168	132
Razem	3 297	3 487

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 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	2020		2019	
	Długoterminowe	Krótkoterminowe	Długoterminowe	Krótkoterminowe
Zobowiązania z tytułu nagród jubileuszowych	639	57	562	50
Zobowiązania z tytułu odpraw emerytalnych	311	4	254	3
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	-	79	-	77
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	-	72	-	59
Świadczenia pracownicze z tytułu rozwiązania stosunku pracy	-	7	-	9
Zobowiązania z tytułu wypłat z zysku i premii	-	148	-	135
Zobowiązania z tytułu świadczeń z ZFŚS	90	4	69	4
Pozostałe zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	6	97	5	61
Razem	1 046	468	890	398

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

	Nagrody jubileuszowe		Odprawy emerytalne	
	2020	2019	2020	2019
Wartość zobowiązania na początek okresu	612	566	257	225
Koszty odsetek	16	15	7	6
Koszty bieżącego zatrudnienia	33	28	12	10
Wypłacone świadczenia	(56)	(56)	(11)	(10)
Aktuarialny zysk/(strata) - zmiany w założeniach finansowych	52	21	34	13
Aktuarialny zysk/(strata) - zmiany w założeniach demograficznych	39	38	16	13
Wartość zobowiązania na koniec okresu	696	612	315	257

W bieżącym okresie stopa techniczna przyjęta do obliczenia zdyskontowanej wartości przyszłych wypłat należnych z tytułu odpraw emerytalnych ustalona została na poziomie -1,4%, jako wypadkowa stopy zwrotu z długoterminowych obligacji skarbowych o rentowności 1,2% rocznie i planowanej rocznej inflacji wynagrodzeń w wysokości 1,2% (na koniec 2019 roku przyjęto stopę na poziomie -0,5% jako wypadkową stóp odpowiednio 2,1% i 2,6%).

6.3.2 Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów, rekultywacji oraz koszty naprawy środowiska

Zasady rachunkowości

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

Grupa tworzy rezerwę na przyszłe koszty likwidacji odwiertów, 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 [necie 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 ujmuje się 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.

Rezerwy związane z ochroną środowiska

Grupa tworzy rezerwy na przyszłe zobowiązania z tytułu:

- kosztów rozpoznania i rekultywacji zanieczyszczeń środowiska gruntowo-wodnego w związku z występowaniem prawnego lub zwyczajowego obowiązku wykonania tych czynności. Tworzona rezerwa odzwierciedla potencjalne koszty przewidziane do poniesienia, szacowane i weryfikowane okresowo, według cen bieżących.
- poniesienia obowiązkowych kosztów rekultywacji dzierżawionych gruntów/działek przed przekazaniem gruntu leasingodawcy po zakończeniu umowy.

Zmiany stanu rezerw wynikające ze zmiany stopy dyskonta (z tytułu upływu czasu) ujmowane są w rachunku zysków i strat, natomiast zmiany szacowanego kosztu rekultywacji korygują wartość składnika z tytułu prawa do użytkowania którego dotyczy rezerwa. Zmiany stanu wysokości rezerw będące skutkiem zmian szacunków wynikających np. z dokonania wcześniejszej rekultywacji terenu są traktowane jako korekta wartości składnika z tytułu prawa do użytkowania i zwiększenia wartości rezerwy do wartości faktycznie poniesionych kosztów rekultywacji.

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).

Rezerwy związane z rekultywacją składowiska i ochroną środowiska

Wartości rezerw oparte są na szacunkach przyszłych kosztów rekultywacji zanieczyszczeń, na które znaczący wpływ ma przyjęta stopa dyskonta oraz szacunek okresu wystąpienia przyszłych przepływów pieniężnych.

	Nota	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na rekultywację składowiska	Razem
Stan na 1 stycznia 2019		2 008	115	67	2 190
Wpływ zastosowania zmian w MSSF 9		-	(19)	-	(19)
Utworzenie ujęte w koszcie wytworzenia rzeczowych aktywów trwałych	Nota 6.1.1.	441	-	-	441
Utworzenie ujęte w rachunku zysków i strat	Nota 3.3.	60	49	7	116
Pozostałe zwiększenia - FLZG		2	-	-	2
Wykorzystanie		(35)	-	-	(35)
Rozwiązanie ujęte w rachunku zysków i strat	Nota 3.3.	(86)	(28)	(14)	(128)
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		(1)	-	-	(1)
Pozostałe zmiany		-	5	-	5
Stan na 31 grudnia 2019		2 389	122	60	2 571
część długoterminowa		2 355	105	50	2 510
część krótkoterminowa		34	17	10	61
Stan na 1 stycznia 2020		2 389	122	60	2 571
Utworzenie ujęte w koszcie wytworzenia rzeczowych aktywów trwałych	Nota 6.1.1.	706	-	-	706
Utworzenie ujęte w rachunku zysków i strat	Nota 3.3.	83	10	6	99
Pozostałe zwiększenia - FLZG		1	-	-	1
Wykorzystanie		(28)	-	-	(28)
Rozwiązanie ujęte w rachunku zysków i strat	Nota 3.3.	(45)	(16)	-	(61)
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		23	-	-	23
Stan na 31 grudnia 2020		3 129	116	66	3 311
część długoterminowa		3 094	92	55	3 241
część krótkoterminowa		35	24	11	70

W 2020 roku do wyliczenia rezerwy na koszt likwidacji odwiertów i infrastruktury towarzyszącej na terenie Polski zastosowano stopę dyskonta w wysokości -1,22%, która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów w wysokości 1,25% oraz stopy inflacji na poziomie ciągłego celu inflacyjnego realizowanego przez NBP w wysokości 2,50% (na koniec 2019 roku stopa dyskonta przyjęta była na poziomie -0,45% jako wypadkowa stóp odpowiednio 2,04% i 2,50%).

6.3.3 Pozostałe rezerwy

Zasady rachunkowości

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).

Istotne szacunki

Rezerwa na świadectwa pochodzenia energii tworzona jest na koniec okresu sprawozdawczego w oparciu o ilość energii elektrycznej zużytej (z wyłączeniem energii zużytej z produkcji własnej) i sprzedanej do klientów końcowych oraz w oparciu o wskaźniki procentowe dla poszczególnych świadectw wynikające z Rozporządzenia Ministra Energii i Klimatu (lub w przypadku zmiany struktury administracji rządowej innego właściwego ministra) i cenę poszczególnych świadectw na Towarowej Giełdzie Energii z ostatniego dnia notowań w okresie sprawozdawczym.

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 oraz średniej ceny pozyskania całego portfela PMEŹ (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.

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 przesyłu.

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.

	Nota	Rezerwa na świadectwa pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej	Rezerwa na zobowiązania dot. prac poszukiwawczych za granicą	Rezerwa na karę UOKiK*	Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	Pozostałe rezerwy	Razem
Stan na 1 stycznia 2019		151	175	-	23	341	690
Utworzenie ujęte w rachunku zysków i strat	Nota 3.3.	265	-	6	2	176	449
Rozwiązanie ujęte w rachunku zysków i strat	Nota 3.3.	(59)	-	-	(4)	(141)	(204)
Wykorzystanie		(123)	-	-	-	(10)	(133)
Pozostałe zmiany		(18)	2	-	-	39	23
Stan na 31 grudnia 2019		216	177	6	21	405	825
część długoterminowa		-	4	-	13	107	124
część krótkoterminowa		216	173	6	8	298	701
Stan na 1 stycznia 2020		216	177	6	21	405	825
Utworzenie ujęte w rachunku zysków i strat	Nota 3.3.**	243	-	-	2	460	705
Rozwiązanie ujęte w rachunku zysków i strat	Nota 3.3.	(11)	-	-	(6)	(358)	(375)
Wykorzystanie		(179)	-	-	-	(12)	(191)
Zmiany w Grupie		-	-	-	-	(1)	(1)
Pozostałe zmiany		6	(2)	-	1	(44)	(39)
Stan na 31 grudnia 2020		275	175	6	18	450	924
część długoterminowa		-	4	-	10	121	135
część krótkoterminowa		275	171	6	8	329	789

*Więcej informacji na temat postępowania 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 7 mln PLN została ujęta w nocie 3.4 w pozycji pozostałe koszty finansowe netto.

6.3.4 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 trwale.

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

Dotacje	2020	2019
Dotacje do aktywów, z tego:	745	754
Budowa KPMG Kosakowo	53	62
Rozbudowa PMG Wierzchowice	356	378
Rozbudowa PMG Strachocina	49	51
Rozbudowa PMG Husów	23	25
Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji	136	142
Rozwój inteligentnych systemów magazynowania, przesyłu i dystrybucji energii	78	40
Pozostałe	50	56
Razem	745	754
część długoterminowa	695	705
część krótkoterminowa	49	48

Spółki Grupy prowadzą projekty dofinansowane ze środków Unii Europejskiej. Największe tego typu projekty realizuje Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., która w 2020 roku realizowała umowy o dofinansowanie dla projektów inwestycyjnych związanych z budową nowych gazociągów w celu rozwoju gazyfikacji w miejscowościach na terenie kraju dotychczas niezgazyfikowanych. W związku z realizacją powyższych umów, spółka w bieżącym okresie otrzymała dotacje w kwocie 32 mln PLN. W okresie porównawczym wartość dotacji wyniosła 38 mln PLN.

6.3.5 Pozostałe zobowiązania

Pozostałe zobowiązania	2020		2019	
	Długoterminowe	Krótkoterminowe	Długoterminowe	Krótkoterminowe
Wadia	-	41	-	463
Niezamortyzowana wartość przyłączy gazowych przekazanych przez odbiorców	64	40	105	40
Zaliczki na dostawy	-	236	-	206
Rozliczenia międzyokresowe bierne	-	160	-	297
Zobowiązania z tytułu koncesji, praw do informacji geologicznej i użytkowania górniczego	34	-	44	-
Pozostałe przychody przyszłych okresów	1	212	1	144
Pozostałe	78	280	89	333
Razem	177	969	239	1 483



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 niekonsolidowanych metodą pełną, współkontrolowanych i stowarzyszonych niewycenianych metodą praw własności), 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, ujmowane 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.),
- wszystkie inne zobowiązania finansowe nie wymienione powyżej (z wyjątkiem zobowiązań z tytułu leasingu ujmowanych zgodnie z MSSF 16).

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, Grupa 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 odwrot;
 - 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 Główne pozycje bilansowe aktywów finansowych w podziale na kategorie

Pozycja bilansowa	Pozycja szczegółowa w nocie	Nota	2020				2019			
			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.	4 449	-	-	4 449	4 511	-	-	4 511
Pochodne instrumenty finansowe		Nota 7.2.	-	1 004	449	1 453	-	1 539	1 088	2 627
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty		Nota 5.4.	7 098	-	-	7 098	3 037	-	-	3 037
Razem			11 547	1 004	449	13 000	7 548	1 539	1 088	10 175

7.1.2 Główne pozycje bilansowe zobowiązań finansowych w podziale na kategorie

Pozycja bilansowa	Pozycja szczegółowa w nocie	Nota	2020				2019			
			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.	1 995	-	-	1 995	4 893	-	-	4 893
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	Nota 6.2.3.	1 199	-	-	1 199	1 608	-	-	1 608
Pochodne instrumenty finansowe		Nota 7.2.	-	780	618	1 398	-	991	305	1 296
Razem			3 194	780	618	4 592	6 501	991	305	7 797

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	Nota	2020			2019		
			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.	7	-	-	(41)	-	-
	Różnice kursowe	Nota 3.4.	(6)	-	-	15	-	-
Koszty finansowe netto	Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	Nota 3.4.	-	12	-	-	(7)	-
	Różnice kursowe	Nota 3.3.	68	-	-	(9)	-	-
	Odpis z tytułu utraty wartości	Nota 3.3.	(54)	-	-	42	-	-
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	Nota 3.3.	-	202	-	-	239	-
Przychody ze sprzedaży w podziale na produkty	Korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających	Nota 3.1.	-	-	1 062	-	-	570
Zużycie surowców i materiałów	Koszt transakcji zabezpieczających ceny gazu	Nota 3.2.	-	-	-	-	-	1
			15	214	1 062	7	232	571
Wpływ na pozostałe całkowite dochody								
	Zyski/straty z wyceny instrumentów pochodnych w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych [część skuteczna]				(155)			1 490
	Reklasyfikacja wyceny do rachunku zysków i strat w związku z realizacją (rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych)				(1 062)			(571)
					(1 217)			919
Wpływ na całkowite dochody			15	214	(155)	7	232	1 490
Zmiana w kapitałach odniesiona na zapasy brutto					285			(96)



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 (np. 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 w momencie realizacji 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 elektryczną i gaz ¹	Futures to wystandaryzowana transakcja, umożliwiająca sprzedaż bądź zakup towaru na rynku regulowanym za cenę wykonania określoną z góry, z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalane są warunki transakcji futures. Spółki z Grupy wykorzystują instrument w celu ekonomicznego zabezpieczenia przed zmianami cen przyszłych zakupów energii elektrycznej oraz gazu.
Kontrakty futures na CO ₂	Futures to wystandaryzowana transakcja umożliwiająca sprzedaż bądź zakup uprawnień do emisji CO ₂ na rynku regulowanym za z góry określoną cenę wykonania z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalane są warunki transakcji futures. Spółki z Grupy wykorzystują instrument w celu ekonomicznego zabezpieczenia przed zmianami cen przyszłych zakupów uprawnień do emisji CO ₂ .
Kontrakty forward na energię elektryczną oraz gaz	Forward to transakcja umożliwiająca sprzedaż bądź zakup towaru za z góry określoną cenę wykonania z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalane są warunki transakcji forward. Spółki z Grupy wykorzystują instrument w celu ekonomicznego zabezpieczenia przed zmianami cen przyszłych zakupów energii elektrycznej oraz gazu. ²

1. EE- futures Phelix na energię elektryczną zawierany na giełdzie EEX
2. Kontrakty forward na energię elektryczną oraz gaz zawierane na Towarowej Giełdzie Energii S.A.

	Nota	2020		2019	
		Aktywa	Zobowiązania	Aktywa	Zobowiązania
Instrumenty pochodne, dla których stosowana jest rachunkowość zabezpieczeń	Nota 7.2.	449	618	1 088	306
Instrumenty pochodne, dla których nie jest stosowana rachunkowość zabezpieczeń	Nota 7.2.	1 004	780	1 539	991
Razem		1 453	1 398	2 627	1 297

Instrumenty pochodne zabezpieczające w rachunkowości zabezpieczeń

Typ instrumentu pochodnego	2020					2019		
	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								
USD	263 USD	do 3 lat	3,6629-3,7583	3,71	11	371 USD	do 3 lat	54
USD	340 USD	do 3 lat	3,7935-3,9960	3,87	(38)	601 USD	do 3 lat	(39)
EUR/USD	32 EUR	do 3 lat	1,2463-1,2575	1,25	-	970 EUR	do 3 lat	120
EUR/USD	229 EUR	do 4 lat	1,1170-1,2391	1,20	(41)	42 EUR	do 3 lat	2
Swap walutowy								
EUR	38 EUR	do 3 lat	4,6535-4,6630	4,66	-	-	-	-
EUR	528 EUR	do 3 lat	4,4421-4,6342	4,51	(73)	-	-	-
					(141)			137
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu i sprzedaży gazu								
Swap TTF DA	24 MWh	do 3 lat	12,70-19,75	16,52	286	41 MWh	do 3 lat	807
Swap TTF MA	5 MWh	1 - 3 m-cy	15,06-19,10	17,45	11	2 MWh	1-3 m-cy	(1)
Swap TTF DA	29 MWh	do 4 lat	11,26-19,12	14,58	(446)	12 MWh	do 12 m-cy	(254)
Swap BRENT	4 Bbl	do 3 lat	39,05-43,87	42,03	117	-	-	-
-	-	-	-	-	-	4 MWh	do 3 lat	105
HH NYMEX	31 MMBTU	do 4 lat	2,2450-2,6080	2,43	24	-	-	-
HH NYMEX	33 MMBTU	do 4 lat	2,4050-2,6080	2,52	(20)	15,41 MMBTU	do 3 lat	(12)
					(28)			645
			Razem		(169)	Razem		782
		W tym:	Aktywa		449	W tym:	Aktywa	1 088
			Zobowiązania		618		Zobowiązania	306

2020

Typ instrumentu zabezpieczającego	Wartość nominalna	Wartość bilansowa		Nazwa pozycji w bilansie, która zawiera instrument zabezpieczający	Zmiana wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego o 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										
Kontrakty forward na kupno waluty (USD/PLN)	2 267	11	38	Pochodne instrumenty finansowe	75	60	-	Przychody / koszty operacyjne	-	nie dotyczy
Kontrakty forward na kupno waluty USD w zamian za EUR (EUR/USD)	1 183	-	41	Pochodne instrumenty finansowe	(38)	(39)	-	Przychody / koszty operacyjne	2	Przychody ze sprzedaży gazu
Kontrakty forward rozliczane do średniej na sprzedaż waluty (EUR/PLN)	2 611	-	73	Pochodne instrumenty finansowe	(41)	(172)	-	Przychody / koszty operacyjne	(51)	Przychody ze sprzedaży gazu
RYZYO CEN TOWARÓW										
Kontrakty basis swap na indeksy cen gazu	403	11	37	Pochodne instrumenty finansowe	(100)	(99)	-	Przychody / koszty operacyjne	38	Przychody ze sprzedaży gazu
Kontrakty swap na indeksy cen gazu	4 274	286	409	Pochodne instrumenty finansowe	889	(48)	32	Przychody / koszty operacyjne	(1 051)	Przychody ze sprzedaży gazu
Kontrakty swap na indeksy cen HH	610	24	20	Pochodne instrumenty finansowe	(19)	(7)	-	Przychody / koszty operacyjne	-	nie dotyczy
Kontrakty swap na indeksy cen produktów ropopochodnych	699	117	-	Pochodne instrumenty finansowe	151	151	-	Przychody / koszty operacyjne	-	nie dotyczy
Razem	12 047	449	618		917	(154)	32		(1 062)	

2019

Typ instrumentu zabezpieczającego	Wartość nominalna	Wartość bilansowa		Nazwa pozycji w bilansie, która zawiera instrument zabezpieczający	Zmiana wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego o 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										
RYZIKO WALUTOWE										
Kontrakty forwardy na kupno waluty (USD/PLN)	3 688	54	39	Pochodne instrumenty finansowe	287	72	-	Przychody / koszty operacyjne	-	nie dotyczy
Kontrakty forwardy na kupno waluty USD w zamian za EUR (EUR/USD)	186	2	-	Pochodne instrumenty finansowe	2	2	-	Przychody / koszty operacyjne	-	Przychody ze sprzedaży gazu
Kontrakty forwardy rozliczane do średniej na sprzedaż waluty (EUR/PLN)	4 133	120	-	Pochodne instrumenty finansowe	444	129	288	Przychody / koszty operacyjne	(25)	Przychody ze sprzedaży gazu
RYZIKO 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
Razem	11 122	1 088	306		2 658	1 491	1 080		(570)	

Wpływ zabezpieczenia przepływów pieniężnych przedstawia poniższa tabela.

Pozycje zabezpieczane	2020			2019		
	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
RYZYO WALUTOWE						
Zabezpieczenie gazu (USD)	(75)	(26)	-	(287)	16	-
Zabezpieczenie gazu (EUR/USD)	38	(41)	-	(2)	2	-
Zabezpieczenie gazu (EUR)	41	(69)	(24)	(156)	93	38
RYZYO CEN TOWARÓW						
Kontrakty na gaz indeksowane do miesięcznych indeksów cen gazu	(807)	(176)	195	(310)	33	1
Kontrakty na gaz indeksowane do dziennych indeksów cen gazu	24	3	-	(846)	606	133
Kontrakty na gaz indeksowane do miesięcznych indeksów cen produktów ropopochodnych	(151)	117	-	15	(12)	-
Razem	(930)	(192)	171	(1 586)	738	172



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

	2020	2019
Stan na początek okresu	910	88
RYZYO WALUTOWE		
Zyski lub straty wynikające z zabezpieczenia, ujęte w pozostałych całkowitych dochodach w ciągu okresu sprawozdawczego	(152)	202
Kwota przeklasyfikowana z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do rachunku zysków i strat jako korekta z tytułu przeklasyfikowania	(49)	(25)
Kwota przeniesiona z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych i ujęta jako korekta wartości bilansowej zapasów	(107)	(271)
RYZYO CEN TOWARÓW		
Zyski lub straty wynikające z zabezpieczenia, ujęte w pozostałych całkowitych dochodach w ciągu okresu sprawozdawczego	(4)	1 287
Kwota przeklasyfikowana z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do rachunku zysków i strat jako korekta z tytułu przeklasyfikowania	(1 012)	(545)
Kwota przeniesiona z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych i ujęta jako korekta wartości bilansowej zapasów	393	174
Stan na koniec okresu	(21)	910

Instrumenty pochodne nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń

Typ instrumentu pochodnego	2020		2019	
	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	3818 NOK	(45)	2318 NOK	90
Forward				
EUR	44 EUR	5	608 EUR	89
EUR	33 EUR	5	1 EUR	-
EUR	-	-	610 EUR	(49)
EUR	2 EUR	-	24 EUR	(1)
USD	16 USD	5	-	-
Swap walutowy				
EUR	558 EUR	78	-	-
EUR	534 EUR	(78)	-	-
		(30)		129
Pochodne instrumenty ekonomicznie zabezpieczające ceny zakupu energii elektrycznej				
Forward				
Energia Elektryczna TGE	2 MWh	44	12 MWh	18
Energia Elektryczna TGE	15 MWh	5	1 MWh	(5)
Energia Elektryczna OTC	1 MWh	14	1 MWh	34
Energia Elektryczna OTC	1 MWh	(23)	1 MWh	(22)
Futures				
Energia Elektryczna EEX AG	1 MWh	26	2 MWh	69
Energia Elektryczna EEX AG	1 MWh	(17)	3 MWh	(81)
Energia Elektryczna EPEX SPOT	-	-	-	-
Energia Elektryczna EPEX SPOT	-	-	-	-
		49		13
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu i sprzedaży gazu				
Forward				
Gaz	0,04 MWh	(1)	-	-
Gaz OTC	20 MWh	204	16 MWh	393
Gaz OTC	19 MWh	(239)	13 MWh	(310)
Futures				
Gaz TGE	3 MWh	50	-	-
Gaz TGE	-	-	2 MWh	(54)
Gaz ICE ENDEX B.V.	3 MWh	59	4 MWh	91
Gaz ICE ENDEX B.V.	3 MWh	(61)	4 MWh	(92)
Gaz POWERNEXT SA	1 MWh	12	2 MWh	40
Gaz POWERNEXT SA	2 MWh	(19)	3 MWh	(72)
Swap				
GASPOOL DA	1 MWh	17	9 MWh	235
GASPOOL DA	1 MWh	(5)	7 MWh	(99)
BRENT	0,31 bbl	(2)	-	-
Swap TTF DA	28 MWh	431	21 MWh	473
Swap TTF DA	19 MWh	(248)	9 MWh	(159)
Swap TTF MA	3 MWh	(4)	9 MWh	(44)
		194		402
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu praw do emisji CO₂				
Forward	1 t	(43)	-	-
Futures	2 t	38	3 t	(1)
		(5)		(1)
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu akcji				
Opcje	7 mln szt akcji	16	9 mln szt akcji	5
	Razem	224	Razem	548
	W tym:		W tym:	
	Aktywa	1 004	Aktywa	1 539
	Zobowiązania	780	Zobowiązania	991

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 na akcje	Model Blacka-Scholsa-Merthona.	Dane rynkowe dotyczące: stóp procentowych, kursów walutowych, basis spread'ów cen towarów i zmienności towarowej (volatility)
Kontrakty forward, swapy walutowe, 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 kontrahentów spółek Grupy z zobowiązań umownych, bądź możliwość nieodzyskania środków pieniężnych ulokowanych w bankach.

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

Maksymalna ekspozycja na ryzyko, odpowiadająca wartości bilansowej pozycji	2020	2019
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (środki pieniężne w banku oraz lokaty bankowe)	7 098	3 037
Środki pieniężne o długoterminowym ograniczeniu możliwością dysponowania	188	190
Należności z tyt. dostaw i usług	4 449	4 511
Udzielone pożyczki	845	723
Razem	12 580	8 461

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 na koniec 2020 roku wynosi: 46%, 19% oraz 13% całego salda środków pieniężnych (w 2019 roku udział procentowy trzech banków kształtował się na poziomie: 40%, 15% oraz 10%).

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).

	Rating wg agencji	2020		2019	
		Lokaty bankowe	Instrumenty pochodne (aktywa)	Lokaty bankowe	Instrumenty pochodne (aktywa)
Bank\Instytucja Finansowa	A	3 176	287	-	1 149
Bank\Instytucja Finansowa	A-	1 334	192	448	39
Bank\Instytucja Finansowa	A+	-	226	231	508
Bank\Instytucja Finansowa	A2 (Rating wg agencji Moody's)	-	263	19	264
Bank\Instytucja Finansowa	BB-	1	-	9	-
Bank\Instytucja Finansowa	BBB-	1	-	10	-
Bank\Instytucja Finansowa	BBB+	240	22	1 049	15
Gieldy	-	-	185	-	216
Rynek OTC	-	-	262	-	431
Bank\Instytucja Finansowa, pozostałe	-	1	16	1	5
Razem		4 753	1 453	1 767	2 627

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 Gieldzie 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 oraz stosowanie odpowiednich zabezpieczeń wierzytelności.

W przypadku kontrahentów indywidualnych służby windykacyjne na bieżąco monitorują stan należności przeterminowanych. W ramach realizowanego wewnątrznie procesu przedsądowego stosowane są standardowe sekwencje czynności windykacyjnych, m.in.: powiadomienie o istniejących zaległościach, 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 2020 roku saldo należności z tytułu dostaw i usług od największych trzech odbiorców stanowiło odpowiednio 14%, 9%, 9% salda należności z tytułu dostaw i usług (na dzień 31 grudnia 2019 roku: 7,0%, 3,5%, 2,3%).

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 2020 roku udział procentowy banków, z którymi zawarto najwięcej (wartościowo) transakcji dotyczących instrumentów pochodnych, których wycena jest pozytywna, wynosi: 18%, 14% oraz 13% (na dzień 31 grudnia 2019 roku: 23%, 17% oraz 16%).

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	Podejście 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	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 3 ostatnich lat, Grupa oceniła, że historycznie zmiana indeksu TTF odpowiadała średnio za około 130% 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 2020 i 2019 roku.

2020	Wartość bilansowa	TTF,EE - zmiana ceny o:			
		45%		-45%	
		Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	1 333	380	509	442	870
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	1 123	(447)	(1 021)	(365)	(418)
Wpływ zmian cen TTF, EE*		(67)	(512)	77	452

*TTF, EE - objaśnienia skrótów podano w [nocie 7.2](#).

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](#).

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 transakcji na odpowiednich walutowych instrumentach 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 polskim rynku TGE. 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 taki komponent za możliwy do wyodrębnienia i wiarygodnej wyceny.

W oparciu o analizy historyczne za okres 3 ostatnich 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 2020 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 2020 roku).

2020	Nota	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	<i>Nota 6.2.2.</i>	4 449	990	52	-	(52)	-	18	-	(18)	-	6	-	(6)	-
Pochodne instrumenty finansowe (aktywa)	<i>Nota 7.2.</i>	1 453	59	-	-	14	203	-	183	5	-	-	-	134	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	<i>Nota 5.4.</i>	7 098	3 544	25	-	(25)	-	260	-	(260)	-	-	-	-	-
Zobowiązania finansowe															
Zobowiązanie z tytułu zadłużenia	<i>Nota 5.2.</i>	4 184	1 881	(85)	-	85	-	(67)	-	67	-	-	-	-	-
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	<i>Nota 6.2.3.</i>	1 199	681	(28)	-	28	-	(23)	-	23	-	(3)	-	3	-
Pochodne instrumenty finansowe (zobowiązania)	<i>Nota 7.2.</i>	1 398	276	(14)	(203)	-	-	(5)	-	-	(183)	(134)	-	-	-
Wpływ zmian kursów				(50)	(203)	50	203	183	183	(183)	(183)	(131)	-	131	-

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

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 wariancji – kowariancji.

Pozycje oprocentowane według stopy zmiennej narażają Grupę na ryzyko zmiany przepływów pieniężnych z danej pozycji w wyniku zmiany stóp procentowych, poprzez wpływ na wysokość przychodów lub kosztów odsetkowych ujmowanych w wyniku finansowym. Pozycje oprocentowane według stałej stopy narażają Grupę na ryzyko wartości 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.

		2020				2019			
		Wartość bilansowa	Saldo oprocentowane wg stopy zmiennej	Zmiana oprocentowania o +20 pb	Zmiana oprocentowania o - 20 pb	Wartość bilansowa	Saldo oprocentowane wg stopy zmiennej	Zmiana oprocentowania o +30 pb	Zmiana oprocentowania o - 30 pb
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	Nota 5.4.	7 098	4 753	10	(10)	3 037	1 767	5	(5)
Instrumenty pochodne CIRS poza rachunkowością zabezpieczeń - aktywa	Nota 7.2.	-	-	-	-	90	1 001	-	-
Instrumenty pochodne CIRS poza rachunkowością zabezpieczeń - zobowiązania	Nota 7.2.	45	1 680	-	-	-	-	-	-
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	Nota 5.2.	4 178	2 270	(5)	5	6 746	5 091	(15)	15
Wpływ po uwzględnieniu rachunkowości zabezpieczeń				5	(5)			(10)	10

7.3.3 Ryzyko płynności

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

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

Zagrożenia związanego z ryzykiem płynności nie należy wyłącznie utożsamiać z ryzykiem utraty płynności przez Grupę. Równie istotnym zagrożeniem może być strukturalna nadpłynność, która niekorzystnie wpływa na rentowność prowadzonej przez Grupę działalności. Grupa na bieżąco kontroluje i planuje poziom swojej płynności finansowej.

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.

2020	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 tytułu zadłużenia	77	247	281	1 282	2 335	4 222	4 184
Kredyty bankowe	16	215	83	1 067	614	1 995	1 995
Zobowiązania z tytułu leasingu	61	20	198	127	1 721	2 127	2 089
Pozostałe	-	12	-	88	-	100	100
Zobowiązania z tytułu dostaw	2 252	81	62	11	39	2 445	2 445
Zobowiązania z tytułu instrumentów pochodnych							
Forward							
- wpływy	1 637	3 848	1 772	281	-	7 538	-
- wypływy	(1 682)	(4 004)	(1 833)	(424)	-	(7 943)	385
Pozostałe instrumenty pochodne							
- wpływy	42	160	28	-	-	230	-
- wypływy	(397)	(280)	(112)	(8)	-	(797)	973
Zobowiązania finansowe – wypływy	4 347	4 592	2 090	1 598	653	13 280	-
Zobowiązania finansowe z uwzględnieniem wpływów z instrumentów pochodnych	2 668	584	290	1 317	653	5 512	7 987

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 tytułu zadłużenia	3 059	195	253	757	2 659	6 923	6 752
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	1 839
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 – wypływy	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	11 303



8. Noty pozostałe

8.1 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 trwałe przeznaczone do sprzedaży wyceniane są w kwocie niższej spośród dwóch wartości: wartości księgowej netto i wartości godziwej pomniejszonej o koszty związane ze sprzedażą. Jeśli wartość godziwa jest niższa od wartości księgowej netto, różnicę ujmuje się jako odpis aktualizujący w rachunku zysków i strat.

Składnik aktywów (grupa) przeznaczony do sprzedaży	Warunki zbycia i jego oczekiwany termin	Wartość bilansowa	
		2020	2019
Prawo wieczystego użytkowania gruntów	Przetarg (sprzedaż luty 2021)	23	-
Pozostałe aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	Przetarg (oczekiwany termin zbycia 2021 rok)	8	14
Razem		31	14

8.2 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 6.3.2).

Oplata 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 trwałe 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 odnosi się na przychody przyszłych okresów.

	2020	2019
Pozostałe aktywa trwałe	1 834	1 375
Udzielone pożyczki	819	700
Środki pieniężne o długoterminowym ograniczeniu możliwością dysponowania	188	190
Oplata przyłączeniowa	115	120
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie	60	32
Nieruchomości inwestycyjne	147	155
Zaliczki na środki trwałe w budowie pozostałe, niedot.poszukiwania	8	77
Należności finansowe (przekazane kaucje, gwarancje i inne)	38	26
Pozostałe aktywa trwałe	459	75
Pozostałe aktywa obrotowe	217	259
Papiery wartościowe i inne inwestycje dłużne	47	71
Ubezpieczenia majątkowe	56	52
Pozostałe aktywa obrotowe	114	136



Zmiana wartości bilansowej brutto pożyczek udzielonych w bieżącym okresie

	12-miesięczna oczekiwana strata	Pożyczki udzielone	
		oczekiwana strata w okresie całego życia	Z rozpoznaną utratą wartości
Wartość bilansowa brutto na dzień 1 stycznia 2019	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
Splacone aktywa finansowe	(16)	(4)	(2)
Nowo rozpoznane aktywa finansowe	107	16	-
Pozostały wpływ	26	-	3
Wartość bilansowa brutto na dzień 31 grudnia 2020	821	41	56

Zmiana odpisów z tytułu utraty wartości udzielonych pożyczek w bieżącym okresie

	12-miesięczna oczekiwana strata	Pożyczki udzielone	
		oczekiwana strata w okresie całego życia	Z rozpoznaną utratą wartości
Stan na 1 stycznia 2019	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
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	7	1	3
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(1)	(1)	(2)
Stan na 31 grudnia 2020	17	-	56

8.2.1 Aktywa i zobowiązania warunkowe

Tytuł aktywa warunkowego	2020	2019
Szacunek kwoty		
Przyznane dofinansowanie	182	187
Pozostałe aktywa warunkowe	13	14
Razem	195	201

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

Tytuł zobowiązania warunkowego	2020	2019
Szacunek kwoty		
Gwarancje i poręczenia	4 830	3 808
Wystawione weksle	554	552
Pozostałe	9	11
Razem	5 393	4 371

Największą pozycją zobowiązań warunkowych na koniec 2020 roku stanowi gwarancja wystawiona przez Jednostkę Dominującą na rzecz państwa norweskiego z tytułu wykonywania przez spółkę PUN prac na norweskim szelfie kontynentalnym, której wartość na koniec 2020 roku w przeliczeniu na PLN, ujęta w pozycji Gwarancje i poręczenia, wynosi 2 896 mln PLN (2 672 mln PLN na koniec 2019 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.

8.3 Informacje o transakcjach z podmiotami powiązаныmi

Jednostkami powiązаныmi 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.

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

	2020			2019		
	Wspólne przedsięwzięcia	Pozostałe podmioty powiązane	Razem	Wspólne przedsięwzięcia	Pozostałe podmioty powiązane	Razem
Obroty i przychody/koszty za okres						
Sprzedaż produktów i usług	266	16	282	54	13	67
Przychody z tytułu odsetek od pożyczek	37	4	41	34	4	38
Razem	303	20	323	88	17	105
Zakup usług, towarów i materiałów	(290)	(66)	(356)	(77)	(60)	(137)
Zakup środków trwałych w budowie	(88)	(37)	(125)	(109)	(3)	(112)
Zakup zapasów	(461)	(20)	(481)	(450)	(19)	(469)
Inne transakcje zakupu	-	-	-	-	-	-
Razem	(839)	(123)	(962)	(636)	(82)	(718)
Saldo na koniec okresu						
Należności z tytułu dostaw i usług i pozostałe	199	3	202	12	2	14
W tym, kwota odpisów z tytułu utraty wartości	(95)	-	(95)	-	-	-
Udzielone pożyczki	792	51	843	694	30	724
W tym, kwota odpisów z tytułu utraty wartości	(17)	(56)	(73)	(11)	(55)	(66)
Razem	991	54	1 045	706	32	738
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	106	13	119	61	7	68
Otrzymane pożyczki	-	-	-	-	-	-
Zobowiązania pozostałe	43	-	43	6	-	6
Razem	149	13	162	67	7	74

W 2020 roku Jednostka Dominująca ani spółki od niej zależne nie zawarły żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż warunki rynkowe.

8.3.2 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.

	2020	2019
Przychody	4 584	5 871
Koszty	(1 716)	(1 687)
Należności	839	919
Zobowiązania	23	23

Powyższe dane dotyczą transakcji z podmiotami nadzorowanymi przez Prezesa Rady Ministrów oraz wymienionymi w Rozporządzeniu Prezesa Rady Ministrów z dnia 26 stycznia 2021 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.

8.3.3 Informacje o świadczeniach dla kluczowego personelu Grupy Kapitałowej

	2020			2019		
	Zarząd	Rada Nadzorcza	Razem	Zarząd	Rada Nadzorcza	Razem
Jednostki dominujące	10,9	0,8	11,7	10,4	0,7	11,1
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze	9,2	0,8	10,0	10,0	0,7	10,7
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	1,7	-	1,7	0,4	-	0,4
Jednostek zależnych	23,8	3,7	27,5	23,6	5,2	28,8
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze	22,4	3,7	26,1	22,9	5,2	28,1
Świadczenia po okresie zatrudnienia	0,2	-	0,2	0,2	-	0,2
Pozostałe świadczenia długoterminowe	0,3	-	0,3	0,3	-	0,3
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	0,9	-	0,9	0,2	-	0,2
Razem	34,7	4,5	39,2	34,0	5,9	39,9

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

8.3.4 Pożyczki udzielone osobom zarządzającym oraz osobom nadzorującym w spółkach Grupy Kapitałowej

W 2020 roku, a także w 2019 roku osoby zarządzające i nadzorujące jednostki GK PGNiG nie otrzymały pożyczek.



8.4 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 wydobywaniu gazu ziemnego oraz ropy naftowej, z wyjątkiem działań prowadzonych w południowo-wschodniej Polsce, mających charakter początkowej fazy poszukiwań niekonwencjonalnych złóż gazu.

Istotne szacunki

Na dzień kończący okres sprawozdawczy Grupa posiadała wspólne działania w rozumieniu MSSF 11 w ramach inwestycji realizowanych w Norwegii na licencjach PL 127C, PL146, PL333, PL460, PL939, PL941, PL1009, PL1009B oraz PL1017, na których sprawowała współkontrolę.

Na dzień 31 grudnia 2020 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.

2020			
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 „Piotki”	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 "Poznań"	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 „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 w zakresie wydobycia gazu ziemnego ze złoża "Karmin"	Polska	PGNiG S.A. 51%; ORLEN Upstream sp. z o.o. 49%	Wydobycie gazu ziemnego
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym w zakresie wydobycia gazu ziemnego ze złoża "Miłosław E"	Polska	PGNiG S.A. 51%; ORLEN Upstream sp. z o.o. 49%	Wydobycie gazu ziemnego
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/PL1009B	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
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL127C	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 11.9175%; Aker BP 88.0825%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL941	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 20%; Aker BP 80%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej

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 „Piotki”	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 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

8.5 Zmiany w strukturze Grupy w okresie sprawozdawczym

Data	Spółka	Zdarzenie
12 marca 2020 roku	GEOFIZYKA Kraków S.A. w likwidacji w upadłości	W dniu 12 marca 2020 roku została ogłoszona przez Sąd upadłość likwidacyjna Spółki GEOFIZYKA Kraków S.A. w likwidacji.
22 maja 2020 roku	Gardia Broker Sp. z o.o.	W dniu 22 maja 2020 roku nastąpiła zmiana firmy spółki Górnośląska Spółka Brokerska Sp. z o.o. na Gardia Broker Sp. z o.o.
17 września 2020 roku	PST Europe Sales GmbH (spółka zależna PGNiG Supply & Trading GmbH)	<p>W dniu 17 września 2020 roku, w ramach transakcji sprzedaży portfela klientów spółki PST Europe Sales GmbH oraz XOOOL GmbH na rzecz Lekker Energie GmbH, spółka PST Europe Sales GmbH nabyła nieodpłatnie 100% udziałów w spółce PST Verwaltungs GmbH.</p> <p>W dniu 23 grudnia 2020 roku została podpisana umowa o połączeniu spółki PST Verwaltungs GmbH z PST Europe Sales GmbH. W wyniku połączenia nie nastąpiły żadne zmiany w kapitale zakładowym PST Europe Sales GmbH, w tym w ilości i wartości udziałów.</p> <p>Z chwilą rejestracji połączenia w dniu 8 stycznia 2021 roku spółka PST Verwaltungs GmbH przestała istnieć.</p>
30 listopada 2020 roku	CIFL Sp. z o.o. w likwidacji	<p>Spółka sporządziła sprawozdanie finansowe na dzień zakończenia likwidacji, tj. na dzień 30 listopada 2020 roku.</p> <p>W dniu 19 lutego 2021 roku nastąpiło wykreślenie z KRS spółki CIFL sp. z o.o. w likwidacji.</p>
4 grudnia 2020 roku	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysł Sp. z o.o.	W dniu 4 grudnia 2020 roku została zawiązana spółka PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysł Sp. z o.o. Wszystkie udziały (100%) w kapitale zakładowym o łącznej wartości nominalnej 5 000,00 zł objęła spółka PGNiG TERMIKA S.A. W dniu 2 marca 2021 roku nastąpiła rejestracja spółki w KRS.
22 grudnia 2020 roku	Exalo Diament Sp. z o.o. w organizacji	W dniu 22 grudnia 2020 roku została zawiązana spółka Exalo Diament Sp. z o.o. Wszystkie udziały (100%) w kapitale zakładowym o łącznej wartości nominalnej 5 000,00 zł objęła spółka Exalo Drilling S.A. Do dnia sporządzenia sprawozdania nie została dokonana rejestracja spółki w KRS.

8.6 Inne istotne informacje

8.6.1 Wynagrodzenie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych

	2020	2019
Badanie rocznych jednostkowych sprawozdań finansowych i rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej	1,70	1,91
Inne usługi poświadczające, w tym za przegląd sprawozdań finansowych	0,49	0,43
Pozostałe usługi	0,80	1,22
Razem	2,99	3,56

W bieżącym i porównawczym okresie sprawozdawczym, 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.

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

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

8.7 Zdarzenia po dniu bilansowym

Data	Spółka	Zdarzenie
13 stycznia 2021 roku	Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	<p>W dniu 13 stycznia 2021 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE) zatwierdził nową Taryfę Nr 9 w zakresie dystrybucji paliw gazowych Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. (Taryfa Dystrybucyjna).</p> <p>Uśredniony wzrost stawek opłat sieciowych stosowanych do rozliczeń z odbiorcami w Taryfie Dystrybucyjnej w stosunku do dotychczasowej taryfy Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o., z wyjątkiem gazu koksowniczego, wynosi około 3,6%.</p> <p>Termin obowiązywania nowej Taryfy Dystrybucyjnej: od 1 lutego do 31 grudnia 2021 roku.</p> <p>Szczegóły dotyczące zatwierdzonej Taryfy Dystrybucyjnej dostępne są na stronie internetowej www.ure.gov.pl, opublikowane w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe.</p>
29 stycznia 2021 roku	PGNiG S.A.	<p>W związku z wygaśnięciem ważności złożonej TAURON Polska Energia S.A. (TAURON) oferty, dotyczącej nabycia przez PGNiG 100% udziałów w spółce Tauron Ciepło Sp. z o.o. (Transakcja) i brakiem wypracowania konsensusu w ramach przyznanej PGNiG przez TAURON wyłączności negocjacyjnej, której terminem wygaśnięcia jest 31 stycznia 2021 roku, PGNiG poinformowało TAURON o woli niekontynuowania dalszych negocjacji zmierzających do zawarcia Transakcji.</p> <p>Informacje odnośnie procesu zawierają raporty bieżące nr 29/2020 z dnia 16 czerwca 2020 roku oraz 62/2020 z dnia 30 listopada 2020 roku.</p>
10 lutego 2021 roku	PGNiG S.A.	<p>W nawiązaniu do raportu bieżącego nr 64/2020 z dnia 11 grudnia 2020 roku dotyczącego złożenia ČEZ a.s. (ČEZ) – wspólnie przez PGNiG i PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (PGE) – oferty niewiążącej nabycia polskich aktywów Grupy ČEZ (Transakcja), PGNiG złożyło oświadczenie o odstąpieniu od udziału w Transakcji i współpracy z PGE, prowadzonej na potrzeby tego procesu transakcyjnego.</p>
17 lutego 2021 roku	PGNiG S.A.	<p>Pan Jarosław Wróbel złożył rezygnację z pełnienia funkcji Wiceprezesa Zarządu PGNiG z końcem dnia 1 marca 2021 roku.</p> <p>Jako powód rezygnacji Pan Jarosław Wróbel wskazał powołanie go do pełnienia funkcji Wiceprezesa Zarządu Grupy LOTOS S.A.</p>
2 marca 2021 roku	PGNiG S.A.	<p>Rada Nadzorcza PGNiG S.A. podjęła decyzję o powołaniu z dniem 16 marca 2021 roku Pana Artura Cieślaka na stanowisko Wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A., na okres trwania VI kadencji Zarządu Spółki, kończącej się 10 stycznia 2023 roku.</p>

Zarząd PGNiG S.A.

Prezes Zarządu	Paweł Majewski	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
----------------	----------------	---

Wiceprezes Zarządu	Artur Cieślik	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
--------------------	---------------	---

Wiceprezes Zarządu	Robert Perkowski	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
--------------------	------------------	---

Wiceprezes Zarządu	Arkadiusz Sekściński	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
--------------------	----------------------	---

Wiceprezes Zarządu	Przemysław Wacławski	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
--------------------	----------------------	---

Wiceprezes Zarządu	Magdalena Zegarska	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
--------------------	--------------------	---

Osoba odpowiedzialna za sporządzenie Skonsolidowanego sprawozdania finansowego	Aleksandra Sobieska-Moroz	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
--	---------------------------	---

Warszawa, 23 marca 2021 roku