

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownitwo S.A.

RAPORT OKRESOWY za III kwartał zakończony 30 września 2019 roku



Wybrane dane finansowe

Dane dotyczące skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	9 miesięcy zakończonych 30 września 2019	9 miesięcy zakończonych 30 września 2018	9 miesięcy zakończonych 30 września 2019	9 miesięcy zakończonych 30 września 2018
Przychody ze sprzedaży	29 653	28 481	6 882	6 696
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	3 929	5 769	912	1 356
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	1 816	3 800	421	893
Zysk przed opodatkowaniem	1 814	3 887	421	914
Zysk netto akcjonariuszy jednostki dominującej	1 342	2 824	311	664
Zysk netto	1 341	2 822	311	663
Łączne całkowite dochody przypadające akcjonariuszom jednostki dominującej	1 717	2 593	399	610
Łączne całkowite dochody	1 716	2 591	398	609
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	4 203	4 498	975	1 057
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 718)	(2 621)	(863)	(616)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(1 613)	(1 700)	(374)	(400)
Przepływy pieniężne netto	(1 128)	177	(262)	42
Zysk na akcję podstawowy i rozwodniony (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,23	0,49	0,05	0,11
	Stan na 30 września 2019	Stan na 31 grudnia 2018	Stan na 30 września 2019	Stan na 31 grudnia 2018
Aktywa razem	54 012	53 271	12 350	12 389
Zobowiązania razem	16 257	16 639	3 717	3 870
Zobowiązania długoterminowe razem	8 549	7 255	1 955	1 687
Zobowiązania krótkoterminowe razem	7 708	9 384	1 762	2 183
Kapitał własny razem	37 755	36 632	8 633	8 519
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 778	5 778	1 321	1 344
Średnia ważona liczba akcji zwykłych (mln szt.)	5 778	5 778	5 778	5 778
Wartość księgową i rozwodnioną wartość księgową na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	6,53	6,34	1,49	1,47
Zadeklarowana i wypłacona dywidenda na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,18	-	0,04	-

Dane dotyczące skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	9 miesięcy zakończonych 30 września 2019	9 miesięcy zakończonych 30 września 2018	9 miesięcy zakończonych 30 września 2019	9 miesięcy zakończonych 30 września 2018
Przychody ze sprzedaży	15 632	15 209	3 628	3 576
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	1 050	2 097	244	493
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	424	1 508	98	355
Zysk przed opodatkowaniem	2 004	3 258	465	766
Zysk netto	1 867	2 955	433	695
Całkowite dochody razem	2 231	2 717	518	639
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	693	462	161	108
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 447)	1 143	(336)	269
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(1 430)	(1 221)	(332)	(287)
Przepływy pieniężne netto	(2 184)	384	(507)	90
Zysk netto i rozwodniony zysk netto na jedną akcję przypisany zwykłym akcjonariuszom (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,32	0,51	0,07	0,12
	Stan na 30 września 2019	Stan na 31 grudnia 2018	Stan na 30 września 2019	Stan na 31 grudnia 2018
Aktywa razem	37 367	36 993	8 544	8 603
Zobowiązania razem	6 996	8 160	1 600	1 898
Zobowiązania długoterminowe razem	3 068	2 551	701	593
Zobowiązania krótkoterminowe razem	3 928	5 609	899	1 304
Kapitał własny	30 371	28 833	6 944	6 705
Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	7 518	7 518	1 719	1 748
Liczba akcji (średnia ważona w okresie w mln szt.)	5 778	5 778	5 778	5 778
Wartość księgową i rozwodnioną wartość księgową na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	5,26	4,99	1,20	1,16
Zadeklarowana i wypłacona dywidenda na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,18	-	0,04	-

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do EURO ustalone przez NBP	30 września 2019	30 września 2018	31 grudnia 2018
Średni kurs w okresie	4,3086	4,2535	4,2669
Kurs na koniec okresu	4,3736	4,2714	4,3000

Pozycje rachunku zysków i strat, sprawozdania z całkowitych dochodów oraz sprawozdania z przepływów pieniężnych zostały przeliczone według kursu EUR/PLN, stanowiącego średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez Narodowy Bank Polski (NBP) na ostatni dzień każdego miesiąca danego okresu obrotowego. Pozycje sprawozdania z sytuacji finansowej zostały przeliczone według średniego kursu EUR/PLN obowiązującego na koniec danego okresu obrotowego, ustalonego przez NBP.

SPIS TREŚCI

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe	4
1. Informacje ogólne	8
1.1. PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE	8
1.2. PODSTAWA SPORZĄDZENIA SPRAWOZDAŃ FINANSOWYCH ZAMIESZCZONYCH W RAPORCIE	8
1.3. PRZYJĘTE ZASADY RACHUNKOWOŚCI	9
1.4. WPLYW NOWYCH STANDARDÓW NA SPRAWOZDANIE GRUPY KAPITAŁOWEJ	9
1.5. ZMIANY PREZENTACJI W SPRAWOZDANIU FINANSOWYM	9
2. Informacje dotyczące Grupy Kapitałowej i segmentów sprawozdawczych	11
2.1. ZMIANY W STRUKTURZE GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG	13
2.2. INWESTYCJE W JEDNOSTKACH WYCENIANYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI	13
2.3. DANE LICZBOWE DOTYCZĄCE SEGMENTÓW SPRAWOZDAWCZYCH	14
2.4. OMÓWIENIE WYNIKÓW FINANSOWYCH POSZCZEGÓLNYCH SEGMENTÓW SPRAWOZDAWCZYCH	15
2.5. CZYNNIKI I ZDARZENIA MOGĄCE MIEĆ WPLYW NA PRZYSZŁE WYNIKI GK PGNiG	17
3. Dodatkowe noty objaśniające do Skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	18
3.1. PODATEK ODROCZONY	18
3.2. ODPISY AKTUALIZUJĄCE	18
3.3. REZERWY	19
3.4. PRZYCHODY ZE SPRZEDAŻY	20
3.5. KOSZTY OPERACYJNE	22
3.6. POZOSTAŁE PRZYCHODY I KOSZTY OPERACYJNE	22
3.7. PRZYCHODY / (KOSZTY) FINANSOWE NETTO	22
3.8. PODATEK DOCHODOWY	23
3.9. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE	23
3.10. POCHODNE INSTRUMENTY FINANSOWE	24
3.11. AKTYWA I ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE	27
3.12. HIERARCHIA WARTOŚCI GODZIWEJ	27
3.13. KLASYFIKACJA AKTYWÓW FINANSOWYCH	27
4. Informacje dodatkowe do raportu okresowego	28
4.1. OPIS NAJWAŻNIEJSZYCH ZDARZEŃ DOTYCZĄCYCH EMITENTA W OKRESIE, KTÓREGO DOTYCZY RAPORT	28
4.2. ZESTAWIENIE STANU POSIADANIA AKCJI PRZEZ OSOBY ZARZĄDZAJĄCE I NADZORUJĄCE	31
4.3. WYPŁAĆONA (ZADEKLAROWANA) DYWIDENDA	31
4.4. EMISJA, WYKUP I SPŁATA DŁUŻNYCH PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH	31
4.5. SEZONOWOŚĆ DZIAŁALNOŚCI	32
4.6. ISTOTNE POSTĘPOWANIA TOCZĄCE SIĘ PRZED SĄDEM, ORGANEM WŁAŚCIWYM DLA POSTĘPOWANIA ARBITRAŻOWEGO LUB ORGANEM ADMINISTRACJI PUBLICZNEJ	32
4.7. ROZLICZENIA Z TYTUŁU SPRAW SĄDOWYCH	36
4.8. ZMIANY SYTUACJI GOSPODARCZEJ I WARUNKÓW PROWADZENIA DZIAŁALNOŚCI, KTÓRE MAJĄ ISTOTNY WPLYW NA WARTOŚĆ GODZIWĄ AKTYWÓW FINANSOWYCH I ZOBOWIĄZAŃ FINANSOWYCH	36
4.9. INFORMACJE O NIESPŁACENIU KREDYTU LUB POŻYCZKI LUB NARUSZENIU ISTOTNYCH POSTANOWIEŃ UMOWY KREDYTU LUB POŻYCZKI, W ODNIESIENIU DO KTÓRYCH NIE PODJĘTO ŻADNYCH DZIAŁAŃ NAPRAWCZYCH DO KOŃCA OKRESU SPRAWOZDAWCZEGO	36
4.10. TRANSAKCJE Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI	36
4.11. STANOWISKO ZARZĄDU ODNOŚNIE DO MOŻLIWOŚCI ZREALIZOWANIA PUBLIKOWANYCH PROGNOZ WYNIKÓW NA DANY ROK	36
4.12. ZDARZENIA PO ZAKOŃCZENIU OKRESU SPRAWOZDAWCZEGO	36
4.13. POZOSTAŁE INFORMACJE, ISTOTNE DLA OCENY SYTUACJI MAJĄTKOWEJ, FINANSOWEJ I WYNIKU FINANSOWEGO	36
5. Kwartalna informacja finansowa PGNiG S.A.	37
5.1. SKRÓCONE ŚRÓDROCZNE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE FINANSOWE	37
5.2. ZMIANY PREZENTACJI W SPRAWOZDANIU FINANSOWYM	42
5.3. DODATKOWE NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO SKRÓCONEGO ŚRÓDROCZNEGO JEDNOSTKOWEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO	43

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe

Skonsolidowany rachunek zysków i strat	3 miesiące zakończone 30 września 2019	9 miesięcy zakończone 30 września 2019	3 miesiące zakończone 30 września 2018	9 miesięcy zakończone 30 września 2018	
	niebadane	niebadane	niebadane	niebadane	
Przychody ze sprzedaży gazu	4 749	21 574	5 304	20 058	Nota 3.4.1
Przychody ze sprzedaży pozostałe	2 280	8 079	2 291	8 423	Nota 3.4.1
Przychody ze sprzedaży	7 029	29 653	7 595	28 481	
Koszt sprzedanego gazu	(4 099)	(18 876)	(4 129)	(16 410)	Nota 3.5
Zużycie innych surowców i materiałów	(615)	(2 042)	(430)	(1 768)	Nota 3.5
Świadczenia pracownicze	(697)	(2 244)	(626)	(2 018)	Nota 3.5
Usługi przesyłowe	(269)	(788)	(249)	(777)	
Pozostałe usługi	(470)	(1 319)	(463)	(1 300)	Nota 3.5
Podatki i opłaty	(103)	(702)	(109)	(707)	
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(194)	(211)	(327)	(329)	Nota 3.6
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	263	746	233	687	
Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	(42)	(288)	(26)	(90)	Nota 3.5
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	803	3 929	1 469	5 769	
Amortyzacja	(662)	(2 113)	(643)	(1 969)	
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	141	1 816	826	3 800	
Koszty finansowe netto	(68)	(37)	(41)	10	Nota 3.7
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	9	35	15	77	
Zysk przed opodatkowaniem	82	1 814	800	3 887	
Podatek dochodowy	(52)	(473)	(248)	(1 065)	Nota 3.8
Zysk netto	30	1 341	552	2 822	
Zysk netto przypadający:					
Akcjonariuszom jednostki dominującej	30	1 342	554	2 824	
Udziałom niekontrolującym	-	(1)	(2)	(2)	
Średnia ważona liczba akcji zwykłych (mln szt.)	5 778	5 778	5 778	5 778	
Zysk na akcję podstawowy i rozwodniony (w PLN)	0,01	0,23	0,10	0,49	
Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów	3 miesiące zakończone 30 września 2019	9 miesięcy zakończone 30 września 2019	3 miesiące zakończone 30 września 2018	9 miesięcy zakończone 30 września 2018	
	niebadane	niebadane	niebadane	niebadane	
Zysk netto	30	1 341	552	2 822	
Różnice kursowe z przeliczenia sprawozdań jednostek zagranicznych	18	20	(15)	11	
Rachunkowość zabezpieczeń	92	437	(304)	(319)	
Podatek odroczony	(23)	(68)	75	84	
Udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności	-	-	(1)	3	
Pozostałe całkowite dochody podlegające przeklasyfikowaniu do wyniku	87	389	(245)	(221)	
Straty aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych	-	(15)	-	(14)	
Podatek odroczony	-	3	-	3	
Udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności	-	(2)	-	1	
Pozostałe całkowite dochody nie podlegające przeklasyfikowaniu do wyniku	-	(14)	-	(10)	
Pozostałe całkowite dochody netto	87	375	(245)	(231)	
Łączne całkowite dochody	117	1 716	307	2 591	
Łączne całkowite dochody przypadające:					
Akcjonariuszom jednostki dominującej	117	1 717	309	2 593	
Udziałom niekontrolującym	-	(1)	(2)	(2)	

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych	9 miesięcy zakończone 30 września 2019	9 miesięcy zakończone 30 września 2018
	niebadane	niebadane
Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej		
Zysk netto	1 341	2 822
Amortyzacja	2 113	1 969
Podatek dochodowy bieżącego okresu	473	1 065
Wynik z działalności inwestycyjnej	222	(407)
Pozostałe korekty niepieniężne	(59)	673
Podatek dochodowy zapłacony	(529)	(805)
Zmiana stanu kapitału obrotowego	642	(819)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	4 203	4 498
Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej		
Wydatki na nabycie środków trwałych w budowie dotyczących poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(721)	(620)
Wydatki na pozostałe rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(2 916)	(1 867)
Wydatki na nabycie udziałów w jednostkach powiązanych	-	(90)
Pozostałe pozycje netto	(81)	(44)
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 718)	(2 621)
Przepływy pieniężne z działalności finansowej		
Wpływy z tytułu zadłużenia	1 755	800
Wydatki z tytułu zadłużenia	(2 735)	(2 494)
Wyplacone dywidendy	(636)	-
Pozostałe pozycje netto	3	(6)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(1 613)	(1 700)
Przepływy pieniężne netto	(1 128)	177
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	3 928	2 581
Różnice kursowe dotyczące środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	6	6
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	2 800	2 758

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Stan na	Stan na	
	30 września 2019	31 grudnia 2018	
	niebadane	zbadane	
AKTYWA			
Rzeczowe aktywa trwałe	37 673	34 236	Nota 3.9
Wartości niematerialne	459	1 173	
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	35	94	
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności	1 840	1 806	
Pochodne instrumenty finansowe	140	226	
Pozostałe aktywa	1 357	1 363	
Aktywa trwałe	41 504	38 898	
Zapasy	4 494	3 364	
Należności	3 537	5 742	
Pochodne instrumenty finansowe	1 228	1 092	Nota 3.10
Pozostałe aktywa	431	204	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 803	3 925	
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	15	46	
Aktywa obrotowe	12 508	14 373	
AKTYWA RAZEM	54 012	53 271	
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY			
Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	7 518	7 518	
Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	364	73	
Skumulowane pozostałe całkowite dochody	(193)	(203)	
Zyski zatrzymane	30 068	29 246	
Kapitał własny akcjonariuszy jednostki dominującej	37 757	36 634	
Kapitał własny udziałowców niekontrolujących	(2)	(2)	
KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	37 755	36 632	
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	2 130	1 178	
Pochodne instrumenty finansowe	78	105	
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	860	808	
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	2 111	1 917	Nota 3.3
Pozostałe rezerwy	204	197	Nota 3.3
Dotacje	698	720	
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	2 245	2 066	
Pozostałe zobowiązania	223	264	
Zobowiązania długoterminowe	8 549	7 255	
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	1 831	2 524	
Pochodne instrumenty finansowe	639	1 055	Nota 3.10
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków *	2 893	3 748	
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	359	347	
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	59	91	Nota 3.3
Pozostałe rezerwy	809	675	Nota 3.3
Pozostałe zobowiązania	1 118	944	
Zobowiązania krótkoterminowe	7 708	9 384	
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	16 257	16 639	
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	54 012	53 271	

* W tym podatek dochodowy: 286 mln PLN (2018: 418 mln PLN)

Skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym

Kapitał własny akcjonariuszy jednostki dominującej

	Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej, w tym:		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	Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	różnic kursowych z przeliczenia jednostek zagranicznych	aktualizacji wyceny aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży	zysków/(strat) aktuarialnych dotyczących świadczeń pracowniczych	udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności				
Stan na 1 stycznia 2018 (zbadane)	5 778	1 740	7	(93)	(3)	(64)	(5)	26 266	33 626	1	33 627
Wpływ zastosowania MSSF 9 oraz MSSF 15 *	-	-	-	-	3	-	-	172	175	-	175
Zysk netto	-	-	-	-	-	-	-	2 824	2 824	(2)	2 822
Pozostałe całkowite dochody netto	-	-	(235)	11	-	(11)	4	-	(231)	-	(231)
Całkowite dochody razem	-	-	(235)	11	-	(11)	4	2 824	2 593	(2)	2 591
Zmiana w kapitałach odniesiona na zapasy	-	-	(123)	-	-	-	-	-	(123)	-	(123)
Stan na 30 września 2018 (niebadane)	5 778	1 740	(351)	(82)	-	(75)	(1)	29 262	36 271	(1)	36 270
Stan na 1 stycznia 2019 (zbadane)	5 778	1 740	73	(112)	-	(91)	-	29 246	36 634	(2)	36 632
Wpływ zastosowania MSSF 16	-	-	-	-	-	-	-	120	120	-	120
Zysk netto	-	-	-	-	-	-	-	1 342	1 342	(1)	1 341
Pozostałe całkowite dochody netto	-	-	369	20	-	(12)	(2)	-	375	-	375
Całkowite dochody razem	-	-	369	20	-	(12)	(2)	1 342	1 717	(1)	1 716
Zmiana w kapitałach odniesiona na zapasy	-	-	(78)	-	-	-	-	-	(78)	-	(78)
Dywidenda	-	-	-	-	-	-	-	(636)	(636)	-	(636)
Zmiany w Grupie	-	-	-	4	-	-	-	(4)	-	1	1
Stan na 30 września 2019 (niebadane)	5 778	1 740	364	(88)	-	(103)	(2)	30 068	37 757	(2)	37 755

* Pozycja Zyski zatrzymane uległa zmianie w związku z przeprowadzoną na koniec 2018 roku weryfikacją wpływu wdrożenia MSSF 15 na 1 stycznia 2018 roku (wartość pozycji przed zmianą: -113).

1. Informacje ogólne

1.1. Podstawowe informacje o Grupie

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

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna jest Spółką dominującą w Grupie Kapitałowej PGNiG (GK PGNiG, Grupa Kapitałowa, Grupa). Akcje PGNiG S.A. (PGNiG, Spółka, Jednostka Dominująca) notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. (GPW) od września 2005 roku.

Na dzień przekazania raportu okresowego za III kwartał 2019 roku, jedynym akcjonariuszem posiadającym co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGNiG S.A. był Skarb Państwa, reprezentowany przez Ministra Energii.

Struktura akcjonariatu PGNiG S.A. w bieżącym okresie przedstawiała się następująco:

Podmiot	Liczba akcji na dzień przekazania poprzedniego raportu okresowego*	Udział w liczbie głosów w % na dzień przekazania poprzedniego raportu okresowego*	Zmiana % w okresie	Udział w liczbie głosów w % na WZA na dzień przekazania raportu**	Liczba akcji na dzień przekazania raportu**
Skarb Państwa	4 153 706 157	71,88%	0,00%	71,88%	4 153 706 157
Pozostali akcjonariusze	1 624 608 700	28,12%	0,00%	28,12%	1 624 608 700
Razem	5 778 314 857	100,00%	0,00%	100,00%	5 778 314 857

*Stan na 30 czerwca 2019 roku.

**Stan na 30 września 2019 roku.

Grupa Kapitałowa jest jedyną pionowo zintegrowaną firmą w sektorze gazowym w Polsce, posiadającą wiodącą pozycję we wszystkich jego obszarach, jest również znaczącym producentem ciepła i energii elektrycznej w kraju. Obszar działalności Grupy Kapitałowej obejmuje poszukiwanie złóż węglowodorów, wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej, import, magazynowanie oraz obrót i dystrybucję paliw gazowych. Grupa Kapitałowa jest importerem paliwa gazowego, jak i głównym producentem gazu ziemnego ze złóż krajowych. Wydobywanie 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 [necie 2](#).

1.2. Podstawa sporządzenia sprawozdań finansowych zamieszczonych w raporcie

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe oraz skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe za III kwartał 2019 roku zostały sporządzone zgodnie z wymaganiami Międzynarodowego Standardu Rachunkowości nr 34 Śródroczna Sprawozdawczość Finansowa (MSR 34), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską oraz rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 29 marca 2018 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (j.t. Dz. U. z 2018, poz. 757).

Niniejszy raport okresowy został sporządzony przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez Jednostkę Dominującą i Grupę Kapitałową w dającej się przewidzieć przyszłości. Również na dzień zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego nie stwierdzono istnienia okoliczności wskazujących na zagrożenie kontynuowania działalności przez Grupę.

Walutą funkcjonalną spółki PGNiG S.A. i walutą prezentacji niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego jest złoty (PLN). Zasady przeliczania pozycji wyrażonych w walucie obcej przedstawione zostały w rocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za okres zakończony dnia 31 grudnia 2018 roku, które zostało opublikowane w dniu 14 marca 2019 roku.

Zaprezentowane w niniejszym raporcie wartości, o ile nie jest to wskazane inaczej, podane są w milionach złotych.

Data publikacji Raportu okresowego za III kwartał 2019 roku jest 14 listopada 2019 roku.

1.3. Przyjęte zasady rachunkowości

Przy sporządzaniu skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego, zastosowano te same zasady jak w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za 2018 rok, z wyjątkiem zasad rachunkowości wynikających z wdrożenia nowego standardu MSSF 16 Leasing.

Grupa zastosowała wymogi nowego standardu z wykorzystaniem zmodyfikowanego podejścia retrospektywnego ze skutkiem od 1 stycznia 2019 roku. Wpływ zmian MSSF 16 na skonsolidowane sprawozdanie finansowe został zaprezentowany w [nocie 1.5](#).

1.4. Wpływ nowych standardów na sprawozdanie Grupy Kapitałowej

W niniejszym sprawozdaniu finansowym Grupa nie zdecydowała się na wcześniejsze zastosowanie opublikowanych standardów, interpretacji lub poprawek do istniejących standardów przed ich datą wejścia w życie.

1.5. Zmiany prezentacji w sprawozdaniu finansowym

Grupa zastosowała wymogi nowego standardu MSSF 16 zgodnie z zasadami określonymi w paragrafie C5.b), tj. retrospektywnie z łącznym efektem pierwszego zastosowania standardu ujętym na dzień 1 stycznia 2019 roku jako korekta bilansu otwarcia zysków zatrzymanych. Zgodnie z wybraną opcją wdrożenia Grupa nie dokonała przekształcenia danych porównawczych.

Nowy standard ustanawia zasady ujęcia, wyceny, prezentacji oraz ujawnień dotyczących leasingu. Wszystkie transakcje leasingu skutkują uzyskaniem przez leasingobiorcę prawa do użytkowania aktywa oraz zobowiązania z tytułu obowiązku zapłaty. Tym samym MSSF 16 znosi klasyfikację leasingu operacyjnego i leasingu finansowego zgodnie z MSR 17 i wprowadza jeden model dla ujęcia księgowego leasingu przez leasingobiorcę.

Grupa jako leasingobiorca

Kluczowe zmiany związane z zastosowaniem nowego standardu MSSF 16 w GK PGNiG dotyczą zmian w ewidencji nieruchomości gruntowych oraz prawa wieczystego użytkowania gruntów. Od 1 stycznia 2019 roku na dzień początkowego ujęcia Grupa ujmuje prawo do wieczystego użytkowania nabyte nieodpłatnie w wysokości bieżących opłat leasingowych pozostających do zapłaty w dacie rozpoczęcia stosowania MSSF 16. W przypadku prawa do wieczystego użytkowania nabytego odpłatnie Grupa na dzień początkowego ujęcia ujmuje je w wartości bieżącej opłat leasingowych, pozostających do zapłaty na dzień 1 stycznia 2019 roku, powiększonych o:

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

Na dzień 1 stycznia 2019 roku Grupa zastosowała MSSF 16 w odniesieniu do umów, które wcześniej sklasyfikowała jako leasingi operacyjne zgodnie z MSR 17, w kwocie równej wartości bieżącej zobowiązania z tytułu leasingu, skorygowanej o kwoty wszelkich przedpłat lub naliczonych opłat leasingowych odnoszących się do tego leasingu, ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na dzień 31 grudnia 2018 roku. Wartość zobowiązania z tytułu leasingu została wyceniona w wartości bieżącej opłat leasingowych pozostałych do zapłaty na dzień 1 stycznia 2019 roku, zdyskontowanych poprzez zastosowanie krańcowej stopy procentowej leasingobiorcy na dzień 1 stycznia 2019 roku. Krańcowa stopa rozumiana jest jako stopa procentowa na dzień rozpoczęcia leasingu, przy jakiej leasingobiorca musiałby pożyczyć środki niezbędne do zakupu danego składnika aktywów na podobny okres i przy podobnych zabezpieczeniach. W zależności od długości obowiązywania umowy leasingu Grupa stosuje krańcową stopę procentową z przedziału 0,9% - 5,5%.

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

Grupa jako leasingodawca

Zgodnie z regulacjami MSSF 16 Grupa nie wprowadziła zmian do istniejących i ujętych umów leasingów operacyjnych i finansowych, w których występowała jako leasingodawca na dzień 1 stycznia 2019 roku.

MSSF 16 w znaczącej części powtarza regulacje z MSR 17 dotyczące ujęcia księgowego leasingu przez leasingodawcę. W konsekwencji, leasingodawca kontynuuje klasyfikację w podziale na leasing operacyjny i leasing finansowy oraz odpowiednio różnicuje ujęcie księgowe.

Spółki Grupy skorzystały z następujących zwolnień i nie zastosowały wymogów MSSF 16 w zakresie wyceny zobowiązania z tytułu leasingu oraz prawa do użytkowania składników aktywów w odniesieniu do:

- leasingów aktywów niematerialnych;
- leasingów krótkoterminowych (poniżej 12 miesięcy);
- leasingów, w odniesieniu do których bazowy składnik aktywów ma niską wartość i które nie są przedmiotem dalszego sub-leasingu. Grupa uznaje za składniki o niskiej wartości te aktywa, których wartość początkowa nowego składnika, bez względu na wiek składnika objętego leasingiem, nie przekracza kwoty 20.000 zł (nawet jeśli ich wartość jest istotna po zagregowaniu).

Ponadto, Grupa nie rozpoznała leasingu w zakresie ujęcia umów/decyzji dzierżawy dotyczących podziemnej infrastruktury. Z uwagi na to, że praktyka rynkowa nie jest jeszcze w tym zakresie jednolita, prezentacja może ulec zmianie. Według szacunków Grupy, dotyczących ewentualnego rozpoznania leasingu w tych umowach, na dzień 30 września 2019 roku zobowiązania oraz aktywa (prawa do użytkowania) uległyby zwiększeniu o ok. 809 mln zł.

Wpływ zastosowania standardu na skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy za bieżący okres został zaprezentowany poniżej:

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Stan na 31 grudnia 2018 przed zmianą	Wpływ MSSF 16 na Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Stan na 1 stycznia 2019 po zmianie
AKTYWA			
Aktywa trwałe	38 898	1 159	40 057
w tym:			
Rzeczowe aktywa trwałe	34 236	1 783	36 019
Wartości niematerialne *	1 173	(624)	549
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	94	(5)	89
Pozostałe aktywa	1 363	5	1 368
Aktywa obrotowe	14 373	1	14 374
w tym:			
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	46	1	47
AKTYWA RAZEM	53 271	1 160	54 431
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY			
KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	36 632	120	36 752
w tym:			
Zyski zatrzymane	29 246	120	29 366
		-	-
Zobowiązania długoterminowe	7 255	792	8 047
w tym:			
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	1 178	786	1 964
Pozostałe rezerwy	197	(17)	180
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	2 066	23	2 089
Zobowiązania krótkoterminowe	9 384	248	9 632
w tym:			
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	2 524	250	2 774
Pozostałe rezerwy	675	(2)	673
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	16 639	1 040	17 679
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	53 271	1 160	54 431

* Wpływ MSSF 16 na zmniejszenie pozycji Wartości niematerialne dotyczy przeniesienia prawa wieczystego użytkowania gruntów do pozycji Rzeczowe aktywa trwałe (jako prawa do użytkowania aktywa).

W okresie zakończonym 30 września 2019 roku w wyniku weryfikacji danych Grupa dokonała korekty wpływu wdrożenia MSSF 16, głównie w odniesieniu do wartości rozpoznanych rzeczowych aktywów trwałych oraz zobowiązań z tytułu leasingu finansowego.

2. Informacje dotyczące Grupy Kapitałowej i segmentów sprawozdawczych

W ramach Grupy Kapitałowej identyfikuje się 5 segmentów sprawozdawczych.

Poniżej przedstawiono podział jednostek Grupy Kapitałowej PGNiG, konsolidowanych metodą pełną, na poszczególne segmenty sprawozdawcze.








[] - Kraj rejestracji jednostki (inny niż Polska)

* Główne miejsce prowadzenia działalności (inne niż kraj rejestracji)

** W dniu 04 kwietnia 2019 proces likwidacji spółki został zakończony

Rysunek 1 **Struktura Grupy wg segmentów sprawozdawczych** (na dzień 30.09.2019 roku).

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

Segment	Opis segmentu	Segmenty operacyjne i kryteria agregacji
Poszukiwanie i wydobywanie 	<p>Podstawową działalnością segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje proces poszukiwania i wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Segment sprzedaje gaz ziemny podmiotom spoza GK PGNiG, jak również do innych segmentów GK PGNiG. Ponadto prowadzi sprzedaż ropy naftowej i innych produktów w kraju i za granicą.</p>	<p>Segmenty operacyjne wchodzące w skład tego segmentu sprawozdawczego to PGNiG S.A. (w części zajmującej się poszukiwaniem i wydobyciem węglowodorów) oraz poszczególne spółki Grupy Kapitałowej wskazane na Rysunku 1. Główne przesłanki stanowiące podstawę do dokonania agregacji segmentów operacyjnych do segmentu sprawozdawczego to: podobieństwo produktów i usług, natury procesu produkcji, rodzaju klientów oraz podobieństwo ekonomiczne (ekspozycja na jednolite ryzyko rynkowe, znajdująca odzwierciedlenie w skorelowanych wynikach (marżach) uzyskiwanych przez poszczególne segmenty operacyjne wchodzące w skład segmentu sprawozdawczego).</p>
Obrót i magazynowanie 	<p>Segment prowadzi sprzedaż gazu ziemnego importowanego, wydobywanego ze złóż oraz zakupionego na giełdach gazu, wykorzystuje podziemne magazyny gazu na potrzeby handlowe (magazyny gazu zlokalizowane w Mogilnie, Wierzchowicach, Kosakowie, Husowie, Brzeźnicy, Strachocinie i w Swarzowie) oraz prowadzi działalność w obszarze obrotu energią elektryczną.</p>	<p>Segmenty operacyjne wchodzące w skład tego segmentu sprawozdawczego to PGNiG S.A. (w części zajmującej się obrotem paliwem gazowym i energią elektryczną) oraz poszczególne spółki Grupy Kapitałowej wskazane na Rysunku 1. Segment wykorzystuje siedem podziemnych magazynów gazu w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz budowy portfela gazu odpowiadającemu zapotrzebowaniu, które podlega wahaniom sezonowym. Główne przesłanki stanowiące podstawę do dokonania agregacji segmentów operacyjnych do segmentu sprawozdawczego to: podobieństwo produktów i usług, podobieństwo w zakresie rodzaju klientów odbierających produkty/usługi oraz podobna charakterystyka ekonomiczna.</p>
Dystrybucja 	<p>Podstawową działalność segmentu stanowi dystrybucja gazu ziemnego siecią dystrybucyjną do odbiorców indywidualnych, przemysłowych i hurtowych oraz eksploatacja, remonty i rozbudowa sieci dystrybucyjnej.</p>	<p>Segment operacyjny pokrywa się z segmentem sprawozdawczym Dystrybucja, w jego skład wchodzi Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. oraz spółki od niej zależne, wskazane na Rysunku 1.</p>
Wytwarzanie 	<p>Segment obejmuje swym zakresem działalność polegającą na wytwarzaniu oraz sprzedaży energii elektrycznej i ciepła.</p>	<p>Segmenty operacyjne wchodzące w skład tego segmentu sprawozdawczego to spółka PGNiG TERMIKA S.A. oraz jej spółka zależna PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Główne przesłanki stanowiące podstawę do dokonania agregacji segmentów operacyjnych do segmentu sprawozdawczego to podobieństwo produktów i usług, podobieństwo w zakresie rodzaju klientów odbierających produkty/usługi oraz podobna charakterystyka ekonomiczna.</p>
Pozostałe segmenty 	<p>Segment obejmuje działalności niekwalifikujące się do wymienionych wcześniej segmentów, tj. PGNiG S.A. w części odpowiadającej centrum korporacyjnemu, projektowanie i realizacja obiektów budowlanych oraz maszyn i urządzeń dla sektora górniczego oraz paliwowo-energetycznego, a także świadczenie usług z zakresu branży hotelarskiej i ubezpieczeniowej.</p>	<p>Segmentami operacyjnymi w tym segmencie sprawozdawczym jest PGNiG S.A. (w części zajmującej się obsługą korporacyjną innych segmentów sprawozdawczych) oraz jednostki Grupy Kapitałowej nie kwalifikujące się do wymienionych wcześniej segmentów sprawozdawczych, przedstawione na Rysunku 1.</p>

2.1. Zmiany w strukturze Grupy Kapitałowej PGNiG

Data	Spółka	Zdarzenie
1 stycznia 2019	CIFL Sp. z o.o. w likwidacji	Z dniem 1 stycznia 2019 roku weszła w życie uchwała (z dnia 21 grudnia 2018 roku) Zgromadzenia Wspólników CIFL sp. z o.o. w sprawie rozwiązania spółki.
4 kwietnia 2019	PGNiG Finance AB i likwidation	W dniu 4 kwietnia 2019 roku zakończony został proces likwidacji spółki PGNiG Finance AB i likwidation.
10 czerwca 2019	PGNiG S.A. PGNiG Gazoprojekt S.A.	Zgodnie z decyzją Zarządu PGNiG z dnia 10 czerwca 2019 roku, uruchomiony został proces nabywania akcji spółki PGNiG Gazoprojekt S.A. od akcjonariuszy mniejszościowych tej spółki, którego celem jest przejęcie przez PGNiG całkowitej kontroli nad jednostką. Proces zainicjowany został ofertą skierowaną do akcjonariuszy mniejszościowych, upublicznią na stronach internetowych spółek: PGNiG i PGNiG Gazoprojekt S.A. oraz w siedzibie PGNiG Gazoprojekt S.A. Według stanu na dzień 30 września 2019 roku skupiono 7.490 akcji PGNiG Gazoprojekt S.A., o łącznej wartości nominalnej 749.000 zł, co stanowi 18,73% udziału w kapitale spółki.

2.2. Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności

Grupa jako wspólnik wspólnego przedsięwzięcia lub znaczący inwestor w danej spółce, w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym ujmuje swój udział w tej spółce jako inwestycję i wycenia tę inwestycję przy użyciu metody praw własności.

GK PGNiG wycenia metodą praw własności udziały w poniższych jednostkach współzależnych lub na które wywiera znaczący wpływ.

Wykaz spółek wycenianych metodą praw własności wg stanu na dzień 30 września 2019 roku

Lp.	Firma spółki	Kapitał zakładowy	Udział kapitałowy PGNiG	% kapitału GK PGNiG (bezpośrednio i pośrednio)
1	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	28 200 000	14 100 000	50% ¹⁾
2	SGT EUROPOL GAZ S.A.	80 000 000	38 400 000	51,18% ²⁾
3	Polimex-Mostostal S.A.	473 237 604	78 000 048	16,48% ³⁾
4	Polska Grupa Górnicza S.A.	3 916 718 200	800 000 000	20,43% ¹⁾

1) Udział pośredni PGNiG przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A.

2) Udział bezpośredni PGNiG w spółce wynosi 48,00%, udział pośredni poprzez spółkę GAS-TRADING S.A. wynosi 3,18%

3) Udział pośredni PGNiG przez spółkę PGNiG Technologie S.A.

2.3. Dane liczbowe dotyczące segmentów sprawozdawczych

9 miesięcy zakończone 30 września 2019	Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	Sprzedaż między segmentami	Przychody razem	EBITDA	Amortyzacja	Zysk operacyjny	Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	Wydatki z tytułu nabycia rzeczowego majątku trwałego i WN	Rzeczowe aktywa trwałe	Zatrudnienie*
Poszukiwanie i wydobywanie	2 374	1 862	4 236	2 666	(802)	1 864	(256)	33	(1 135)	13 691	6 617
Obrót i magazynowanie	22 809	225	23 034	(454)	(150)	(604)	(2)	-	(58)	3 179	3 052
Dystrybucja	3 305	128	3 433	1 485	(723)	762	6	-	(1 641)	15 136	11 598
Wytwarzanie	1 075	645	1 720	443	(391)	52	-	-	(702)	5 114	1 844
Pozostałe segmenty	90	231	321	(212)	(47)	(259)	(36)	2	(106)	788	1 647
Suma	29 653	3 091	32 744	3 928	(2 113)	1 815	(288)	35	(3 642)	37 908	24 758
Uzgodnienie do danych skonsolidowanych			(3 091)	1	-	1	-	-	5	(235)	
Razem			29 653	3 929	(2 113)	1 816	(288)	35	(3 637)	37 673	

*Bez zatrudnienia w spółkach wycenianych metodą praw własności

9 miesięcy zakończone 30 września 2018	Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	Sprzedaż między segmentami	Przychody razem	EBITDA	Amortyzacja	Zysk operacyjny	Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	Wydatki z tytułu nabycia rzeczowego majątku trwałego i WN	Rzeczowe aktywa trwałe	Zatrudnienie*
Poszukiwanie i wydobywanie	2 776	2 738	5 514	3 943	(775)	3 168	(99)	81	(924)	12 504	6 872
Obrót i magazynowanie	21 050	272	21 322	(498)	(141)	(639)	-	-	(33)	3 238	3 004
Dystrybucja	3 430	341	3 771	1 963	(688)	1 275	1	-	(1 174)	13 546	11 592
Wytwarzanie	1 084	483	1 567	501	(314)	187	-	-	(276)	3 487	1 807
Pozostałe segmenty	141	225	366	(132)	(52)	(184)	8	(4)	(77)	461	1 531
Suma	28 481	4 059	32 540	5 777	(1 970)	3 807	(90)	77	(2 484)	33 236	24 806
Uzgodnienie do danych skonsolidowanych			(4 059)	(8)	1	(7)	-	-	(3)	(228)	
Razem			28 481	5 769	(1 969)	3 800	(90)	77	(2 487)	33 008	

*Bez zatrudnienia w spółkach wycenianych metodą praw własności

2.4. Omówienie wyników finansowych poszczególnych segmentów sprawozdawczych

Przychody GK PGNiG po III kwartałach 2019 roku wyniosły 29 653 mln zł i były o 1 172 mln zł (4%) wyższe niż w analogicznym okresie ubiegłego roku. Wzrost kosztów sprzedanego gazu w bieżącym okresie o 2 466 mln zł (15%) w porównaniu do trzech kwartałów roku ubiegłego w związku ze wzrostem wolumenu oraz cen ropy i gazu zdeterminował w głównej mierze poziom skonsolidowanego wyniku na działalności operacyjnej (EBIT), który był niższy o 1 983 mln zł w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego i osiągnął wartość 1 816 mln zł.

Dane operacyjne	9 miesięcy zakończonych 30 września 2019	9 miesięcy zakończonych 30 września 2018
Wydobycie gazu ziemnego w GK PGNiG (w mln m³)*		
Gaz wysokometanowy E	1 367	1 361
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	1 950	1 990
Razem (przeliczony na E)	3 317	3 351
Sprzedaż gazu ziemnego w GK PGNiG (w mln m³)*		
Gaz wysokometanowy E	20 322	19 325
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	1 151	1 136
Razem (przeliczony na E)	21 473	20 461
Wolumen dystrybucji (w mln m³)**		
gaz wysokometanowy, zaazotowany, propan-butan, koksowniczy	8 239	8 309
Ropa naftowa, kondensat i NGL (w tys. ton)		
Wydobycie	888	992
Sprzedaż	850	1 032
Ciepło i energia elektryczna (z produkcji)		
Wolumen sprzedaży ciepła poza GK PGNiG (TJ) ***	26 284	26 414
Wolumen sprzedaży energii elektrycznej z produkcji (TWh)	2 682	2 661

* w przeliczeniu na gaz o cieple spalania 39,5 MJ/m³

** w jednostkach naturalnych

*** wolumen sprzedaży ciepła w okresie porównawczym został zaktualizowany o wolumen dot. sprzedaży ciepła - nieregulowanej

Poszukiwanie i wydobywanie

Wynik operacyjny segmentu Poszukiwanie i wydobywanie po III kwartale 2019 roku wyniósł 1 864 mln zł i był o 1 304 mln zł (41,2%) niższy niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Na wynik operacyjny segmentu wpływ miały głównie następujące czynniki:

- spadek przychodów o 1 278 mln zł (tj. 23,2%) w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego, na który wpłynęły głównie:
 - spadek o 875 mln zł (26,9%) przychodów z tytułu sprzedaży gazu z segmentu w związku z niższą ceną przekazania gazu wydobytego w Polsce z segmentu Poszukiwanie i wydobywanie do segmentu Obrót i magazynowanie. Spadek ceny przekazania gazu z wydobycia krajowego pomiędzy segmentami jest bezpośrednią konsekwencją oparcia tej ceny na notowaniach gazu na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) gdzie średni spadek cen gazu po trzech kwartałach 2019 roku w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego wyniósł 33%;
 - spadek o 403 mln zł (22,4%) przychodów z tytułu sprzedaży ropy naftowej, głównie na skutek niższego o 22,6 % wolumenu wydobycia tego produktu ze złóż norweskich po trzech kwartałach 2019 roku w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego, przy jednocześnie niższej o 4% (w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego) średniej cenie ropy naftowej Brent wyrażonej w PLN za okres 9 miesięcy;
- niższe koszty operacyjne o 25 mln zł (tj. 1,1%) w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego, w obrębie których miały miejsce następujące istotne zmiany:
 - pozytywny wpływ na wynik w kwocie 62 mln zł z tytułu wyceny do wartości rynkowej nadwyżki produkcji ropy naftowej i gazu nad sprzedażą (underlift) w stosunku do udziału wynikającego z umowy. W przypadku nadwyżki produkcji nad sprzedażą spółka rozpoznaje należności w bilansie oraz przychód w rachunku zysków i strat. Natomiast w przypadku nadwyżki sprzedaży nad produkcją (overlift) spółka ujmuje odpowiednio zobowiązanie i koszt (94 mln zł po III kwartałach 2018 roku). Nadwyżka produkcji ropy naftowej i gazu w stosunku do udziału wynikającego z umowy (underlift) wynika ze specyfiki rozliczeń wspólnych

przedsięwzięć spółki zależnej PGNiG Upstream Norway AS. Wolumen sprzedaży może się różnić od wynikającego z umowy wolumenu produkcji ropy i gazu przypadającego na spółkę;

- o po III kwartałach 2019 roku spisano w koszty nakłady na odwierty negatywne i sejsmikę w kwocie 114 mln zł (541 mln zł w III kwartałach 2018 roku), czemu towarzyszyło jednoczesne zawiązanie odpisów aktualizujących wartość majątku trwałego w wysokości 142 mln zł (w analogicznym okresie roku poprzedniego rozwiązano odpisy na rzeczowy majątek trwały na kwotę 442 mln zł).

Obrót i magazynowanie

Wynik operacyjny segmentu po III kwartałach 2019 roku zamknął się stratą w wysokości 604 mln zł (strata ta była niższa o 35 mln zł w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego). Przychody segmentu ukształtowały się na poziomie 23 034 mln zł i były o 1 712 mln zł (8%) wyższe w stosunku do analogicznego okresu w roku ubiegłym. Jednocześnie koszty operacyjne segmentu wyniosły 23 488 mln zł, tj. o 1 668 mln zł więcej niż w roku ubiegłym (8%).

Na powyższe zmiany wpływ miały między innymi następujące czynniki:

- zwiększenie wolumenu sprzedaży gazu poza GK o 5% do 20,8 mld m³ oraz wyższe ceny sprzedaży. Przychody z tytułu sprzedaży gazu poza GK PGNiG generowane przez segment Obrót i magazynowanie po 3 kwartałach 2019 roku były wyższe o 7% w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego;
- wzrost kosztów pozyskania gazu w segmencie na skutek wyższych wolumenów sprzedaży oraz notowań cen ropy i gazu;
- spadek ceny gazu na TGE, mającej wpływ na wartość przekazanego gazu z wydobycia krajowego z segmentu Poszukiwanie i wydobycie do segmentu Obrót i magazynowanie;
- decyzja Prezesa URE z 25 stycznia 2019 roku o zatwierdzeniu Taryfy nr 7 dla PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi na okres do 31 grudnia 2019 roku, skutkującej wzrostem średniej ceny za paliwo gazowe o 2,5% od 15 lutego 2019 roku;
- dodatni wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń w wysokości 383 mln zł po 3 kwartałach 2019 roku (-407 mln zł w analogicznym okresie 2018 roku).

Dystrybucja

Wynik operacyjny segmentu Dystrybucja po trzech kwartałach 2019 roku zmniejszył się o 513 mln zł (tj. 40%) w odniesieniu do analogicznego okresu roku poprzedniego i wynosi 762 mln zł, natomiast powiększony o amortyzację (EBITDA) wynosi 1 485 mln zł, czyli jest o 478 mln zł niższy niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Na wynik operacyjny segmentu wpływ miały:

- niższe przychody ze sprzedaży ogółem o 338 mln zł (tj. 9%) w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego, wynikające głównie ze spadku przychodów z tytułu sprzedaży usługi dystrybucyjnej w wyniku decyzji Prezesa URE z dnia 25 stycznia 2019 roku o zatwierdzeniu nowej Taryfy nr 7 dla usług dystrybucji paliw gazowych na okres do 31 grudnia 2019 roku, skutkującej obniżeniem stawek taryfowych o 5% od 15 lutego 2019 roku, a także spadku przychodów z rozliczenia bilansowania systemu gazowniczego;
- wyższe koszty operacyjne ogółem w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego o 170 mln zł (tj. 7%), wynikające głównie ze wzrostu kosztów świadczeń pracowniczych oraz kosztów usługi przesyłowej.

Wytwarzanie

Wynik operacyjny segmentu po III kwartale 2019 roku wyniósł 52 mln zł i był niższy o 72% (spadek o 135 mln zł) niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Na poziomie EBITDA osiągnięto wynik w wysokości 443 mln zł, co oznacza spadek o 12% od tego odnotowanego na koniec III kwartału 2018 roku.

Istotny wpływ na wyniki segmentu miały koszty rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ które wyniosły 85 mln zł. Koszt zawiązania rezerwy został ujęty w pozostałych kosztach operacyjnych netto, natomiast późniejszy koszt umorzenia nabytych uprawnień do emisji zostanie odniesiony w koszty amortyzacji. Amortyzacja w segmencie wyniosła 391 mln zł i była wyższa o 25% wyższa r/r. EBITDA skorygowana o koszty rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ wyniosła 528 mln zł i była wyższa o 28 mln zł (6%) w relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego.

Pomimo nieznacznie wyższej średniej temperatury w okresie, w którym odnotowano wzrost o 1,9°C r/r, przychody ze sprzedaży ciepła były wyższe o 14 mln zł (2%) w relacji do ubiegłorocznego poziomu, przy zachowaniu stabilnego poziomu wolumenu sprzedaży ciepła. Wyższe średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej o 33% (241 vs 181 PLN/MWh) przełożyły się na wzrost przychodów z tytułu sprzedaży energii o 151 mln zł (30%) do poziomu 659 mln zł. Rosnące ceny zakupu węgla (+14%), biomasy (19%) oraz oleju opałowego (11%) miały znaczący wpływ na wyższe o 87 mln zł koszty operacyjne w segmencie.

2.5. Czynniki i zdarzenia mogące mieć wpływ na przyszłe wyniki GK PGNiG

Na sytuację finansową GK PGNiG w przyszłych okresach istotny wpływ będą miały następujące czynniki:

- sytuacja na rynkach walutowych, rynkach surowców w zakresie notowań cen ropy naftowej i produktów ropopochodnych, rynkach energii w zakresie notowań cen energii elektrycznej i gazu oraz zmiany rynkowe cen świadectw pochodzenia energii elektrycznej, a także uprawnień do emisji CO₂,
- kształt programów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz ze źródeł odnawialnych,
- procesy związane z postępującą liberalizacją rynku obrotu gazem w Polsce,
- stanowisko Prezesa URE odnośnie poziomu taryf sprzedaży i dystrybucji paliw gazowych oraz sprzedaży ciepła,
- czynniki pogodowe.

W przyszłych okresach, zgodnie ze Strategią Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017–2022 z perspektywą do 2026 r., nadrzędnym celem będzie wzrost wartości GK PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej. Jego realizacja będzie polegała na zrównoważonym rozwoju Grupy poprzez inwestowanie w obszary działalności cechujące się relatywnie wysoką stopą zwrotu, ale obciążone odpowiednio wyższym ryzykiem (obszar poszukiwanie i wydobywanie), przy jednoczesnym inwestowaniu w obszary regulowane, cechujące się znacznym bezpieczeństwem inwestycyjnym (obszar dystrybucji gazu oraz elektroenergetyki i ciepłownictwa).

3. Dodatkowe noty objaśniające do Skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

3.1. Podatek odroczony

	Aktywa z tytułu podatku odroczonego	Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	Kompensata aktywów i zobowiązań	Aktywa po kompensacie	Zobowiązania po kompensacie	Wpływ netto zmian w okresie
Stan na 1 stycznia 2018	1 001	2 879	(860)	141	2 019	
Wpływ zastosowania MSSF 9 oraz MSSF 15	(44)	-				(44)
Zwiększenia	167	155				12
Zmniejszenia	(199)	(138)				(61)
Różnice kursowe z przeliczenia	5	31				(26)
Pozostałe zmiany	-	(25)				25
Stan na 31 grudnia 2018	930	2 902	(836)	94	2 066	(94)
Stan na 1 stycznia 2019	930	2 902	(836)	94	2 066	
Wpływ zastosowania MSSF 16	(5)	24				(29)
Zwiększenia	82	213				(131)
Zmniejszenia	(72)	(13)				(59)
Różnice kursowe z przeliczenia	-	22				(22)
Pozostałe zmiany	-	(3)				3
Stan na 30 września 2019	935	3 145	(900)	35	2 245	(238)

3.2. Odpisy aktualizujące

	Rzeczowe aktywa trwałe	Wartości niematerialne	Aktywa przeznaczone do sprzedaży	Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności	Pozostałe aktywa (długoterminowe)	Zapasy	Należności	Pozostałe aktywa (krótkoterminowe)	Razem
Stan na 1 stycznia 2018	4 038	84	17	844	30	191	759	-	5 963
Wpływ zastosowania MSSF 9	-	-	-	-	-	-	68	-	68
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	743	8	4	49	-	136	466	1	1 407
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(969)	(10)	-	-	-	(125)	(339)	-	(1 443)
Wykorzystanie	(32)	(1)	-	-	-	(2)	(31)	-	(66)
Przeniesienia	-	-	(15)	-	25	-	(10)	-	-
Pozostałe zmiany	18	3	(1)	-	7	-	(3)	-	24
Stan na 31 grudnia 2018	3 798	84	5	893	62	200	910	1	5 953
Stan na 1 stycznia 2019	3 798	84	5	893	62	200	910	1	5 953
Wpływ zastosowania MSSF 16	21	(21)	-	-	-	-	-	-	-
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	486	8	-	30	-	46	192	-	762
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(319)	(1)	-	-	-	(120)	(168)	-	(608)
Wykorzystanie	(44)	-	(1)	-	-	(1)	(35)	-	(81)
Pozostałe zmiany	21	2	-	-	-	-	21	-	44
Stan na 30 września 2019	3 963	72	4	923	62	125	920	1	6 070

3.3. Rezerwy

	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Rezerwa na świadectwa pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej	Rezerwa na zobowiązania dot. prac poszukiwawczych za granicą	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na karę UOKiK	Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	Pozostałe rezerwy	Razem
Stan na 1 stycznia 2018	1 770	155	163	124	10	31	319	2 572
Wpływ zastosowania MSSF 9	-	-	-	-	-	-	18	18
Utworzenie ujęte w koszcie wytworzenia rzeczowych aktywów trwałych	237	-	-	-	-	-	-	237
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	55	134	-	5	-	4	178	376
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(35)	(54)	-	(14)	-	(12)	(107)	(222)
Wykorzystanie	(28)	(114)	-	-	(10)	-	(3)	(155)
Pozostałe zmiany	9	30	12	-	-	-	3	54
Stan na 31 grudnia 2018	2 008	151	175	115	-	23	408	2 880
Stan na 1 stycznia 2019	2 008	151	175	115	-	23	408	2 880
Wpływ zastosowania MSSF 16	-	-	-	(19)	-	-	-	(19)
Utworzenie ujęte w koszcie wytworzenia rzeczowych aktywów trwałych	188	-	-	-	-	-	-	188
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	34	198	-	21	6	2	190	451
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(45)	(42)	-	(8)	-	(4)	(79)	(178)
Wykorzystanie	(23)	(123)	-	-	-	-	(11)	(157)
Pozostałe zmiany	8	(19)	12	-	-	-	17	18
Stan na 30 września 2019	2 170	165	187	109	6	21	525	3 183

Nota 3.6

Nota 3.6

3.4. Przychody ze sprzedaży

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 geofizyczno – geologiczne, usługi przyłączeniowe, wiertnicze, serwisowe i inne.

Sprzedaż realizowana jest zarówno do kontrahentów indywidualnych jak i biznesowych.

3.4.1. Przychody ze sprzedaży w podziale na produkty

	9 miesięcy zakończone 30 września 2019	9 miesięcy zakończone 30 września 2018
Przychody ze sprzedaży gazu, w tym:	21 574	20 058
Gaz wysokometanowy	19 995	19 320
Gaz zaazotowany	1 063	1 024
Gaz LNG	56	56
Gaz CNG	31	26
Gaz propan butan	47	51
Korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających	382	(419)
Przychody ze sprzedaży pozostałe, w tym:	8 079	8 423
Ropa naftowa łącznie z gazoliną	1 398	1 802
Gaz NGL	70	88
Sprzedaż ciepła	891	878
Sprzedaż energii elektrycznej	1 695	1 409
Przychody ze sprzedaży usług:		
- wiertniczo-serwisowych	86	128
- geofizyczno-geologicznych	87	63
- budowlano-montażowych	54	110
- dystrybucji	3 086	3 235
- opłaty przyłączeniowej	138	121
- pozostałych	219	271
Inne	355	318
Razem przychody	29 653	28 481

3.4.2. Przychody ze sprzedaży w podziale na segmenty

9 miesięcy zakończone 30 września 2019	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Uzgodnienie do danych skonsolidowanych	Razem
Przychody ze sprzedaży gazu, w tym:	2 403	21 167	-	-	-	(1 996)	21 574
Gaz wysokometanowy	1 464	20 089	-	-	-	(1 558)	19 995
Gaz zaazotowany	869	625	-	-	-	(431)	1 063
Gaz LNG	23	40	-	-	-	(7)	56
Gaz CNG	-	31	-	-	-	-	31
Gaz propan butan	47	-	-	-	-	-	47
Korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających	-	382	-	-	-	-	382
Przychody ze sprzedaży pozostałe, w tym:	1 833	1 867	3 433	1 720	321	(1 095)	8 079
Ropa naftowa łącznie z gazoliną	1 398	-	-	-	-	-	1 398
Gaz NGL	70	-	-	-	-	-	70
Sprzedaż ciepła	-	-	1	890	-	-	891
Sprzedaż energii elektrycznej	-	1 717	-	659	-	(681)	1 695
Przychody ze sprzedaży usług:							
- wiertniczo-serwisowych	87	-	-	-	-	(1)	86
- geofizyczno-geologicznych	87	-	-	-	-	-	87
- budowlano-montażowych	37	-	-	-	65	(48)	54
- dystrybucji	-	-	3 059	52	-	(25)	3 086
- opłaty przyłączeniowej	-	-	138	-	-	-	138
- pozostałych	17	117	18	30	239	(202)	219
Inne	137	33	217	89	17	(138)	355
Przychody ogółem	4 236	23 034	3 433	1 720	321	(3 091)	29 653

9 miesięcy zakończone 30 września 2018	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Uzgodnienie do danych skonsolidowanych	Razem
Przychody ze sprzedaży gazu, w tym:	3 281	19 710	-	-	-	(2 933)	20 058
Gaz wysokometanowy	2 230	19 443	-	-	-	(2 353)	19 320
Gaz zaazotowany	974	625	-	-	-	(575)	1 024
Gaz LNG	26	35	-	-	-	(5)	56
Gaz CNG	-	26	-	-	-	-	26
Gaz propan butan	51	-	-	-	-	-	51
Korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających	-	(419)	-	-	-	-	(419)
Przychody ze sprzedaży pozostałe, w tym:	2 233	1 612	3 771	1 567	366	(1 126)	8 423
Ropa naftowa łącznie z gazoliną	1 802	-	-	-	-	-	1 802
Gaz NGL	88	-	-	-	-	-	88
Sprzedaż ciepła	-	-	1	877	-	-	878
Sprzedaż energii elektrycznej	-	1 418	-	507	-	(516)	1 409
Przychody ze sprzedaży usług:							
- wiertniczo-serwisowych	136	-	-	-	-	(8)	128
- geofizyczno-geologicznych	64	-	-	-	-	(1)	63
- budowlano-montażowych	40	-	-	-	104	(34)	110
- dystrybucji	-	-	3 198	51	-	(14)	3 235
- opłaty przyłączeniowej	-	-	121	-	-	-	121
- pozostałych	23	159	27	28	245	(211)	271
Inne	80	35	424	104	17	(342)	318
Przychody ogółem:	5 514	21 322	3 771	1 567	366	(4 059)	28 481

3.5. Koszty operacyjne

	9 miesięcy zakończone 30 września 2019	9 miesięcy zakończone 30 września 2018
Koszt sprzedanego gazu	(18 876)	(16 410)
Paliwo gazowe	(18 877)	(16 421)
Koszt transakcji zabezpieczających ceny gazu	1	11
Zużycie innych surowców i materiałów	(2 042)	(1 768)
Paliwa do produkcji energii i ciepła	(648)	(562)
Energia elektryczna na cele handlowe	(1 020)	(871)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(374)	(335)
Świadczenia pracownicze	(2 244)	(2 018)
Wynagrodzenia	(1 688)	(1 551)
Składki na ubezpieczenie społeczne	(377)	(340)
Koszty długoterminowych świadczeń pracowniczych	(25)	17
Pozostałe świadczenia pracownicze	(154)	(144)
Pozostałe usługi	(1 319)	(1 300)
Usługi regazyfikacji	(273)	(273)
Usługi remontowe i budowlane	(164)	(176)
Usługi eksploatacji zasobów mineralnych	(141)	(179)
Usługi wynajmu	(57)	(85)
Pozostałe usługi	(684)	(587)
Odpisy na rzeczowy majątek trwały i wartości niematerialne oraz ich odwrócenie	(288)	(90)
Koszt spisanych aktywów dotyczących poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(114)	(541)
Odpisy rzeczowych aktywów trwałych	(167)	451
Odpisy wartości niematerialnych	(7)	-
Razem	(24 769)	(21 586)

3.6. Pozostałe przychody i koszty operacyjne

	9 miesięcy zakończone 30 września 2019	9 miesięcy zakończone 30 września 2018
Przychody z tyt. odszkodowań, kar, grzywnien	29	30
Różnice kursowe dotyczące działalności operacyjnej	10	67
Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych	78	(137)
Zmiana stanu odpisów na zapasy	74	45
Zmiana stanu odpisów na należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	(24)	(51)
Zmiana stanu rezerwy na koszty likwidacji odwiertów	11	(7)
Zmiana stanu rezerwy na świadectwa pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej	(156)	(46)
Rezerwa na brakujące uprawnienia do emisji CO ₂	(85)	-
Zmiana stanu pozostałych rezerw	(43)	(25)
Zmiana stanu produktów	71	73
Zmiana wartości nadwyżki/niedoboru produkcji węglowodorów w stosunku do umowy	62	(94)
Inne przychody i koszty operacyjne	(238)	(184)
Razem pozostałe przychody i koszty operacyjne	(211)	(329)

3.7. Przychody / (koszty) finansowe netto

	9 miesięcy zakończone 30 września 2019	9 miesięcy zakończone 30 września 2018
Odsetki od zadłużenia (w tym: prowizje od zaciągniętego długu)	(52)	(33)
Różnice kursowe	(35)	29
Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	(6)	(10)
Wycena aktywów finansowych do wartości godziwej	(1)	20
Pozostałe koszty (przychody) finansowe netto	57	4
Razem koszty finansowe netto	(37)	10

3.8. Podatek dochodowy

Uzgodnienie efektywnej stawki podatku	9 miesięcy zakończonych 30 września 2019	9 miesięcy zakończonych 30 września 2018
Zysk przed opodatkowaniem	1 814	3 887
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej obowiązującej w Polsce (19%)	(345)	(739)
Ujemne różnice przejściowe, od których nie ujęto podatku odroczonego	(128)	(326)
Podatek dochodowy wykazywany w rachunku zysków i strat	(473)	(1 065)
W tym:		
Bieżący podatek dochodowy	(348)	(970)
Odroczony podatek dochodowy	(125)	(95)
Efektywna stopa podatkowa	26%	27%

Grupa podatkowa

PGNiG S.A. jest spółką reprezentującą Podatkową Grupę Kapitałową (PGK) PGNiG w zakresie obowiązków wynikających z ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych (PDOP) oraz przepisów Ordynacji podatkowej.

PGK na podstawie umowy z dnia 19 września 2016 roku została powołana na okres od 1 stycznia 2017 roku do 31 grudnia 2020 roku.

W skład PGK wchodzi następujące spółki: PGNiG S.A., PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., PGNiG TERMIKA S.A., Gas Storage Poland Sp. z o.o., PGNiG 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 dochodowego od osób prawnych, a podmiotowość tę uzyskała PGK jako całość, co umożliwia kalkulację podatku dochodowego łącznie dla spółek tworzących PGK. Odrębność podmiotowa PGK istnieje wyłącznie na gruncie PDOP. Nie należy jej utożsamiać z odrębną podmiotowością prawną. Nie przenosi się ona również na grunt innych podatków, w szczególności każda ze spółek tworzących PGK jest nadal odrębnym podatnikiem podatku VAT, podatku od czynności cywilnoprawnych, a także płatnikiem podatku dochodowego od osób fizycznych. Pozostałe podmioty Grupy Kapitałowej są oddzielnymi podatnikami PDOP.

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

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

3.9. Rzeczowe aktywa trwałe

	Stan na 30 września 2019	Stan na 31 grudnia 2018
Grunty	1 543	106
Budynki i budowle	19 530	19 040
Urządzenia techniczne i maszyny	8 425	8 557
Środki transportu i pozostałe	1 252	1 209
Razem środki trwałe	30 750	28 912
Środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	2 377	2 008
Środki trwałe w budowie pozostałe	4 546	3 316
Razem rzeczowe aktywa trwałe	37 673	34 236

3.9.1. Istotne transakcje nabycia i sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych

W bieżącym okresie sprawozdawczym Grupa nie zawarła istotnych, jednostkowych transakcji nabycia lub sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych. Najbardziej znaczące nakłady Grupa poniosła na budowę bloku gazowo - parowego w Elektrociepłowni Żerań (transakcje łącznie w okresie ok. 670 mln zł) oraz na zagospodarowanie złóż na Morzu Norweskim i na Morzu Północnym (transakcje łącznie w okresie ok. 300 mln zł).

3.9.2. Istotne zobowiązania z tytułu dokonania zakupu rzeczowych aktywów trwałych

W bieżącym okresie sprawozdawczym jednostki Grupy nie posiadały istotnych zobowiązań z tytułu zakupu rzeczowych aktywów trwałych.

3.10. Pochodne instrumenty finansowe

Zawierane przez Grupę transakcje pochodne stanowią zabezpieczenie ekspozycji na ryzyko towarowe, walutowe oraz stopy procentowej.

W przypadku Jednostki Dominującej, transakcje ujęte w okresie od 1 stycznia do 30 września 2019 roku, które spełniają określone wymogi, są objęte rachunkowością zabezpieczeń przepływów pieniężnych. Spółka posiadała w tym okresie transakcje typu CCIRS, które nie podlegają rachunkowości zabezpieczeń. Wynika to z faktu, że zarówno wycena pozycji zabezpieczanej jak i pozycji zabezpieczającej (transakcji pochodnej) znajduje swoje odzwierciedlenie w rachunku zysków i strat, w efekcie czego skutek jest taki sam, jak w przypadku stosowania rachunkowości zabezpieczeń.

Jednostka Dominująca w bieżącym okresie sprawozdawczym zawierała transakcje w ramach działalności tradingowej mieszczące się w zatwierdzonych limitach. Wolumen zawartych transakcji zabezpieczających nie przekracza wolumenu pozycji do zabezpieczenia.

Transakcje pochodne zawierane przez Jednostkę Dominującą oparte są na umowach wg standardów ISDA (International Swap&Derivatives Association) lub Umowach Ramowych, sporządzonych wg zaleceń Związku Banków Polskich (Umowy Ramowe).

Wpływ na wynik z wyceny pochodnych instrumentów finansowych został przedstawiony w poniższej tabeli.

Przychody i koszty dotyczące aktywów i zobowiązań z tytułu pochodnych instrumentów finansowych			9 miesięcy zakończone 30 września 2019		9 miesięcy zakończone 30 września 2018	
Pozycja rachunku zysków i strat oraz sprawozdania z całkowitych dochodów	Pozycja szczegółowa w nocie / dodatkowe objaśnienia	Noty	Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń	Pochodne instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych	Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń	Pochodne instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych
Wpływ na rachunek zysków i strat						
Koszty finansowe netto	Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	Nota 3.7	(6)	-	(10)	-
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	Nota 3.6	78	-	(137)	-
Przychody ze sprzedaży	Reklasyfikacja z pozostałych całkowitych dochodów	Nota 3.4.1	-	382	-	(419)
Koszt sprzedanego gazu	Reklasyfikacja z pozostałych całkowitych dochodów	Nota 3.5	-	1	-	11
			72	383	(147)	(408)
Wpływ na pozostałe całkowite dochody						
	Zyski/straty z wyceny instrumentów pochodnych w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych (część skuteczna)			820		(727)
	Reklasyfikacja wyceny do rachunku zysków i strat w związku z realizacją (rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych)			(383)		408
				437		(319)
			72	820	(147)	(727)
Wpływ na całkowite dochody						
Zmiana w kapitałach odniesiona na zapasy				(78)		(123)

Na dzień 30 września 2019 roku spółki Grupy posiadały transakcje pochodne przedstawione w poniższych tabelach.

Instrumenty pochodne zabezpieczające w rachunkowości zabezpieczeń	Stan na 30 września 2019					Stan na 31 grudnia 2018			
	Typ instrumentu pochodnego	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	789 USD	do 3 lat	3,34-4,00	3,73	211	901 USD	do 3 lat		216
USD	10 USD	1 - 3 m-cy	4,01-4,01	4,01	-	77 USD	1-3 m-cy		(1)
EUR	679 EUR	do 3 lat	4,33-4,54	4,45	21	1 354 EUR	do 3 lat		50
EUR	519 EUR	do 3 lat	4,38-4,49	4,44	(24)	438 EUR	do 3 lat		(18)
EUR/USD	42 EUR	do 3 lat	1,15-1,19	1,16	5	-	-		-
					213				247
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu i sprzedaży gazu									
Swap TTF MA	3 MWh	1 - 3 m-cy	9,8	9,80	-	-	-		-
Swap TTF DA	34 MWh	do 3 lat	13,15-21,71	18,51	217	9 MWh	do 3 lat		67
Swap TTF MA	4 MWh	1 - 3 m-cy	13,17	13,17	(7)	2 MWh	1-3 m-cy		(9)
Swap TTF DA	17 MWh	do 3 lat	16,69-19,75	18,29	(47)	3 MWh	do 3 lat		(54)
Swap GASPOOL DA	6 MWh	do 3 lat	20,95-21,98	21,43	84	6 MWh	do 3 lat		57
Swap GASPOOL DA	3 MWh	do 3 lat	15,97-16,40	16,19	(26)	16 MWh	do 3 lat		(276)
HH NYMEX	1 MMBTU	do 3 lat	2,35-2,40	2,40	-	-	-		-
HH NYMEX	14 MMBTU	do 3 lat	2,35-2,66	2,48	(9)	-	-		-
					212				(215)
				Razem	425		Razem		32
			W tym:	Aktywa	539	W tym:	Aktywa		390
				Zobowiązania	114		Zobowiązania		358

TTF - Natural Gas at the Title Transfer Facility

IRS - Interest Rate Swap

MA - month-ahead; DA - day-ahead

MMBTU - a million of international British Thermal Units

Instrumenty pochodne nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń	Stan na 30 września 2019		Stan na 31 grudnia 2018	
	Wartość bazowa instrumentu (w mln)	Wartość godziwa instrumentów niepodlegających rachunkowości zabezpieczeń	Wartość bazowa instrumentu (w mln)	Wartość godziwa instrumentów niepodlegających rachunkowości zabezpieczeń
Typ instrumentu pochodnego				
Pochodne instrumenty dotyczące ryzyka stopy procentowej oraz ryzyka kursowego				
CCIRS				
NOK	2 318 NOK	80	2 318 NOK	94
Forward				
EUR	948 EUR	39	573 EUR	16
EUR	93 EUR	5	97 EUR	(8)
EUR	-	-	336 EUR	(15)
EUR	338 EUR	(6)	-	-
EUR	19 EUR	-	-	-
EUR	1 EUR	-	-	-
EUR	8 EUR	-	-	-
		118		87
Pochodne instrumenty ekonomicznie zabezpieczające ceny zakupu energii elektrycznej				
Forward				
Energia Elektryczna	8 MWh	(3)	-	-
Energia Elektryczna	2 MWh	(2)	-	-
Energia Elektryczna TGE	-	-	0,3 MWh	12
Energia Elektryczna TGE	-	-	8 MWh	(7)
Energia Elektryczna OTC	1 MWh	29	1 MWh	75
Energia Elektryczna OTC	1 MWh	(36)	2 MWh	(97)
Futures				
Energia Elektryczna EEX AG	3 MWh	83	5 MWh	203
Energia Elektryczna EEX AG	3 MWh	(75)	5 MWh	(180)
		(4)		6
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu i sprzedaży gazu				
Forward				
Gaz	-	-	30 MWh	305
Gaz TGE	-	-	33 MWh	(342)
Gaz OTC	19 MWh	271	-	-
Gaz OTC	16 MWh	(227)	-	-
Futures				
Gaz TGE	1 MWh	2	-	-
Gaz TGE	2 MWh	(18)	-	-
Gaz ICE ENDEX B.V.	5 MWh	71	7 MWh	85
Gaz ICE ENDEX B.V.	4 MWh	(66)	5 MWh	(63)
Gaz POWERNEXT SA	3 MWh	32	6 MWh	74
Gaz POWERNEXT SA	4 MWh	(51)	6 MWh	(59)
GASPOOL DA	8 MWh	85	-	-
GASPOOL DA	4 MWh	(48)	-	-
Swap TTF MA	-	-	1 MWh	2
Swap TTF DA	14 MWh	126	5 MWh	37
Swap TTF MA	4 MWh	(3)	1 MWh	(11)
Swap TTF DA	4 MWh	(69)	2 MWh	(7)
		105		21
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny ropy naftowej				
Futures				
Ropa naftowa ICE Futures Europe	0,1 bbl	2	0,3 bbl	11
Ropa naftowa ICE Futures Europe	0,1 bbl	(2)	0,3 bbl	(11)
		-		-
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu praw do emisji CO₂				
Forward				
Forward	-	-	2 EUR	-
Forward	-	-	16 EUR	-
Futures	10 t	1	16 EUR	-
Futures	0,13 t	-	1 t	-
		1		-

Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu akcji

Opcje	9,12 mln szt akcji	6	9,12 mln szt akcji	12
Razem		226	Razem	126
W tym:			W tym:	
Aktywa		829	Aktywa	928
Zobowiązania		603	Zobowiązania	802

CCIRS - Cross Currency Interest Rate Swap

TGE - Towarowa Giełda Energii SA

OTC - Nieregulowany rynek pozagiełdowy

EEX AG - European Energy Exchange AG

ICE ENDEX B.V I POWERNEXT SA - wiodące giełdy energii w Europie

3.11. Aktywa i zobowiązania warunkowe

Tytuł aktywa warunkowego	Stan na 30 września 2019	Stan na 31 grudnia 2018
	Szacunek kwoty	
Otrzymane weksle	-	1
Przyznane dofinansowanie *	212	218
Pozostałe aktywa warunkowe	14	14
Razem	226	233

* Dotyczy umów na dofinansowanie ze środków unijnych zawieranych przez Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.

Nieznaczny spadek wartości aktywów warunkowych w bieżącym okresie wynika z częściowego rozliczenia umów na dofinansowanie ze środków unijnych, zawieranych przez Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.

Tytuł zobowiązania warunkowego	Stan na 30 września 2019	Stan na 31 grudnia 2018
	Szacunek kwoty	
Gwarancje i poręczenia	3 996	3 504
Wystawione weksle	481	784
Pozostałe	11	8
Razem	4 488	4 296

Wzrost wartości zobowiązań warunkowych z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji w bieżącym okresie wynika przede wszystkim z wystawienia nowych gwarancji, będących zabezpieczeniem dostaw gazu na łączną kwotę 120 mln euro (525 mln zł według kursu NBP z dnia 30 września 2019 roku), natomiast zmniejszenie wartości zobowiązań warunkowych z tytułu wystawionych weksli wynika głównie z analizy prawdopodobieństwa realizacji zobowiązania warunkowego.

3.12. Hierarchia wartości godziwej

W okresie sprawozdawczym Grupa nie dokonała zmian w metodzie ustalania wartości godziwej wykorzystywanej przy wycenie instrumentów finansowych. Nie wystąpiły również przesunięcia pomiędzy poziomami hierarchii wartości godziwej.

	Stan na 30 września 2019		Stan na 31 grudnia 2018	
	Poziom 1	Poziom 2	Poziom 1	Poziom 2
Aktywa finansowe				
Instrumenty pochodne	505	863	763	555
	505	863	763	555
Zobowiązania finansowe				
Instrumenty pochodne	476	241	819	341
	476	241	819	341

3.13. Klasyfikacja aktywów finansowych

W bieżącym okresie sprawozdawczym nie nastąpiły zmiany klasyfikacji aktywów finansowych Grupy.

4. Informacje dodatkowe do raportu okresowego

4.1. Opis najważniejszych zdarzeń dotyczących emitenta w okresie, którego dotyczy raport

Data	Spółka	Zdarzenie
16 stycznia 2019 roku	PGNiG S.A.	Rada Nadzorcza PGNiG podjęła uchwałę w sprawie odwołania pana Radosława Bartosika z funkcji Wiceprezesa Zarządu PGNiG ds. Operacyjnych.
25 stycznia 2019 roku	Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE) z dnia 25 stycznia 2019 roku zatwierdzona została nowa Taryfa Nr 7 w zakresie dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. (Taryfa Dystrybucyjna). Uśrednione obniżenie cen i stawek opłat sieciowych stosowanych do rozliczeń z odbiorcami w Taryfie Dystrybucyjnej w stosunku do dotychczasowej taryfy Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. dla wszystkich grup taryfowych, z wyjątkiem gazu koksowniczego, wynosi 5%. Taryfa Dystrybucyjna obowiązywać będzie od 15 lutego do 31 grudnia 2019 roku. Szczegóły dotyczące zatwierdzonej Taryfy Dystrybucyjnej dostępne są na stronie internetowej www.ure.gov.pl i opublikowane w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe.
25 stycznia 2019 roku	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	Decyzją Prezesa URE z dnia 25 stycznia 2019 roku zatwierdzona została nowa Taryfa Nr 7 w zakresie obrotu paliwami gazowymi PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. (Taryfa Detaliczna). Podwyżka ceny za paliwo gazowe w nowej Taryfie Detalicznej w stosunku do dotychczasowej taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. dla wszystkich grup taryfowych wynosi 2,5%. Stawki opłat abonamentowych zostały skorygowane w grupach taryfowych 2.2 (zmniejszenie o 1,3%) i 3.6 (zwiększenie o 0,3%), natomiast w pozostałych grupach taryfowych pozostały bez zmian. Ponadto w Taryfie Detalicznej zostały wprowadzone nowe grupy taryfowe dedykowane dla odbiorców paliwa gazowego korzystających z przedpłatowego układu pomiarowego. Taryfa Detaliczna dotyczy jedynie odbiorców paliw gazowych w gospodarstwie domowym. Taryfa Detaliczna obowiązywać będzie od 15 lutego do 31 grudnia 2019 roku. Szczegóły dotyczące zatwierdzonych taryf dostępne są na stronie internetowej www.ure.gov.pl i opublikowane w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe.
11 marca 2019 roku	PGNiG S.A. PGNiG TERMIKA S.A.	W dniu 11 marca 2019 roku Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów przekazał zawiadomienie w sprawie wszczęcia postępowania antymonopolowego, którego stronami są Veolia Energia Warszawa S.A., Veolia Energia Polska S.A., PGNiG TERMIKA oraz PGNiG (więcej informacji można znaleźć się w nocie 4.6.2).
14 marca 2019 roku	PGNiG S.A.	Rada Nadzorcza PGNiG podjęła uchwałę w sprawie powołania z dniem 18 marca 2019 roku pana Roberta Perkowskiego na stanowisko Członka Zarządu ds. Operacyjnych PGNiG.
1 kwietnia 2019 roku	PGNiG S.A.	W dniu 1 kwietnia 2019 roku do Sądu Okręgowego w Warszawie, XX Wydział Gospodarczy, został złożony przez PBG S.A. (PBG) pozew wzajemny przeciwko PGNiG (więcej informacji można znaleźć się w nocie 4.6.1).
12 kwietnia 2019 roku	PGNiG S.A.	W dniu 12 kwietnia 2019 roku podpisana została umowa z firmą PKF Consult Sp. z o.o. Sp. k. dotycząca badania skonsolidowanych oraz jednostkowych sprawozdań finansowych wybranych Spółek z Grupy PGNiG na lata 2019-2020.
25 kwietnia 2019 roku	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. (spółka pośrednio współzależna od PGNiG - PGNiG TERMIKA S.A. posiada 50% akcji)	Sąd Arbitrażowy przy Krajowej Izbie Gospodarczej w Warszawie wydał wyrok w sprawie z powództwa Abener Energia S.A. z siedzibą w Campus Palmas Altas, Sewilla (Abener Energia) przeciwko Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A. z siedzibą w Stalowej Woli (więcej informacji można znaleźć się w nocie 4.6.1).

<p>23 maja 2019 roku</p>	<p>PGNiG S.A.</p>	<p>W nawiązaniu do Raportu Bieżącego 31/2016 z dnia 13 kwietnia 2016 roku oraz nr 52/2017 z dnia 21 czerwca 2017 roku w sprawie zawarcia Kontraktów Indywidualnych z Grupą Azoty, PGNiG otrzymało od 5 spółek z Grupy Azoty, tj. Grupy Azoty S.A. z siedzibą w Tarnowie, Grupy Azoty Zakłady Azotowe Puławy S.A., Grupy Azoty Zakłady Chemiczne Police S.A., Grupy Azoty Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A. oraz Grupy Azoty Kopalnie i Zakłady Chemiczne Siarki Siarkopol S.A. (Odbiorcy) oświadczenia potwierdzające przedłużenie przez Spółki z Grupy Azoty okresu obowiązywania Kontraktów Indywidualnych do Umowy ramowej sprzedaży paliwa gazowego z dnia 13 kwietnia 2016 roku (Kontrakty Indywidualne).</p> <p>W wyniku przedłużenia okresu obowiązywania Kontraktów Indywidualnych zawartych z Odbiorcami z Grupy Azoty, PGNiG pozostanie strategicznym dostawcą paliwa gazowego do wyżej wymienionych spółek Grupy Azoty do 30 września 2022 roku.</p> <p>Całkowita wartość Kontraktów Indywidualnych szacowana jest na kwotę, która może wynieść ponad 8 mld zł w przypadku czterech lat obowiązywania. Podstawą kalkulacji formuły cenowej w zawartych Kontraktach Indywidualnych są rynkowe wartości indeksów cen gazu.</p>
<p>7 czerwca 2019 roku</p>	<p>PGNiG Upstream Norway AS</p>	<p>Spółka PGNiG Upstream Norway AS (PUN) zawarła umowę zakupu udziałów w koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym od Total E&P Norge AS (Umowa).</p> <p>Umowa obejmuje zakup 22,2% udziałów w licencjach PL146 i PL333 (Licencje) od Total E&P Norge AS, zawierających złoża gazu King Lear. Operatorem złoża jest AkerBP, który posiada 77,8% udziałów zakupionych w 2018 roku od Equinor Energy AS.</p> <p>King Lear jest złożem gazowo-ropnym zlokalizowanym na Morzu Północnym. Zgodnie z danymi Norweskiego Dyrektoriatu Naftowego jego udokumentowane zasoby wydobywalne wynoszą 9,2 mld m³ gazu oraz 6,5 mln m³ ropy naftowej. Strony objęły wartość transakcji tajemnicą handlową.</p> <p>Obecnie na Licencjach trwają prace dotyczące opracowania koncepcji zagospodarowania złoża. Proces inwestycyjny planowany jest na lata 2021-2024, a uruchomienie produkcji ma nastąpić w 2025 roku. Zgodnie z aktualnymi danymi operatora złoża, po uruchomieniu produkcji, wydobycie gazu w części przypadającej na PUN ma wynieść 0,25 mld m³ gazu rocznie.</p> <p>Zakup Licencji jest elementem Strategii Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017-2022 z perspektywą do 2026 roku.</p> <p>Umowa została zawarta pod warunkami zawieszającymi, w tym uzyskania wymaganych zgód administracyjnych w Norwegii.</p> <p>W dniu 30 września 2019 roku spełniony został pierwszy z warunków zawieszających umowę zakupu w przedmiocie uzyskania wymaganych zgód administracyjnych w Norwegii.</p>
<p>12 czerwca 2019 roku</p>	<p>PGNiG S.A.</p>	<p>W dniu 12 czerwca 2019 roku PGNiG zawarło aneks do umowy długoterminowej z dnia 28 września 2018 roku (Aneks) na dostawy gazu skroplonego (LNG) z firmą Venture Global Plaquemines LNG, LLC.</p> <p>Przedmiotem Aneksu jest zwiększenie wolumenu dostaw LNG na rzecz PGNiG pochodzącego z planowanego terminala skraplania gazu ziemnego Plaquemines LNG w Plaquemines Parish w USA z 1 mln ton do 2,5 mln ton rocznie, co odpowiada łącznemu wolumenowi blisko 3,4 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji. W wyniku zawarcia Aneksu, łączny wolumen dostaw LNG realizowanych przez Venture Global Plaquemines LNG, LLC oraz Venture Global Calcasieu Pass, LLC w latach 2023-2043 na rzecz PGNiG może wynieść 3,5 mln ton LNG rocznie, tj. ponad 4,7 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji na rok. Dostawy realizowane będą w formule free-on-board, oznaczającej odbiór towaru przez kupującego w porcie załadunku.</p>
<p>26 czerwca 2019 roku</p>	<p>PGNiG S.A.</p>	<p>W dniu 26 czerwca 2019 roku, agencja ratingowa Moody's Investors Service (Moody's, Agencja) opublikowała informację o podwyższeniu oceny kredytowej PGNiG z „Baa3” na „Baa2” z perspektywą stabilną.</p> <p>W opinii ratingowej Moody's podkreśla obecną, znaczącą elastyczność finansową PGNiG, pozwalającą na zaabsorbowanie zwiększonych poziomów zadłużenia oraz kontynuowanie konserwatywnej polityki finansowej i dywidendowej. Głównymi powodami podwyższenia ratingu w opinii Moody's są: dominująca pozycja na rodzimym rynku gazu oraz zdolność Spółki do utrzymania silnych wskaźników finansowych przy planowanych znaczących wydatkach inwestycyjnych skoncentrowanych w segmencie Poszukiwanie i wydobycie oraz</p>

		<p>przy uwzględnieniu, przewidywanego przez agencję ratingową, negatywnego wpływu czynników makroekonomicznych na przeszłe wyniki finansowe w segmentach Poszukiwanie i wydobywanie oraz Obrót i magazynowanie.</p> <p>Perspektywa stabilna ratingu odzwierciedla oczekiwania Moody's, że PGNiG zachowa silny profil płynności przy realizacji znaczącego programu inwestycyjnego i w sposób zrównoważony będzie rozbudowywać bazę zasobów węglowodorów w Polsce i Norwegii.</p> <p>Jednocześnie Agencja wskazuje, że na poziom przyznanego ratingu Spółki wpływ miały również następujące czynniki: (1) niepewność odnośnie rozwoju europejskiego rynku gazu w odniesieniu do wolumenów importu i poziomów cen w przyszłych latach, (2) ryzyka inwestycji realizowanych w segmencie Poszukiwanie i wydobywanie oraz (3) potencjalne przyspieszenie ze strony Unii Europejskiej procesu liberalizacji i wzrostu konkurencji na polskim rynku gazu.</p>
<p>12 lipca 2019 roku</p>	<p>PGNiG Upstream Norway AS</p>	<p>W dniu 12 lipca 2019 roku PGNiG Upstream Norway AS (PUN) zawarło umowę zakupu udziałów w koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym od Wellesley Petroleum AS (Umowa).</p> <p>Umowa obejmuje zakup 20% udziałów w licencjach PL636 i PL636B (Licencje) od Wellesley Petroleum AS, zawierających złoża Duva. Operatorem złoża jest Neptune Energy Norge, który posiada 30% udziałów. Pozostali partnerzy to Idemitsu Petroleum Norge (30%) oraz Pandion Energy (20%). Strony objęły wartość transakcji tajemnicą handlową.</p> <p>Duva jest złożem gazowo-ropnym zlokalizowanym na Morzu Północnym, w odległości 6 km od złoża GjØa, którego operatorem jest Neptune Energy Norge. Złoże znajduje się na koncesji PL636 i zostało udokumentowane poprzez odwiert poszukiwawczy w 2016 roku. Zgodnie z danymi Norweskiego Dyrektoriatu Naftowego udokumentowane zasoby wydobywalne złoża Duva wynoszą ok. 8,4 mld m³ gazu, 3,7 mln m³ ropy naftowej oraz 1 mln ton NGL.</p> <p>Obecnie Duva znajduje się w fazie przygotowania do produkcji. Plan zagospodarowania złoża został zatwierdzony przez norweskie Ministerstwo Ropy i Gazu w czerwcu 2019 roku. Plan zakłada wykonanie co najmniej trzech odwiertów wydobywczych i podłączenie ich do platformy GjØa. Wykorzystanie istniejącej infrastruktury produkcyjnej znacząco obniża koszty oraz skraca proces inwestycyjny, który będzie kontynuowany w latach 2019-2020. Uruchomienie produkcji ma nastąpić pod koniec 2020 roku. Zgodnie z aktualnymi danymi operatora złoża, maksymalne wydobywanie ma wynieść 30 tys. baryłek ekwiwalentu ropy i gazu. Wydobywanie gazu, w części przypadającej na PUN, ma wynieść 0,13 mld m³ gazu rocznie.</p> <p>Zakup Licencji jest elementem Strategii Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017-2022 z perspektywą do 2026 roku, opublikowanej raportem bieżącym nr 19/2017.</p> <p>Umowa została zawarta pod warunkami zawieszającymi, w tym uzyskania wymaganych zgód korporacyjnych i zgód administracyjnych w Norwegii.</p> <p>W dniu 22 lipca 2019 roku spełniony został pierwszy z warunków zawieszających umowę zakupu w przedmiocie zatwierdzenia przez Zgromadzenie Wspólników PUN działań, zmierzających do zawarcia Umowy.</p> <p>W dniu 18 października 2019 roku spełniony został warunek zawieszający umowę zakupu w przedmiocie uzyskania wymaganych zgód administracyjnych w Norwegii.</p>
<p>22 sierpnia 2019 roku</p>	<p>PGNiG S.A.</p>	<p>W dniu 22 sierpnia 2019 roku Akcjonariusz – Skarb Państwa powołał Pana Romana Gabrowskiego do składu Rady Nadzorczej PGNiG, działając na podstawie § 35 ust. 1 Statutu Spółki, który uprawnia Akcjonariusza – Skarb Państwa do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej.</p>

4.2. Zestawienie stanu posiadania akcji przez osoby zarządzające i nadzorujące

Stan posiadania akcji PGNiG S.A. przez osoby zarządzające i nadzorujące nie uległ zmianie od dnia przekazania skonsolidowanego raportu rocznego za rok 2018.

Na dzień sporządzenia niniejszego raportu akcje spółki PGNiG S.A. posiadali Członkowie Rady Nadzorczej PGNiG S.A.: pan Mieczysław Kawecki (9 500 szt. akcji) oraz pan Stanisław Sieradzki (17 225 szt. akcji).

Pozostali członkowie Rady Nadzorczej i Zarządu, do dnia sporządzenia sprawozdania, nie posiadali akcji Spółki.

4.3. Wyłacona (zadeklarowana) dywidenda

W dniu 29 października 2018 roku Zarząd PGNiG podjął decyzję o wypłacie akcjonariuszom, z dniem 3 grudnia 2018 roku, zaliczki w kwocie 404 mln zł na poczet przewidywanej dywidendy z zysku Spółki za 2018 rok.

W dniu 27 czerwca 2019 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG podjęło decyzję o podziale zysku netto PGNiG za 2018 rok, przeznaczając kwotę 1 040 mln zł na wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy (0,18 zł na jedną akcję).

W związku z wypłatą w 2018 roku zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy z zysku za 2018 rok w kwocie 404 mln zł (0,07 zł na jedną akcję), pozostała do wypłaty część dywidendy za 2018 rok wyniosła 636 mln zł (0,11 zł na jedną akcję) i została wypłacona w dniu 7 sierpnia 2019 roku.

Dywidenda za 2017 rok nie została wypłacona. Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG w dniu 20 lipca 2018 roku podjęło uchwałę, według projektu zgłoszonego przez akcjonariusza, o przeznaczeniu kwoty 867 mln zł z zysku netto za 2017 rok na kapitał rezerwowy z przeznaczeniem na rozbudowę i modernizację krajowej sieci dystrybucyjnej gazu oraz kwoty 1 167 mln zł na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki.

4.4. Emisja, wykup i spłata dłużnych papierów wartościowych

W bieżącym okresie sprawozdawczym PGNiG S.A. dokonała transakcji wykupu obligacji krajowych o łącznej wartości nominalnej 2,3 mld zł w ramach poniższego programu:

Data zawarcia umowy emisji	Termin obowiązywania umowy	Przedmiot umowy	Banki będące stroną emisji na dzień bilansowy	Limit emisji	Wykorzystany limit (%) na		Zadłużenie z tytułu emisji (mld PLN) na	
					30 września 2019 roku	30 września 2019 roku	31 grudnia 2018 roku	
10 czerwca 2010 roku	31 lipca 2020 roku; przedterminowe rozwiązanie zgodnie z porozumieniem z dnia 24 czerwca 2019 roku	Program emisji obligacji	Bank Pekao S.A., ING Bank Śląski S.A., PKO BP S.A., Bank Handlowy w Warszawie, BNP Paribas S.A. Oddział w Polsce, Societe Generale S.A., Bank Zachodni WBK S.A., mBank S.A.	7 mld PLN	-	-	2,3	

W dniu 24 czerwca 2019 roku Spółka zawarła porozumienie rozwiązujące Programy Emisji Obligacji do kwoty 7 mld zł oraz 1 mld zł, zastępując je umową kredytu konsorcjalnego na kwotę 10 mld zł z okresem dostępności 5 lat. Umowa została zawarta z konsorcjum 9 banków, w skład którego wchodzi: Bank Gospodarstwa Krajowego, Bank Polska Kasa Opieki S.A., BNP Paribas Bank Polska S.A., Caixa Bank SA Oddział w Polsce, ING Bank Śląski S.A., Intesa Sanpaolo SpA S.A. Oddział w Polsce, Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A., Santander Bank Polska S.A. oraz Société Générale S.A.

Kredyt zastępuje finansowanie w postaci dwóch programów emisji obligacji z gwarancją objęcia na łączną kwotę 8 mld zł. Spółka wykorzystuje udostępnione w ramach kredytu środki pieniężne m.in. na finansowanie bieżącej działalności oraz wydatków inwestycyjnych PGNiG i spółek z Grupy Kapitałowej PGNiG.

Stan zadłużenia z tytułu powyższej umowy kredytowej na dzień 30 września 2019 roku wynosił 1,6 mld zł.

PGNiG S.A. posiada również umowę dotyczącą programu emisji dłużnych papierów wartościowych (do kwoty 5 mld zł), która nie była realizowana w bieżącym okresie sprawozdawczym. Szczegółowe informacje przedstawione zostały w rocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za okres zakończony 31 grudnia 2018 roku.

4.5. Sezonowość działalności

Obrót, dystrybucja i magazynowanie paliw gazowych, jak również wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji, stanowiące oprócz poszukiwań i wydobycia węglowodorów, podstawowy przedmiot działalności Grupy Kapitałowej, w dużym stopniu podlegają wahaniom sezonowym.

W przypadku sprzedaży gazu ziemnego i ciepła, przychody w miesiącach zimowych (I i IV kwartał roku) znacznie przewyższają wartości osiągnięte w miesiącach letnich (II i III kwartał roku). Sezonowość jest przede wszystkim skutkiem zmiennych warunków klimatycznych w Polsce, a zakres wahań wyznaczają wartości temperatur – niskie zimą i wyższe latem. Sezonowość tej części przychodów w znacznie większym stopniu dotyczy odbiorców indywidualnych, kupujących powyższe produkty na cele grzewcze, aniżeli odbiorców z sektora produkcyjnego.

Z uwagi na konieczność zapewnienia nieprzerwanych dostaw w okresie szczytowego zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny oraz ze względu na utrzymanie bezpieczeństwa dostaw gazu, konieczne jest zapełnienie podziemnych magazynów gazu w okresie letnim oraz zwiększenie zamówień na moce w systemie przesyłowym oraz dystrybucyjnym w okresie zimowym.

4.6. Istotne postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej

Szczegółowy opis prowadzonych istotnych postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej został przedstawiony w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG za 2018 rok.

Poniżej opisane zostały zmiany, które nastąpiły w bieżącym okresie sprawozdawczym.

4.6.1. Prowadzone postępowania sądowe

Pozew w sprawie roszczeń PBG S.A. (PBG)

W dniu 1 kwietnia 2019 roku do Sądu Okręgowego w Warszawie, XX Wydział Gospodarczy, został złożony przez PBG pozew wzajemny przeciwko PGNiG. W pozwie wzajemnym PBG dochodzi od PGNiG roszczeń powstałych w związku z poniższymi umowami:

- Umową zawartą z PGNiG z dnia 19 listopada 2008 roku w sprawie realizacji inwestycji pn. „Budowa PMG Wierchowice etap 3,5 mld nm³ podetap 1,2 mld nm³”. PBG dąży do zapłaty przez PGNiG pozostałego wynagrodzenia należnego Konsorcjum (PBG, Tecnimont S.P.A., TCM FR S.A., Plynostav Pardubice Holding a.s., Plynostav-Regulace Plynu a.s.) zgodnie z zapisami umowy.
- Umową zawartą z PGNiG z dnia 11 sierpnia 2008 roku w sprawie realizacji inwestycji pn. „Projekt LMG – Ośrodek Centralny, Strefy Przyodwiertowe, Rurociągi I inne”. PBG dąży do zwrotu PBG przez PGNiG kwoty kaucji stanowiącej zabezpieczenie roszczeń gwarancyjnych, rozliczonej w ramach umowy ze spornymi wierzytelnościami PGNiG wobec konsorcjum, dotyczącymi umowy.

Łączna kwota dochodzonych roszczeń to 118,1 mln zł, wraz z ustawowymi odsetkami od dnia wniesienia pozwu do dnia zapłaty. Po weryfikacji otrzymanego pozwu wzajemnego, a także stanu faktycznego, PGNiG S.A. zakwestionowała jego zasadność i wniosła odpowiedź na pozew. Tym samym Spółka nie zidentyfikowała do tej pory przesłanek do utworzenia rezerwy na koszty przedmiotowego roszczenia.

Wezwanie na arbitraż złożone przez Abener Energia S.A. (Abener Energia)

W dniu 14 marca 2019 roku Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. (ECSW) z siedzibą w Stalowej Woli (spółka pośrednio współzależna od PGNiG) otrzymała wezwanie na arbitraż złożone w Sądzie Arbitrażowym przy Krajowej Izbie Gospodarczej przez Abener Energia. Żądanie będące przedmiotem wezwania dotyczy kwoty 147,2 mln zł oraz 536 tys. euro i ma stanowić odszkodowanie należne z tytułu bezpodstawnego zażądania i uzyskania kosztem Abener Energia wypłaty z gwarancji ubezpieczeniowej, będącej zabezpieczeniem należytego wykonania kontraktu, ewentualnie zwrotu bezpodstawnego wzbogacenia uzyskanego przez ECSW. W marcu 2019 roku ECSW przygotowywała odpowiedź pozwaną na wezwanie na arbitraż.

W dniu 25 kwietnia 2019 roku zapadł wyrok w sprawie, na mocy którego ECSW została zobowiązana do zapłaty na rzecz Abener Energia kwoty 334 mln zł wraz z ustawowymi odsetkami za opóźnienie w płatności oraz kosztami postępowania arbitrażowego. Wyrok Sądu Arbitrażowego ma moc prawną na równi z wyrokiem sądu lub ugodą zawartą przed sądem dopiero po ich uznaniu przez sąd albo po stwierdzeniu przez sąd ich wykonalności.

W dniu 9 maja 2019 roku ECSW złożyła sprzeciw wobec publikacji wyroku Sądu Polubownego z dnia 25 kwietnia 2019 roku Sądu Arbitrażowego przy Krajowej Izbie Gospodarczej w Warszawie, natomiast w dniu 14 maja 2019 roku ECSW złożyła wniosek o wyłączenie arbitrów. W dniu 24 czerwca 2019 roku ECSW złożyła do Sądu Apelacyjnego w Rzeszowie skargę o uchylenie wyroku Sądu Arbitrażowego oraz wniosek o wstrzymanie wykonania tego wyroku.

W dniu 5 sierpnia 2019 roku Sąd Apelacyjny w Rzeszowie wydał postanowienie o odroczeniu rozpoznania wniosku Abener Energia o stwierdzenie wykonalności wyroku Sądu Arbitrażowego przy Krajowej Izbie Gospodarczej w Warszawie do czasu rozpoznania skargi wniesionej przez ECSW o uchylenie wyroku. W efekcie wydanego postanowienia, do czasu rozpoznania sprawy ze skargi o uchylenie wyroku sądu polubownego, odroczeniu ulega zobowiązanie do zapłaty przez ECSW na rzecz Abener Energia kwoty 334 mln zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie oraz kosztami postępowania arbitrażowego.

4.6.2. Postępowania przed Prezesem UOKiK

Postępowanie rozpoczęte w dniu 3 kwietnia 2010 roku

W bieżącym okresie sprawozdawczym nie odnotowano istotnych zdarzeń w zakresie postępowania antymonopolowego rozpoczętego w dniu 3 kwietnia 2010 roku.

Postępowanie rozpoczęte w dniu 28 grudnia 2010 roku

W dniu 28 grudnia 2010 roku Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK) wszczął z urzędu postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego, polegającej na ograniczaniu zbytu ze szkodą dla kontrahentów lub konsumentów oraz przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji poprzez odmowę sprzedaży paliwa gazowego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać dalszej odsprzedaży gazu ziemnego, tj. NowyGaz Sp. z .o. w Warszawie.

Wyrokiem z dnia 10 października 2019 roku Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów zmienił zaskarżoną przez Spółkę decyzję Prezesa UOKiK w ten sposób, że w miejsce kary pieniężnej w wysokości 60 mln zł nałożył na PGNiG S.A. karę pieniężną w wysokości 5,5 mln zł, oddalił odwołanie w pozostałym zakresie, pobrał połowę kosztów sporządzenia pisemnej opinii biegłego sądowego oraz zniósł pomiędzy stronami pozostałe koszty postępowania. Spółka rozważyła złożenie apelacji od wyroku Sądu Okręgowego po otrzymaniu pisemnego uzasadnienia.

Szczegółowy opis postępowania znajduje się w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG i GK PGNiG za rok 2018.

Postępowanie rozpoczęte w dniu 3 kwietnia 2013 roku

W dniu 3 kwietnia 2013 roku Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK) wszczął postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej i detalicznej sprzedaży paliwa gazowego, polegającej na przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji przez:

- ograniczanie odbiorcom biznesowym możliwości zmniejszania zamawianych ilości paliwa gazowego i mocy umownej,
- ograniczanie odbiorcom biznesowym możliwości odsprzedaży paliwa gazowego,
- wymaganie określenia w umowie przez odbiorców biznesowych maksymalnej ilości kupowanego paliwa gazowego przeznaczonego przez nich do dalszej odsprzedaży,
- nieprzyznanie odbiorcom hurtowym prawa do częściowej zmiany sprzedawcy.

W dniu 20 września 2018 roku PGNiG złożyło skargę kasacyjną w związku z oddaloną przez Sąd Okręgowy a następnie przez Sąd Apelacyjny apelacją, dotyczącą nałożenia przez Prezesa UOKiK na Spółkę kary w wysokości 10,4 mln zł. Postanowieniem Sądu Najwyższego z dnia 24 września 2019 roku skarga kasacyjna została przyjęta do rozpoznania na rozprawie.

Szczegółowy opis postępowania znajduje się w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG i GK PGNiG za rok 2018.

Postępowanie antymonopolowe rozpoczęte w dniu 11 marca 2019 roku.

W dniu 11 marca 2019 roku Prezes UOKiK przekazał zawiadomienie w sprawie wszczęcia postępowania antymonopolowego, którego stronami są Veolia Energia Warszawa S.A., Veolia Energia Polska S.A., PGNiG TERMIKA oraz PGNiG, w sprawie naruszenia zakazów, określonych w art. 6 ust 1 pkt 1,3 i 7 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, a także art. 101 ust. 1 lit a) i c) Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, w zakresie uzgadniania cen energii cieplnej, podziału rynku energii cieplnej i uzgadniania warunków składanych ofert w postępowaniach o udzielenie zamówienia na sprzedaż i dostawę energii cieplnej. Do określonego powyżej naruszenia zakazów miało dojść w związku z podejrzeniem zawarcia przez strony postępowania porozumienia, w 2014 roku.

4.6.3. Renegocjacja warunków cenowych w ramach Kontraktu z OOO Gazprom Export

W 2018 roku PGNiG kontynuowało rozpoczęte formalnie 1 listopada 2014 roku działania na rzecz zmiany warunków cenowych kontraktu jamalskiego. Wobec braku uzyskania porozumienia z dostawcą w przewidzianym kontraktem okresie, w dniu 13 maja 2015 roku PGNiG rozpoczęło przewidzianą w kontrakcie procedurę rozstrzygania sporów poprzez postępowanie arbitrażowe. Przedmiotem sporu jest zmiana warunków cenowych kontraktu na dostawy gazu do Polski. W ramach prowadzonego postępowania arbitrażowego, w dniu 1 lutego 2016 roku PGNiG złożyło do Trybunału Arbitrażowego pozew przeciwko PAO Gazprom i OOO Gazprom Export. Przewiduje się, że zakończenie postępowania arbitrażowego może nastąpić w II połowie 2019 roku. Przekazanie sporu do rozstrzygnięcia przez Trybunał Arbitrażowy nie wyklucza możliwości prowadzenia rozmów na poziomie handlowym i osiągnięcia wcześniejszego porozumienia polubownego z dostawcą. Ponadto, w dniu 1 listopada 2017 roku PGNiG rozpoczęło kolejny proces renegocjacji cen gazu z PAO Gazprom i OOO Gazprom Export. W dniu 30 czerwca 2018 roku Trybunał Arbitrażowy w Sztokholmie orzekł w wyroku częściowym, że spełniona została przesłanka kontraktowa uprawniająca Spółkę do żądania zmiany ceny za gaz dostarczany do Polski w ramach kontraktu jamalskiego.

Do chwili obecnej strony nie osiągnęły porozumienia w sprawie warunków dostaw.

4.6.4. Postępowanie w sprawie gazociągu OPAL

W sprawie gazociągu OPAL prowadzone są postępowania:

- przed Trybunałem Sprawiedliwości UE, przed którym wniesione zostały dwa odwołania od postanowienia Sądu UE w sprawie niedopuszczalności skargi PST (w dniu 13 lutego 2018 roku wniosło PST, a w dniu 5 marca 2018 roku wniosła Rzeczpospolita Polska) oraz jedno odwołanie od postanowienia Sądu UE w sprawie niedopuszczalności skargi PGNiG, wniesione przez tą spółkę w dniu 24 maja 2018 roku;
- Przed Wyższym Sądem Krajowym w Duesseldorfie (Oberlandesgericht Duesseldorf), przed którym skargę oraz wniosek o wydanie zarządzenia tymczasowego (zastosowanie środka tymczasowego) wniosły w dniu 15 grudnia 2016 roku, a następnie rozszerzyły w dniu 20 stycznia 2017 roku, PGNiG oraz PST.

Skarga oraz wniosek o zastosowanie środka tymczasowego do Sądu Unii Europejskiej skierowane są przeciwko decyzji Komisji Europejskiej (KE) z dnia 28 października 2016 roku, w drodze której Komisja zezwoliła na dokonanie zmian w zasadach zwolnienia gazociągu OPAL spod regulacji wspólnego rynku gazu (zwł. zasady dostępu stron trzecich (TPA)), zgodnie z treścią krajowego aktu stosowania prawa przedstawionego przez niemieckiego regulatora – Federalną Agencję Sieciową (Bundesnetzagentur), z zastrzeżeniem modyfikacji wskazanych w decyzji Komisji. Skargę oraz wniosek o zastosowanie środka tymczasowego złożyła spółka PST. Postanowieniem z dnia 23 grudnia 2016 roku Prezes Sądu Unii Europejskiej (Prezes Sądu UE) wstrzymał wykonanie zaskarżonej decyzji KE, tymczasowo uwzględniając żądanie udzielenia tymczasowej ochrony prawnej zgłoszone przez PST. W sprawie nastąpiła wymiana pism procesowych. Dalsze rozstrzygnięcia w sprawie nie zapadły. W dniu 13 marca 2017 roku PST uzupełniła skargę oraz wniosek o zastosowanie środka tymczasowego z uwagi na fakt, że decyzja Komisji Europejskiej została opublikowana dopiero w dniu 3 stycznia 2017 roku, a skarga i wniosek pochodziły z dnia 4 grudnia 2016 roku. W dniu 29 maja 2017 roku złożono stanowisko PST w sprawie zarzutu niedopuszczalności skargi, podniesionego przez KE.

Skargę skierowaną przeciwko ww. decyzji Komisji wraz z wnioskiem o zastosowanie środka tymczasowego złożono także w dniu 1 marca 2017 roku PGNiG. W dniu 21 sierpnia 2017 roku złożono odpowiedź PGNiG na podniesiony przez Komisję Europejską zarzut niedopuszczalności skargi. W dniu 6 lipca 2017 roku złożono wniosek o dopuszczenie PGNiG jako interwenienta po stronie ukraińskiej spółki Naftogaz w sprawie skierowanej przeciwko decyzji KE. W dniu 9 marca 2018 roku Sąd UE wydał postanowienie w sprawie stwierdzenia niedopuszczalności skargi Naftogaz. W dniu 5 lipca 2017 roku Prezes Sądu UE przeprowadził posiedzenia dotyczące środka tymczasowego w sprawach wszczętych przez PST i PGNiG. W dniu 21 lipca 2017 roku Prezes Sądu UE wydał postanowienia w sprawie uchylenia środka tymczasowego w sprawie PST oraz oddalenia wniosku o środek tymczasowy w obu sprawach.

W dniach 14 grudnia 2017 roku i 15 marca 2018 roku Sąd Unii Europejskiej odrzucił skargę odpowiednio: PST i PGNiG, z uwagi na ich niedopuszczalność, orzekając jednocześnie o obowiązku zwrotu kosztów postępowania poniesionych przez Komisję Europejską. Były to rozstrzygnięcia formalne, nieoparte o analizę zasadności poszczególnych zarzutów podniesionych w skardze przeciwko decyzji KE. Od postanowienia z dnia 14 grudnia 2017 roku w sprawie PST, wniesione zostały dwa odwołania do Trybunału Sprawiedliwości UE. Odwołanie PST zostało wniesione w dniu 13 lutego 2018 roku, a Rzeczpospolita zaskarżyła postanowienie w dniu 5 marca 2018 roku. Odwołanie w sprawie PGNiG zostało wniesione przez spółkę w dniu 24 maja 2018 roku.

Skarga oraz wnioski o wydanie zarządzenia tymczasowego do Wyższego Sądu Krajowego w Duesseldorfie skierowane są w pierwszym rzędzie przeciwko ugodzie administracyjnej, zawartej pomiędzy niemieckim regulatorem, OPAL Gastransport GmbH & Co. KG, OAO Gazprom, OOO Gazprom Export, określającej zmienione warunki zwolnienia gazociągu OPAL spod regulacji wspólnego rynku gazu. W dniu 30 grudnia 2016 roku Wyższy Sąd Krajowy w Duesseldorfie wydał tymczasowe rozstrzygnięcie, w którym zobowiązał niemieckiego regulatora do zawieszenia skutków spornej ugody administracyjnej w ten sposób, że zakaże on spółce OPAL Gastransport GmbH & Co. KG przeprowadzania dalszych aukcji przepustowości dziennych, tygodniowych, miesięcznych i rocznych na gazociągu OPAL. W ślad za postanowieniem Sądu, tego samego dnia niemiecki regulator wydał natychmiast wykonalną decyzję, w której zakazał spółce OPAL Gastransport GmbH & Co. KG przeprowadzania tego rodzaju aukcji.

W dniu 20 stycznia 2017 roku PGNiG i PST rozszerzyły wcześniejszą skargę poprzez wniesienie skargi na decyzję niemieckiego regulatora – Federalnej Agencji Sieciowej (Bundesnetzagentur) z dnia 20 grudnia 2016 roku, na podstawie której niemiecki regulator odmówił wszczęcia formalnego postępowania administracyjnego w sprawie zmiany zasad zwolnienia spod regulacji wspólnego rynku gazu oraz przyłączenia do takiego postępowania wnioskujących o to spółek PGNiG i PST. W swoim piśmie procesowym spółki rozszerzyły również wcześniejszą argumentację. W dniu 31 marca 2017 roku złożono do Wyższego Sądu Krajowego uzasadnienie skargi wywiedzionej przeciwko ugodzie administracyjnej, zawierające pogłębiony wywód prawny, konieczny na potrzeby ewentualnych dalszych środków prawnych.

Dalsze rozstrzygnięcia w sprawie nie zapadły, postanowienie Sądu z 30 grudnia 2016 roku pozostaje w mocy. Po wymianie pism procesowych, postanowieniem z dnia 27 lipca 2017 roku Wyższy Sąd Krajowy w Duesseldorfie uchylił swoje postanowienie z dnia 30 grudnia 2017 roku, znosząc w ten sposób udzieloną wcześniej tymczasową ochronę prawną. Po dalszej wymianie pism procesowych, na przeprowadzonej w dniu 11 października 2017 roku rozprawie Sąd ogłosił postanowienie o oddaleniu wniosku o wydanie zarządzenia tymczasowego. Postanowienie o oddaleniu wniosku wraz z uzasadnieniem doręczono w dniu 23 października 2017 roku. W dniu 4 czerwca 2018 roku spółki wniosły pismo procesowe.

W dniu 9 stycznia 2019 roku Federalna Agencja Sieciowa wznowiła postępowanie dotyczące poprzedniej decyzji o warunkach wyłączenia regulacyjnego gazociągu Opal z 2009 roku, jednocześnie zawieszając to postępowanie. PGNiG oraz PST w dniu 28 stycznia 2019 roku wystąpiły z wnioskiem o dołączenie do niniejszego postępowania. W odpowiedzi z dnia 25 lutego 2019 roku, niemiecki organ regulacyjny poinformował, że wniosek zostanie rozpatrzony po rozstrzygnięciu trwających postępowań sądowych.

Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej w dniu 10 września 2019 roku, na wniosek rządów Polski, Litwy i Łotwy, uchylił Decyzję Komisji Europejskiej z dnia 28 października 2016 roku nr C(2016) 6950 w sprawie monopolizacji dostępu do gazociągu OPAL. Trybunał stwierdził, że „zaskarżona decyzja została wydana z naruszeniem zasady solidarności energetycznej”. Potwierdził argumenty Polski, że KE wydając decyzję naruszyła zasady Unii Europejskiej poprzez niezbadanie jej wpływu na bezpieczeństwo energetyczne Polski.

Wyrok z dnia 10 września 2019 roku nie kończy postępowania przed Trybunałem Sprawiedliwości Unii Europejskiej. Komisja Europejska może się od tego wyroku odwołać. Jednak wyrok Trybunału ma rygor natychmiastowej wykonalności, dlatego Decyzja KE w sprawie OPAL z dniem 10 września 2019 roku przestała natychmiast obowiązywać.

4.6.5. Postępowania przed Prezesem URE

W bieżącym okresie sprawozdawczym nie odnotowano istotnych zdarzeń w zakresie postępowań w związku z obowiązkiem publicznej sprzedaży gazu ziemnego (tzw. obligo giełdowe), rozpoczętych w dniu 13 stycznia 2015 roku oraz w dniu 28 października 2015 roku.

4.6.6. Inne postępowania

Pozew Akcjonariusza o stwierdzenie nieważności / uchylenie uchwały Walnego Zgromadzenia

W bieżącym okresie sprawozdawczym 2019 roku trwały postępowania o stwierdzenie nieważności / uchylenie uchwały:

- nr 1/IX/2017 NWZA PGNiG z dnia 13 września 2017 roku: w dniu 26 czerwca 2019 roku sąd I instancji wydał wyrok oddalający powództwo w całości;
- nr 7/VI/2016 ZWZA PGNiG z dnia 28 czerwca 2016 roku w sprawie nieudzielenia Panu Jarosławowi Baucowi, członkowi Zarządu PGNiG S.A. absolutorium z wykonania obowiązków w roku obrotowym 2015: w dniu 29 sierpnia 2019 roku Sąd Okręgowy w Warszawie ogłosił wyrok uchylający Uchwałę. Wyrok Sądu Okręgowego nie jest prawomocny. Po otrzymaniu pisemnego uzasadnienia wyroku Spółka podejmie decyzję w przedmiocie wniesienia apelacji.

PGNiG ani spółki od niej zależne nie prowadziły innych istotnych postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, w sprawie zobowiązań lub wierzytelności.

4.7. Rozliczenia z tytułu spraw sądowych

W bieżącym okresie sprawozdawczym nie wystąpiły istotne rozliczenia jednostek Grupy Kapitałowej z tytułu spraw sądowych.

4.8. Zmiany sytuacji gospodarczej i warunków prowadzenia działalności, które mają istotny wpływ na wartość godziwą aktywów finansowych i zobowiązań finansowych

W bieżącym okresie sprawozdawczym Grupa PGNiG nie odnotowała zmian sytuacji gospodarczej i warunków prowadzenia działalności, które miałyby istotny wpływ na wartość godziwą aktywów i zobowiązań finansowych Grupy.

4.9. Informacje o niespłaceniu kredytu lub pożyczki lub naruszeniu istotnych postanowień umowy kredytu lub pożyczki, w odniesieniu do których nie podjęto żadnych działań naprawczych do końca okresu sprawozdawczego

W bieżącym okresie sprawozdawczym nie nastąpiło naruszenie istotnych postanowień umowy kredytu lub pożyczki, której stroną jest Jednostka Dominująca, bądź jej jednostki zależne.

4.10. Transakcje z podmiotami powiązanymi

W okresie objętym niniejszym sprawozdaniem pomiędzy Grupą Kapitałową PGNiG i jednostkami z nią powiązanymi nie wystąpiły transakcje zawierane na innych warunkach niż rynkowe.

4.11. Stanowisko Zarządu odnośnie do możliwości zrealizowania publikowanych prognoz wyników na dany rok

Zarząd PGNiG nie publikował prognozy wyników finansowych Grupy PGNiG na rok 2019.

4.12. Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego

<p>7 listopada 2019 roku</p>	<p>PGNiG Upstream Norway AS</p>	<p>W dniu 7 listopada 2019 roku spółka zależna PGNiG Upstream Norway AS zawarła umowę zakupu dodatkowych 10% udziałów w licencjach PL636 i PL636B, zawierających złożę Duva, od Pondion Energy. Tym samym procentowy udział PUN w tych licencjach wzrósł z 20% na 30%.</p> <p>Umowa została zawarta pod warunkami zawieszającymi, w tym uzyskania zgód administracyjnych w Norwegii.</p>
----------------------------------	-------------------------------------	--

4.13. Pozostałe informacje, istotne dla oceny sytuacji majątkowej, finansowej i wyniku finansowego

Poza informacjami ujawnionymi w niniejszym raporcie, Grupa PGNiG nie posiada innych istotnych informacji, które jej zdaniem byłyby istotne dla oceny jej sytuacji majątkowej, finansowej i wyniku finansowego.

5. Kwartalna informacja finansowa PGNiG S.A.

5.1. Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe

Jednostkowy rachunek zysków i strat	3 miesiące zakończone 30 września 2019	9 miesięcy zakończone 30 września 2019	3 miesiące zakończone 30 września 2018	9 miesięcy zakończone 30 września 2018
Przychody ze sprzedaży gazu	2 673	12 605	3 430	12 534
Przychody ze sprzedaży pozostałe	924	3 027	864	2 675
Przychody ze sprzedaży	3 597	15 632	4 294	15 209
Koszt sprzedanego gazu	(2 418)	(10 955)	(2 715)	(9 938)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(392)	(1 349)	(243)	(892)
Świadczenia pracownicze	(152)	(492)	(140)	(465)
Usługi przesyłowe, dystrybucyjne i magazynowe	(251)	(715)	(245)	(728)
Pozostałe usługi obce	(339)	(754)	(361)	(1 084)
Amortyzacja	(211)	(627)	(201)	(589)
Podatki i opłaty	(79)	(214)	(79)	(221)
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	172	62	(175)	(168)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	3	9	1	4
Odpisy rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych, prawa do użytkowania aktywów i ich odwrócenie	43	(184)	140	460
Dywidendy	-	1 344	-	1 726
Przychody finansowe	91	116	(17)	102
Przychody z tyt. odsetek obliczone z zastosowaniem efektywnej stopy procentowej	60	173	(15)	81
Koszty finansowe	(18)	(62)	20	(88)
Wynik na zaprzestaniu ujmowania aktywów finansowych wycenianych w zamortyzowanym koszcie	9	19	(113)	(113)
Aktualizacja wartości aktywów finansowych	(6)	1	27	(38)
Razem	(3 488)	(13 628)	(4 116)	(11 951)
Zysk przed opodatkowaniem	109	2 004	178	3 258
Podatek dochodowy	(14)	(137)	(14)	(303)
Zysk netto	95	1 867	164	2 955
Średnia ważona liczba akcji zwykłych (w mln szt.)	5 778	5 778	5 778	5 778
Podstawowy i rozwodniony zysk netto na jedną akcję w PLN	0,02	0,32	0,03	0,51

Jednostkowe sprawozdanie z całkowitych dochodów	3 miesiące zakończone 30 września 2019	9 miesięcy zakończone 30 września 2019	3 miesiące zakończone 30 września 2018	9 miesięcy zakończone 30 września 2018
Zysk netto	95	1 867	164	2 955
Rachunkowość zabezpieczeń	92	437	(304)	(319)
Podatek odroczony	(23)	(68)	75	84
Pozostałe całkowite dochody, podlegające przeklasyfikowaniu do rachunku zysków i strat	69	369	(229)	(235)
Straty aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych	-	(6)	-	(4)
Podatek odroczony	-	1	-	1
Pozostałe całkowite dochody, nie podlegające przeklasyfikowaniu do rachunku zysków i strat	-	(5)	-	(3)
Pozostałe całkowite dochody netto	69	364	(229)	(238)
Razem całkowite dochody	164	2 231	(65)	2 717

Jednostkowe sprawozdanie z przepływów pieniężnych	9 miesięcy zakończonych 30 września 2019	9 miesięcy zakończonych 30 września 2018
Przeptywy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
Zysk netto	1 867	2 955
Amortyzacja	627	589
Odsetki i dywidendy	(1 450)	(1 757)
Wynik z działalności inwestycyjnej	97	(331)
Pozostałe korekty niepieniężne	57	706
Podatek dochodowy zapłacony	(145)	(371)
Podatek dochodowy bieżącego okresu	137	303
Zmiana stanu kapitału obrotowego	(497)	(1 632)
Przeptywy pieniężne netto z działalności operacyjnej	693	462
Przeptywy pieniężne z działalności inwestycyjnej		
Wydatki na rzeczowe aktywa trwałe dotyczące poszukiwań i oceny zasobów mineralnych	(688)	(582)
Wydatki na pozostałe rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(192)	(243)
Wydatki z tytułu udzielonych pożyczek	(1 786)	(460)
Wydatki z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	(34)	(46)
Wydatki z tytułu nabycia udziałów w jednostkach powiązanych	(446)	(4)
Pozostałe wydatki	(22)	(14)
Wpływy z tytułu udzielonych pożyczek	179	594
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	31	44
Wpływy z tytułu otrzymanych odsetek	116	101
Wpływy z tytułu otrzymanych dywidend	1 344	1 726
Wpływy ze sprzedaży rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych	45	17
Wpływy z tytułu leasingu	6	10
Przeptywy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 447)	1 143
Przeptywy pieniężne z działalności finansowej		
Wpływy z tytułu zaciągniętych kredytów i pożyczek	1 600	-
Wpływy z tytułu emisji papierów dłużnych	-	798
Pozostałe wpływy	-	2
Wyplacone dywidendy	(636)	-
Wydatki z tytułu wykupu papierów dłużnych	(2 295)	(1 996)
Wydatki z tytułu zapłaconych odsetek	(77)	(25)
Splata zobowiązań razem z odsetkami z tytułu leasingu	(22)	-
Przeptywy pieniężne netto z działalności finansowej	(1 430)	(1 221)
Przeptywy pieniężne netto	(2 184)	384
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	4 844	1 680
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	2 660	2 064

W bieżącym okresie wybrane spółki Grupy PGNiG były objęte umowami wspólnego zarządzania środkami pieniężnymi (cash pooling):

- umowa z dnia 16 lipca 2014 roku zawarta pomiędzy bankiem Pekao S.A. a spółkami Grupy: PGNiG S.A., Polska Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Exalo Driling S.A., Geofizyka Kraków S.A. w likwidacji, Geofizyka Toruń S.A., Gas Storage Poland Sp. z o.o., PGNiG Serwis Sp. z o.o., PGNiG Termika S.A., PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., Geovita S.A., PGNiG Gazoprojekt S.A., PGNIG Supply & Trading GmbH Sp. z o.o. Oddział w Polsce oraz PGNiG Termika Energetyka Przemysłowa S.A.;
- umowa z dnia 22 grudnia 2016 roku, z datą obowiązywania od 1 marca 2017 roku, zawarta pomiędzy bankiem PKO BP S.A. a spółkami Grupy: PGNiG S.A., Polska Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., PGNiG Technologie S.A.,

Geofizyka Toruń S.A., Gas Storage Poland Sp. z o.o., PGNiG Serwis Sp. z o.o., PGNiG Termika S.A. oraz PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

Powyższe Umowy służą głównie poprawie skuteczności zarządzania płynnością w Grupie Kapitałowej. Wykorzystanie cash pooling w Grupie Kapitałowej PGNiG ułatwiło planowanie płynności w Grupie oraz zmniejszenie zależności od zewnętrznych źródeł finansowania. Dzięki lepszemu wykorzystaniu wolnych środków pieniężnych obniżone zostały koszty finansowania w Grupie Kapitałowej.

W związku z powyższym, przepływy pieniężne realizowane w ramach transakcji cash pool, jak również różnice kursowe z wyceny środków pieniężnych, ujęte są w sprawozdaniu z sytuacji finansowej jako środki pieniężne i ich ekwiwalenty oraz stanowią korektę środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wykazywanych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych.

Poniżej zaprezentowane zestawienie przedstawia uzgodnienie stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów prezentowanych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych do stanu środków pieniężnych ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej.

Uzgodnienie stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wykazywanych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych do salda środków pieniężnych wykazywanych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	9 miesięcy zakończonych 30 września 2019	9 miesięcy zakończonych 30 września 2018
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu wykazywane w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	2 660	2 064
Bilans otwarcia z tyt. różnic kursowych netto	(3)	(2)
Bilans otwarcia wpływów/wydatków z tyt. cash pooling	(1 697)	306
Różnice kursowe netto za okres sprawozdawczy	6	4
Wpływy/(Wydatki) z tyt. cash pooling za okres sprawozdawczy	280	(129)
Środki pieniężne na koniec okresu wykazane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	1 246	2 243

Jednostkowe sprawozdanie z sytuacji finansowej	Stan na 30 września 2019	Stan na 31 grudnia 2018
Aktywa		
Rzeczowe aktywa trwałe	12 527	12 116
Koncesje oraz prawo do użytkowania górniczego i informacji geologicznej	145	120
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	-	45
Udziały i akcje	10 284	9 846
Pochodne instrumenty finansowe	139	214
Udzielone pożyczki	4 864	2 881
Pozostałe aktywa	497	520
Aktywa trwałe	28 456	25 742
Zapasy	3 737	2 691
Należności	1 191	2 365
Należności z tytułu wspólnego zarządzania środkami pieniężnymi (cash pooling)	1 499	1 825
Należności z tytułu podatku bieżącego	42	-
Pochodne instrumenty finansowe	788	453
Udzielone pożyczki	335	592
Pozostałe aktywa	73	181
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 246	3 144
Aktywa obrotowe	8 911	11 251
AKTYWA RAZEM	37 367	36 993
Zobowiązania i kapitał własny		
Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	7 518	7 518
Kapitał rezerwowy	1 867	867
Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	363	72
Zakumulowane pozostałe całkowite dochody	8	13
Zyski zatrzymane	20 615	20 363
Kapitał własny razem	30 371	28 833
Zobowiązania z tytułu leasingu	304	-
Pochodne instrumenty finansowe	80	105
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	269	255
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	1 759	1 569
Pozostałe rezerwy	11	28
Dotacje	493	519
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	90	-
Pozostałe zobowiązania	62	75
Zobowiązania długoterminowe	3 068	2 551
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	1 602	2 298
Zobowiązania z tytułu leasingu	15	-
Pochodne instrumenty finansowe	214	406
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	1 526	2 194
Zobowiązania z tytułu wspólnego zarządzania środkami pieniężnymi (cash pooling)	105	171
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	90	109
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	59	91
Pozostałe rezerwy	266	287
Pozostałe zobowiązania	51	53
Zobowiązania krótkoterminowe	3 928	5 609
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	6 996	8 160
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	37 367	36 993

**Sprawozdanie ze zmian
 w kapitale własnym**

	Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwowy *	Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	Zakumulowane pozostałe całkowite dochody	Zyski (straty) zatrzymane	Razem kapitał własny
Stan na 1 stycznia 2018	7 518	-	7	23	18 485	26 033
Wpływ wdrożenia MSSF 9	-	-	-	-	(140)	(140)
Stan na 1 stycznia 2018 (dane przekształcone)	7 518	-	7	23	18 345	25 893
Zysk netto	-	-	-	-	2 955	2 955
Pozostałe całkowite dochody netto	-	-	(235)	(3)	-	(238)
Całkowite dochody razem	-	-	(235)	(3)	2 955	2 717
Przeniesienia	-	867	-	-	(867)	-
Zmiana kapitałów odniesiona na zapasy	-	-	(124)	-	-	(124)
Stan na 30 września 2018	7 518	867	(352)	20	20 433	28 486
Stan na 1 stycznia 2019	7 518	867	72	13	20 363	28 833
Wpływ wdrożenia MSSF 16	-	-	-	-	21	21
Stan na 1 stycznia 2019 (dane przekształcone)	7 518	867	72	13	20 384	28 854
Zysk netto	-	-	-	-	1 867	1 867
Pozostałe całkowite dochody netto	-	-	369	(5)	-	364
Całkowite dochody razem	-	-	369	(5)	1 867	2 231
Przeniesienia	-	1 000	-	-	(1 000)	-
Dywidenda	-	-	-	-	(636)	(636)
Zmiana kapitałów odniesiona na zapasy	-	-	(78)	-	-	(78)
Stan na 30 września 2019	7 518	1 867	363	8	20 615	30 371

* W dniu 27 czerwca 2019 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy PGNiG S.A. (ZWZA) uchwałą nr 19/2019 postanowiło przeznaczyć kwotę 1 000 milionów złotych na kapitał rezerwowy z przeznaczeniem na rozbudowę i modernizację krajowej sieci dystrybucji gazu. W roku 2018 ZWZA PGNiG S.A. uchwałą nr 28/2018 z dnia 20 lipca 2018 przeznaczyło kwotę 867 milionów złotych na ten cel.

5.2. Zmiany prezentacji w sprawozdaniu finansowym

PGNiG S.A. zastosowała nowy standard MSSF 16 począwszy od dnia 1 stycznia 2019 roku (więcej informacji w [nocie 1.5.](#)).

Poniżej przedstawiony został wpływ zastosowania MSSF 16 na sprawozdanie finansowe:

	Wartość bilansowa zgodnie ze stanem na 31 grudnia 2018	Wpływ MSSF 16 na Sprawozdanie z sytuacji finansowej	Wartość bilansowa zgodnie ze stanem na 1 stycznia 2019
Aktywa			
Rzeczowe aktywa trwałe, w tym	12 116	368	12 484
grunty	38	(19)	19
Prawo do użytkowania składników aktywów, w tym:	-	387	387
grunty	-	349	349
budynki budowie	-	19	19
urządzenia techniczne i maszyny	-	4	4
środki transportu	-	15	15
Podatek odroczony od rezerwy na ochronę środowiska	5	(5)	-
Pozostałe aktywa; w tym	520	(30)	490
prawo wieczystego użytkowania gruntów	30	(30)	-
Aktywa trwałe	25 742	333	26 075
AKTYWA RAZEM	36 993	333	37 326
Zobowiązania i kapitał własny			
Zyski zatrzymane	20 363	21	20 384
Kapitał własny razem	28 833	21	28 854
Pozostałe rezerwy, w tym	28	(17)	11
rezerwy związane z ochroną środowiska	24	(17)	7
Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	-	331	331
Zobowiązania długoterminowe	2 551	314	2 865
Pozostałe rezerwy, w tym	287	(2)	285
rezerwy związane z ochroną środowiska	2	(2)	-
Zobowiązania krótkoterminowe	5 609	(2)	5 607
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	8 160	312	8 472
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	36 993	333	37 326

W okresie zakończonym dnia 30 września 2019 roku Spółka dokonała korekty wpływu wdrożenia MSSF 16 w odniesieniu do wartości rozpoznanych rzeczowych aktywów trwałych oraz zobowiązań z tytułu leasingu finansowego w kwocie 41 milionów złotych wobec wartości zaprezentowanych w jednostkowym sprawozdaniu finansowym za rok zakończony 31 grudnia 2018 roku z tytułu wdrożenia MSSF 16.

5.3. Dodatkowe noty objaśniające do Skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego

Podatek odroczony

	Stan na 1 stycznia 2018	Uznanie/Obciążenie			Stan na 31 grudnia 2018	Wpływ wdrożenia MSSF 16 na dzień 1 stycznia 2019	Uznanie/Obciążenie		Stan na 30 września 2019
		Wpływ wdrożenia MSSF 9 na dzień 1 stycznia 2018	Wynik finansowy	Pozostałe całkowite dochody			Wynik finansowy	Pozostałe całkowite dochody	
Aktywa z tytułu podatku odroczonego									
Zobowiązanie z tyt. świadczeń pracowniczych	49	-	4	2	55	-	(1)	1	55
Rezerwa na koszty likwidacji odwertów	155	-	26	-	181	-	11	-	192
Pozostałe rezerwy	26	-	9	-	35	(5)	1	-	31
Wycena instrumentów pochodnych	13	-	80	-	93	-	(48)	-	45
Utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych	174	-	(76)	-	98	-	(3)	-	95
Niewykorzystane straty podatkowe Oddziału w Pakistanie	-	-	50	-	50	-	37	-	87
Pozostałe	26	-	10	-	36	-	(9)	-	27
Razem	443	-	103	2	548	(5)	(12)	1	532
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego									
Różnica w stawkach amortyzacyjnych rzeczowych aktywów trwałych	292	-	86	-	378	-	43	-	421
Wycena instrumentów pochodnych	34	-	58	15	107	-	(7)	68	168
Pozostałe	38	(4)	(16)	-	18	-	15	-	33
Razem	364	(4)	128	15	503	-	51	68	622
Kompensata aktywów i zobowiązań	(364)	-	-	-	(503)	-	-	-	(532)
Stan po kompensacie:									
Aktywa	79	-	-	-	45	-	-	-	-
Zobowiązania	-	-	-	-	-	-	-	-	90
Wpływ netto zmian w okresie		4	(25)	(13)		(5)	(63)	(67)	

W okresie zakończonym dnia 30 września 2019 roku, Spółka rozpoznała wpływ wdrożenia MSSF 16 na aktywo z tytułu podatku odroczonego w wartości 5 milionów złotych. Z uwagi na prezentację podatku odroczonego w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w wartości netto, saldo zobowiązania z tytułu podatku odroczonego zostało skorygowane o wskazaną wartość aktywa.

W okresie porównawczym Spółka rozpoznała wpływ wdrożenia MSSF 9 na zobowiązanie z tytułu podatku odroczonego w wartości 4 milionów złotych. Saldo aktywa z tytułu podatku odroczonego zostało skorygowane o wskazaną wartość zobowiązania.

Odpisy aktualizujące

	Rzeczowe aktywa trwałe, koncesje oraz prawo do użytkowania górniczego i informacji geologicznej	Prawa do użytkowania aktywów	Pozostałe aktywa	Udzielone pożyczki	Udziały i akcje	Zapasy	Należności	Należności z tyt. wspólnego zarządzania środkami pieniężnymi (cash pooling)	Aktywa finansowe krótkoterminowe	Razem
Stan na 1 stycznia 2018	3 597	ND	20	50	2 669	103	320	-	39	6 798
Wpływ wdrożenia MSSF 9	-	ND	-	81	-	-	13	6	-	100
Stan na 1 stycznia 2018 (dane przekształcone)	3 597	ND	20	131	2 669	103	333	6	39	6 898
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	690	ND	1	106	77	108	461	10	-	1 453
Przeniesienia	-	ND	(14)	-	15	-	(1)	-	-	-
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(945)	ND	(1)	(159)	(1)	(81)	(306)	(6)	-	(1 499)
Pozostałe zmiany	(94)	ND	-	-	-	-	-	-	-	(94)
Stan na 31 grudnia 2018	3 248	ND	6	78	2 760	130	487	10	39	6 758
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	443	48	-	27	8	42	232	6	-	806
Przeniesienia	-	-	(1)	-	-	-	1	-	-	-
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(307)	-	-	(15)	(1)	(108)	(239)	(9)	-	(679)
Pozostałe zmiany	(46)	-	-	-	-	-	-	-	-	(46)
Stan na 30 września 2019	3 338	48	5	90	2 767	64	481	7	39	6 839

* ND – nie dotyczy; pozycje nie występują w roku 2018, wynikają z wdrożenia nowego MSSF 16 Leasing

Rezerwy

	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Rezerwa na świadectwa pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej	Rezerwa na zobowiązania dotyczące prac poszukiwawczych za granicą	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na karę UOKiK	Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	Rezerwa na gwarancje finansowe	Pozostałe rezerwy	Razem
Stan na 1 stycznia 2018	1 429	38	162	26	10	6	-	15	1 686
Wpływ wdrożenia MSSF 9	-	-	-	-	-	-	18	-	18
Stan na 1 stycznia 2019 (dane przekształcone)	1 429	38	162	26	10	6	18	15	1 704
Utworzenie ujęte w koszcie wytworzenia rzeczowych aktywów trwałych	237	-	-	-	-	-	-	-	237
Zwiększenia ujęte w rachunek zysków i strat	56	34	13	-	-	1	-	15	119
Wykorzystanie	(28)	(1)	-	-	(10)	-	-	-	(39)
Zmniejszenia ujęte w rachunek zysków i strat	(34)	(1)	-	-	-	(3)	(3)	(5)	(46)
Stan na 31 grudnia 2018	1 660	70	175	26	-	4	15	25	1 975
Wpływ wdrożenia MSSF 16	-	-	-	(19)	-	-	-	-	(19)
Stan na 1 stycznia 2019 (dane przekształcone)	1 660	70	175	7	-	4	15	25	1 956
Utworzenie ujęte w koszcie wytworzenia rzeczowych aktywów trwałych	192	-	-	-	-	-	-	-	192
Zwiększenia ujęte w rachunek zysków i strat	32	32	11	-	6	-	11	9	101
Wykorzystanie	(22)	(48)	-	-	-	-	-	-	(70)
Zmniejszenia ujęte w rachunek zysków i strat	(46)	(21)	-	-	-	-	(12)	(7)	(86)
Pozostałe zmiany	2	-	-	-	-	-	-	-	2
Stan na 30 września 2019	1 818	33	186	7	6	4	14	27	2 095

Przychody ze sprzedaży

	Razem		Sprzedaż w Polsce		Sprzedaż poza Polskę	
	9 miesięcy zakończonych 30 września 2019	9 miesięcy zakończonych 30 września 2018	9 miesięcy zakończonych 30 września 2019	9 miesięcy zakończonych 30 września 2018	9 miesięcy zakończonych 30 września 2019	9 miesięcy zakończonych 30 września 2018
Przychody ze sprzedaży gazu, w tym:	12 605	12 534	12 117	11 840	488	694
Przychody z tytułu umów z klientami MSSF 15	12 223	12 953	11 735	12 259	488	694
Gaz wysokometanowy	10 951	11 806	10 657	11 261	294	545
Gaz zaazotowany	1 047	967	943	874	104	93
Gaz propan butan	47	51	47	51	-	-
Gaz LNG	64	61	64	61	-	-
Hel	114	68	24	12	90	56
Wyłączone z zakresu MSSF 15	382	(419)	382	(419)	-	-
Korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających - MSSF 9	382	(419)	382	(419)	-	-
Przychody ze sprzedaży pozostałe, w tym:	3 027	2 675	2 728	2 201	299	474
Przychody z tytułu umów z klientami MSSF 15	2 580	2 228	2 281	1 754	299	474
Ropa naftowa z gazoliną	1 042	1 114	780	797	262	317
Sprzedaż energii elektrycznej	1 323	854	1 321	759	2	95
Jednostki emisji CO ₂	17	9	17	9	-	-
Inne	198	251	163	189	35	62
Wyłączone z zakresu MSSF 15	447	447	447	447	-	-
Prawo do dysponowania instalacjami magazynowymi - MSSF 16	434	429	434	429	-	-
Pozostałe przychody z tytułu leasingu operacyjnego - MSSF 16	13	18	13	18	-	-
Razem przychody	15 632	15 209	14 845	14 041	787	1 168

Sprzedaż realizowana jest bezpośrednio do kontrahentów biznesowych oraz za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii (TGE). Termin przekazania dóbr, co do zasady, następuje w określonym momencie czasu. Sprzedaż realizowana jest na podstawie krótkoterminowych kontraktów indywidualnych spełniających definicję „umowy” określoną w MSSF 15. Kontrakty te są zawierane na bazie długoterminowych umów ramowych. Umowy rozliczane są w oparciu o cenę zawartą w umowie oraz ilość odebranego dobra. Spółka nie zidentyfikowała istnienia istotnego komponentu finansowania w ramach zawartych kontraktów, jak również nie poniosła dodatkowych istotnych kosztów doprowadzenia do zawarcia umów.

W pozycji korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających prezentowany jest wpływ efektywnej części zabezpieczenia w ramach rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych. Spółka realizuje zabezpieczenia na bazie otwartej pozycji netto. Zgodnie z przyjętą metodologią oraz z uwagi na poziom sprzedaży realizowany w Polsce, w odniesieniu do sprzedaży generowanej poza Polską, Spółka prezentuje łączny wpływ korekty sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających jako korekta przychodów uzyskanych w Polsce.

Koszty operacyjne

	9 miesięcy zakończone 30 września 2019	9 miesięcy zakończone 30 września 2018
Koszt sprzedanego gazu	(10 955)	(9 938)
Paliwo gazowe	(10 956)	(9 949)
Wynik na transakcjach zabezpieczających ceny gazu	1	11
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(1 349)	(892)
Energia na cele handlowe	(1 265)	(814)
Zużycie innych surowców i materiałów	(84)	(78)
Świadczenia pracownicze	(492)	(465)
Wynagrodzenia	(375)	(347)
Składki na ubezpieczenie społeczne	(90)	(85)
Pozostałe świadczenia pracownicze	(46)	(43)
Rezerwy na świadczenia pracownicze	19	10
Usługi przesyłowe, dystrybucyjne i magazynowe	(715)	(728)
Pozostałe usługi obce	(754)	(1 084)
Usługi regazyfikacji	(273)	(273)
Koszt spisanych odwiertów negatywnych	(113)	(531)
Usługi remontowe i budowlane	(42)	(28)
Usługi geologiczne i poszukiwawcze	(39)	(30)
Usługi eksploatacji zasobów mineralnych	(17)	(16)
Usługi likwidacji odwiertów	(18)	(11)
Inne usługi	(252)	(195)
Amortyzacja	(627)	(589)
Amortyzacja aktywów innych niż aktywa leasingowane	(615)	(589)
Amortyzacja aktywów leasingowanych	(12)	ND
Odpisy rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych, prawa do użytkowania aktywów i ich odwrócenie	(184)	460
Odpisy rzeczowych aktywów trwałych i prawa do użytkowania aktywów	(177)	460
Odpisy wartości niematerialnych	(7)	-
Razem	(15 076)	(13 236)

Pozostałe przychody i koszty operacyjne

	9 miesięcy zakończone 30 września 2019	9 miesięcy zakończone 30 września 2018
Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych	81	(79)
Zmiana stanu odpisów na zapasy	66	14
Zmiana stanu rezerwy na koszty likwidacji odwiertów	14	(7)
Zmiana stanu rezerwy na świadectwa pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej	(11)	(26)
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(27)	(26)
Zmiana stanu rezerwy na UOKiK	(6)	-
Zmiana stanu rezerwy na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	-	1
Zmiana stanu pozostałych rezerw	(2)	(25)
Pozostałe	(53)	(20)
Razem pozostałe przychody i koszty operacyjne	62	(168)

Przychody i koszty finansowe

	9 miesięcy zakończone 30 września 2019	9 miesięcy zakończone 30 września 2018
Przychody finansowe		
Dodatnie różnice kursowe	18	60
Wycena pożyczki do wartości godziwej	-	22
Zysk na modyfikacji aktywów finansowych	91	2
Pozostałe przychody finansowe	7	18
Razem przychody finansowe	116	102
Koszty finansowe		
Strata z wyceny i realizacji transakcji terminowych	(16)	(58)
Odsetki od zadłużenia z wyłączeniem leasingu oraz prowizje od zaciągniętego długu	(34)	(28)
Odsetki od zobowiązań z tytułu leasingu	(7)	ND
Pozostałe	(5)	(2)
Razem koszty finansowe	(62)	(88)

Podatek dochodowy

Uzgodnienie efektywnej stawki podatku	9 miesięcy zakończone 30 września 2019	9 miesięcy zakończone 30 września 2018
Zysk przed opodatkowaniem	2 004	3 258
Podatek według stawki podatkowej obowiązującej w okresie (19%)	(381)	(619)
Otrzymane dywidendy	255	328
Pozostałe przychody nie zaliczane do dochodu do opodatkowania	22	87
Koszty nie uznawane za koszty uzyskania przychodu	(33)	(99)
Podatek dochodowy według efektywnej stawki podatkowej	(137)	(303)
Podatek dochodowy bieżący	(74)	(271)
Odroczony podatek dochodowy	(63)	(32)
Efektywna stopa podatkowa	7%	9%

Rzeczowe aktywa trwałe

	Stan na 30 września 2019	Stan na 31 grudnia 2018
Grunty	19	38
Budynki i budowle	6 992	7 130
Urządzenia techniczne i maszyny	2 189	2 306
Środki transportu i pozostałe	99	104
Razem środki trwałe	9 299	9 578
Środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	2 314	1 974
Środki trwałe w budowie pozostałe	590	564
Razem środki trwałe w budowie	2 904	2 538
Prawo do użytkowania gruntów	298	ND
Prawo do użytkowania budynków i budowli	10	ND
Prawo do użytkowania urządzeń technicznych i maszyn	4	ND
Prawo do użytkowania środków transportu	12	ND
Razem prawo do użytkowania aktywów	324	ND
Razem rzeczowe aktywa trwałe	12 527	12 116

Rachunkowość zabezpieczeń

Typ instrumentu zabezpieczającego	Wartość nominalna	Wartość bilansowa na dzień 30 września 2019		Nazwa pozycji w bilansie, która zawiera instrument zabezpieczający	Zmiana wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego stosowanego jako podstawa ujęcia nieefektywności zabezpieczenia w danym okresie	Zyski lub straty z tytułu zabezpieczenia dla okresu sprawozdawczego, które zostały ujęte w innych całkowitych dochodach	Kwota nieefektywności zabezpieczenia ujęta w rachunku zysków i strat	Pozycja zestawienia całkowitych dochodów (rachunku zysków i strat), w której ujęto kwotę nieefektywności	Kwota przeklasyfikowana z kapitału z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do wyniku finansowego jako korekta z tytułu przeklasyfikowania	Pozycja w sprawozdaniu z całkowitych dochodów (rachunku zysków i strat), która zawiera korektę z tytułu przeklasyfikowania
		Aktywa	Zobowiązania							
ZABEZPIECZENIA PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH										
RYZYO WALUTOWE										
Forwardy na kupno waluty (USD/PLN)	3 195	211	-	Pochodne instrumenty finansowe	211	246	-	Przychody / koszty operacyjne	nie dotyczy	nie dotyczy
Forwardy na kupno waluty USD w zamian za EUR (EUR/USD)	196	5	-	Pochodne instrumenty finansowe	5	5	-	Przychody / koszty operacyjne	-	Przychody ze sprzedaży gazu
Forwardy rozliczane do średniej na sprzedaż waluty (EUR/PLN)	5 241	21	24	Pochodne instrumenty finansowe	50	(5)	-	Przychody / koszty operacyjne	9	Przychody ze sprzedaży gazu
RYZYO CEN TOWARÓW										
Kontrakty basis swap na indeksy cen gazu	181	70	7	Pochodne instrumenty finansowe	63	211	-	Przychody / koszty operacyjne	(173)	Przychody ze sprzedaży gazu
Kontrakty swap na indeksy cen gazu	2 381	232	74	Pochodne instrumenty finansowe	640	371	(1)	Przychody / koszty operacyjne	(219)	Przychody ze sprzedaży gazu
Kontrakty swap na indeksy cen HH	144	-	9	Pochodne instrumenty finansowe	(20)	(8)	(1)	Przychody / koszty operacyjne	nie dotyczy	nie dotyczy
Razem	11 338	539	114	-	949	820	(2)	-	(383)	-
ZABEZPIECZENIA PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH										
RYZYO CEN TOWARÓW										
Forwardy na kupno waluty (USD)	3 678	216	1	Pochodne instrumenty finansowe	215	418	-	Przychody / koszty operacyjne	nie dotyczy	nie dotyczy
Forwardy rozliczane do średniej na sprzedaż waluty (EUR)	7 707	50	18	Pochodne instrumenty finansowe	26	29	-	Przychody / koszty operacyjne	(3)	Przychody ze sprzedaży gazu
RYZYO CEN TOWARÓW										
Kontrakty basis swap na indeksy cen gazu	208	34	9	Pochodne instrumenty finansowe	26	(192)	-	Przychody / koszty operacyjne	217	Przychody ze sprzedaży gazu
Kontrakty swap na indeksy cen gazu	3 081	90	330	Pochodne instrumenty finansowe	(189)	(359)	(10)	Przychody / koszty operacyjne	164	Przychody ze sprzedaży gazu
Kontrakty swap na indeksy cen produktów opopochodnych	-	-	-	Pochodne instrumenty finansowe	-	28	-	Przychody / koszty operacyjne	nie dotyczy	nie dotyczy
Razem	14 674	390	358	-	78	(76)	(10)	-	378	-

Pozycje zabezpieczone na dzień 30 września 2019	Zmiana wartości pozycji zabezpieczonej stosowanej jako podstawa ujęcia nieefektywności zabezpieczenia w danym okresie	Saldo kapitału z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych dla kontynuowanych zabezpieczeń	Saldo pozostające w kapitale z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych z tytułu wszelkich powiązań zabezpieczających, dla których nie stosuje się już rachunkowości zabezpieczeń
RYZIKO WALUTOWE			
Zabezpieczenie gazu (USD/PLN)	(211)	211	-
Zabezpieczenie gazu (EUR/USD)	(5)	5	-
Zabezpieczenie gazu (EUR/PLN)	(50)	14	17
RYZIKO CEN TOWARÓW			
Kontrakty na gaz indeksowane do miesięcznych indeksów cen gazu	(63)	63	1
Kontrakty na gaz indeksowane do dziennych indeksów cen gazu	(716)	37	120
Kontrakty na gaz indeksowane do miesięcznych indeksów cen produktów ropopochodnych	23	(20)	-
RAZEM	(1 022)	310	138

Pozycje zabezpieczone na dzień 31 grudnia 2018	Zmiana wartości pozycji zabezpieczonej stosowanej jako podstawa ujęcia nieefektywności zabezpieczenia w danym okresie	Saldo kapitału z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych dla kontynuowanych zabezpieczeń	Saldo pozostające w kapitale z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych z tytułu wszelkich powiązań zabezpieczających, dla których nie stosuje się już rachunkowości zabezpieczeń
RYZIKO WALUTOWE			
Zabezpieczenie gazu (USD)	215	215	nie dotyczy
Zabezpieczenie gazu (EUR)	(26)	31	(5)
RYZIKO CEN TOWARÓW			
Kontrakty na gaz indeksowane do miesięcznych indeksów cen gazu	(26)	25	1
Kontrakty na gaz indeksowane do dziennych indeksów cen gazu	179	(182)	2
Kontrakty na gaz indeksowane do miesięcznych indeksów cen produktów ropopochodnych	nie dotyczy	nie dotyczy	nie dotyczy
RAZEM	342	89	(2)

	Stan na 30 września 2019	Stan na 31 grudnia 2018
Stan na początek okresu	89	8
RYZIKO WALUTOWE		
Zyski lub straty wynikające z zabezpieczenia, ujęte w pozostałych całkowitych dochodach w ciągu okresu sprawozdawczego	246	448
Kwota przeklasyfikowana z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do rachunku zysków i strat jako korekta z tytułu przeklasyfikowania	9	(3)
Kwota przeniesiona z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych i ujęta jako korekta wartości bilansowej zapasów	(250)	(194)
RYZIKO CEN TOWARÓW		
Zyski lub straty wynikające z zabezpieczenia, ujęte w pozostałych całkowitych dochodach w ciągu okresu sprawozdawczego	574	(523)
Część straty przeniesiona do rachunku zysków i strat w związku z brakiem oczekiwania wystąpienia pozycji zabezpieczonej	-	(1)
Kwota przeklasyfikowana z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do rachunku zysków i strat jako korekta z tytułu przeklasyfikowania	(392)	381
Kwota przeniesiona z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych i ujęta jako korekta wartości bilansowej zapasów	173	(11)
Kwota przeklasyfikowana z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do rachunku zysków i strat jako korekta z tytułu przeklasyfikowania dla tych powiązań dla których rachunkowość zabezpieczeń nie jest już stosowana	(1)	(16)
Stan na koniec okresu	448	89

Zarząd PGNiG S.A.:

Prezes Zarządu	Piotr Woźniak	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Łukasz Kroplewski	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Robert Perkowski	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Michał Pietrzyk	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Maciej Woźniak	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Magdalena Zegarska	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>

Warszawa, dnia 12 listopada 2019 roku