



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
PGNiG SA I GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG



2019

GRUPA KAPITAŁOWA PGNiG W 2019 ROKU



42,0 mld zł

przychody ze
sprzedaży



1,4 mld zł

zysk netto



59,2 mld zł

suma bilansowa



5,5 mld zł

EBITDA



7.

największa spółka
na GPW*



24,8 tys.

liczba pracowników



2,4 mld zł

EBIT



25,0 mld zł

kapitalizacja rynkowa*



27,7 mln zł

średnia dzienna
wartość obrotów



POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE

3 360 mln zł EBITDA

1,2 mln ton wydobyte ropy naftowej,
kondensatu i NGL

4,5 mld m³ wydobyte
gazu ziemnego

884 mln boe zasoby gazu
i ropy naftowej

217 liczba koncesji
wydobyczych



WYTWARZANIE

856 mln zł EBITDA

39,3 PJ produkcja
ciepła

3,9 TWh produkcja energii
elektrycznej

5,1 GW_t moc
ciepła

1,2 GW_e moc
elektryczna



OBRÓT I MAGAZYNOWANIE

(470) mln zł EBITDA

30,7 mld m³ wolumen sprzedaży
gazu Grupy (poza GK PGNiG)
pojemności
magazynów

3,1 mld m³

9,1 mld m³ wolumen sprzedaży
gazu na TGE

14,9 mld m³ wolumen importu
gazu



DYSTRYBUCA

1 995 mln zł EBITDA

7,1 mln liczba
klientów

191 tys. km długość sieci
dystrybucyjnej

1 595 liczba zgazyfikowanych
gmin

11,5 mld m³ wolumen
dystrybucji gazu

*pod względem kapitalizacji rynkowej wg stanu na dzień 30 grudnia 2019 r.

Wybrane dane finansowe GK PGNiG

Tabela 1 Wybrane dane finansowe GK PGNiG za lata 2018-2019

	mln zł		mln EUR		Zmiana %	Zmiana r/r
	2019	2018	2019	2018		
Przychody ze sprzedaży	42 023	41 234	9 769	9 664	2%	789
Koszty operacyjne razem	(39 575)	(36 839)	(9 200)	(8 634)	7%	(2 736)
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	5 504	7 115	1 279	1 667	(23%)	(1 611)
Amortyzacja	(3 056)	(2 720)	(710)	(637)	12%	(336)
Zysk z działalności operacyjnej	2 448	4 395	569	1 030	(44%)	(1 947)
Zysk przed opodatkowaniem	2 159	4 502	502	1 055	(52%)	(2 343)
Zysk netto	1 371	3 209	319	752	(57%)	(1 838)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	4 938	5 814	1 148	1 363	(15%)	(876)
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(6 152)	(4 704)	(1 430)	(1 102)	31%	(1 448)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	327	237	76	56	38%	90
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	(887)	1 347	(206)	316	(166%)	(2 234)
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	Zmiana %	Zmiana r/r
Aktywa razem	59 185	53 271	13 898	12 389	11%	5 914
Aktywa trwałe (długoterminowe)	43 939	38 898	10 318	9 046	13%	5 041
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym	15 246	14 373	3 580	3 343	6%	873
Zapasy	4 042	3 364	949	782	20%	678
Zobowiązania i kapitał własny razem	59 185	53 271	13 898	12 389	11%	5 914
Kapitał własny razem	38 107	36 632	8 948	8 519	4%	1 475
Zobowiązania długoterminowe razem	10 378	7 255	2 437	1 687	43%	3 123
Zobowiązania krótkoterminowe razem	10 700	9 384	2 513	2 183	14%	1 316
Zobowiązania razem	21 078	16 639	4 950	3 870	27%	4 439

Wybrane dane finansowe PGNiG

Tabela 2 Wybrane dane finansowe PGNiG za lata 2018-2019

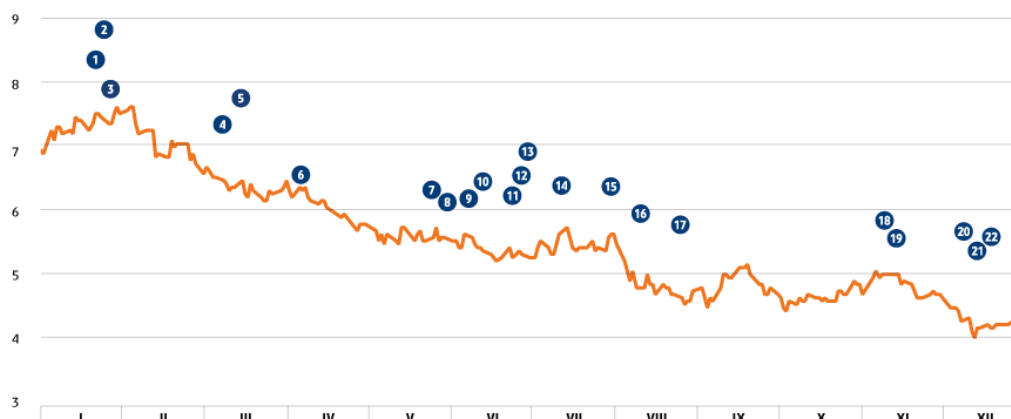
	mln zł		mln EUR		Zmiana %	Zmiana r/r
	2019	2018	2019	2018		
Przychody ze sprzedaży	22 615	22 344	5 257	5 237	1%	271
Koszty operacyjne razem, w tym	(20 626)	(18 667)	(4 795)	(4 375)	10%	(1 959)
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	1 241	2 637	288	618	(53%)	(1 396)
Amortyzacja	(856)	(798)	(199)	(187)	7%	(58)
Zysk z działalności operacyjnej	388	1 839	90	431	(79%)	(1 451)
Zysk przed opodatkowaniem	1 989	3 677	462	862	(46%)	(1 688)
Zysk netto	1 748	3 289	406	771	(47%)	(1 541)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 989	2 658	462	623	(25%)	(669)
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(2 256)	644	(524)	151	(450%)	(2 900)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(52)	(138)	(12)	(32)	(62%)	86
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	(319)	3 164	(74)	742	(110%)	(3 483)
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	Zmiana %	Zmiana r/r
Aktywa razem	41 044	36 993	9 638	8 603	11%	4 051
Aktywa trwałe (długoterminowe)	28 885	25 742	6 783	5 987	12%	3 143
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym	12 159	11 251	2 855	2 617	8%	908
Zapasy	3 230	2 691	758	626	20%	539
Zobowiązania i kapitał własny razem	41 044	36 993	9 638	8 603	11%	4 051
Kapitał własny razem	30 618	28 833	7 190	6 705	6%	1 785
Zobowiązania długoterminowe razem	3 315	2 551	778	593	30%	764
Zobowiązania krótkoterminowe razem	7 111	5 609	1 670	1 304	27%	1 502
Zobowiązania razem	10 426	8 160	2 448	1 898	28%	2 266

Średnie kursy wymiany EURO ustalone przez Narodowy Bank Polski:

średni kurs w okresie 2019: 4,3018; 2018: 4,2669;

kurs na koniec okresu 2019: 4,2585; 2018: 4,3000.

KALENDARZ WYDARZEŃ 2019



I KWARTAŁ

- 1** 18.01.2019
Otrzymanie przez PGNiG UN od norweskiego Ministerstwa Ropy Naftowej i Energii trzech nowych koncesji w ramach corocznej rundy licencyjnej APA 2018
- 2** 25.01.2019
Decyzja Prezesa URE o obniżeniu o 5% cen i stawek opłat sieciowych w Taryfie Dystrybucyjnej PSG
- 3** 25.01.2019
Decyzja Prezesa URE o podwyższeniu o 2,5% ceny za paliwo gazowe w Taryfie Detalicznej PGNiG OD
- 4** 11.03.2019
Wpłynięcie zawiadomienia o wszczęciu postępowania antymonopolowego przez Prezesa UOKiK przeciwko PGNiG TERMIKA i PGNiG
- 5** 13-18.03.2019
Zrealizowanie przez Grupę LOTOS i PGNiG pierwszych komercyjnych bunkrowań statków morskich gazem LNG

II KWARTAŁ

- 6** 03.04.2019
Uruchomienie bloku energetycznego zasilanego metanem z pokładów węgla w Gilowicach
- 7** 20.05.2019
Rozpoczęcie przez Oddział PGNiG w Pakistanie wiercenia odwiertu eksploatacyjnego Rehman-6 na złożu Rehman
- 8** 23.05.2019
Złożenie przez Spółki Grupy Azoty oświadczenia o przedłużeniu do 30 września 2022 r. obowiązywania kontraktów na dostawy gazu ziemnego
- 9** 07.06.2019
Zawarcie przez PGNiG UN umowy zakupu udziałów w złożu King Lear od Total E&P Norge AS
- 10** 12.06.2019
Zawarcie przez PGNiG aneksu do umowy długoterminowej z Venture Global Plaquemines LNG, LLC
- 11** 24.06.2019
Zawarcie umowy kredytu konsorcjalnego przez PGNiG
- 12** 26.06.2019
Podwyższenie ratingu PGNiG przez Moody's Investors Service z „Baa3” na „Baa2”
- 13** 27.06.2019
Podjęcie decyzji przez ZWZ PGNiG o podziale zysku netto PGNiG za rok obrotowy 2018

- 14** 12.07.2019
Zawarcie przez PGNiG UN umowy zakupu udziałów w koncesjach zawierających złoża Duva od Wellesley Petroleum AS
- 15** 31.07.2019
Prognoza wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej w latach 2019 – 2021
- 16** 08.08.2019
Postanowienie Sądu Apelacyjnego w sprawie roszczeń Abener Energia wobec ECSW
- 17** 22.08.2019
Zmiany w składzie Rady Nadzorczej PGNiG

- 18** 07.11.2019
Zawarcie umowy zakupu przez PGNiG UN dodatkowych 10% udziału w złożu Duva od Pandion Energy
- 19** 15.11.2019
Przekazanie do Gazpromu oświadczenia woli zakończenia obowiązywania Kontraktu Jamalskiego z dniem 31 grudnia 2022 r.
- 20** 12.12.2019
Podwyższenie ratingu PGNiG przez Fitch Ratings z „BBB-” na „BBB”
- 21** 13.12.2019
Informacja o zamiarze wydania wyroku końcowego przez Trybunał Arbitrażowy w Sztokholmie ws. zmiany ceny kontraktowej za gaz dostarczany przez Gazprom w lutym lub w marcu 2020 r.
- 22** 17.12.2019
Decyzja Prezesa URE o obniżeniu o 2,9% ceny za paliwo gazowe w Taryfie Detalicznej PGNiG OD

III KWARTAŁ

IV KWARTAŁ

Spis Treści

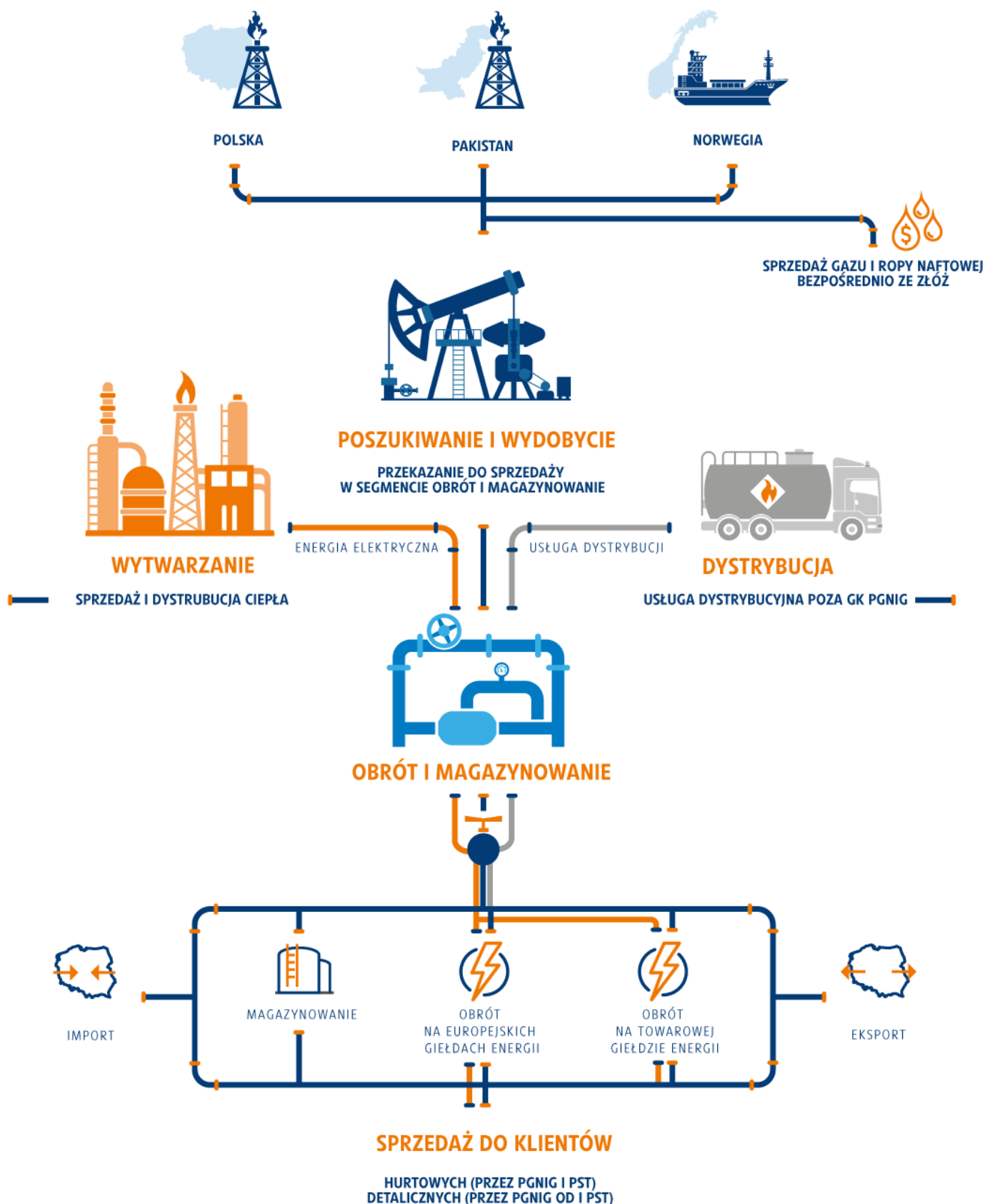
1. Model biznesowy i organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG	7
1.1 Przedmiot działalności – model biznesowy	7
1.2 Organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG	8
1.3 Akcjonariat i PGNiG na GPW	8
1.3.1 Struktura akcjonariatu	8
1.3.2 Kurs akcji PGNiG	9
1.3.3 Wskaźniki giełdowe	10
1.3.4 Relacje Inwestorskie	10
1.3.5 Polityka dywidendy	11
2. Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG	12
2.1 Misja i wizja	12
2.2 Główne wyzwania	12
2.3 Strategia GK PGNiG na lata 2017–2022 z perspektywą do 2026 r.	13
2.3.1 Cele i aspiracje na lata 2017-2022. Realizacja Strategii w latach 2017-2019	13
2.3.2 Inwestycje w latach 2017-2022	17
2.3.3 Inwestycje w 2020 r.	18
3. Otoczenie	20
3.1 Otoczenie rynkowe	20
3.1.1 Rynek gazu w Europie i na świecie	20
3.1.2 Rynek gazu w Polsce	21
3.2 Otoczenie regulacyjne	23
3.2.1 Krajowe otoczenie regulacyjne	24
3.2.2 Europejskie otoczenie regulacyjne	24
4. Działalność operacyjna w 2019 r.	27
4.1 Segment Poszukiwanie i Wydobywanie	27
4.1.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne	28
4.1.2 Działalność w Polsce	28
4.1.3 Działalność zagraniczna	32
4.1.4 Działalność wspierająca segment w Polsce i za granicą	36
4.1.5 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość	37
4.2 Segment Obrót i Magazynowanie	38
4.2.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne	39
4.2.2 Obszar działalności hurtowej	39
4.2.3 Obszar działalności detalicznej	43
4.2.4 Magazynowanie	46
4.3 Segment Dystrybucja	48
4.3.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne	49
4.3.2 Działalność w 2019 r.	49
4.3.3 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość	52
4.4 Segment Wytwarzanie	53
4.4.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne	54
4.4.2 Działalność w 2019 r.	54
4.4.3 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość	56
4.5 Pozostałe segmenty	57
4.5.1 Działalność w 2019 r.	57
4.5.2 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość	58
4.6 Badania, rozwój i innowacje	59
4.6.1 Badania i rozwój	59
4.6.2 Innowacje i rozwój biznesu	59
4.6.3 Perspektywy obszaru B+R+I	60
5. Sytuacja finansowa Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG w 2019 r.	62
5.1 Sytuacja makroekonomiczna	62
5.1.1 Sytuacja gospodarcza i kursy walut	62
5.1.2 Tendencje na rynku gazu ziemnego	62
5.1.3 Tendencje na rynku ropy naftowej	63
5.1.4 Średnie miesięczne temperatury	65
5.2 Sytuacja finansowa GK PGNiG w 2019 r.	65
5.2.1 Omówienie skonsolidowanego rachunku zysków i strat GK PGNiG	66

5.2.2 Omówienie wyników segmentów.....	67
5.2.3 Wahania wyników finansowych	71
5.2.4 Omówienie sprawozdania z sytuacji finansowej GK PGNiG	72
5.2.5 Omówienie sprawozdania z przepływów pieniężnych GK PGNiG.....	74
5.2.6 Wskaźniki rentowności	74
5.2.7 Przewidywana sytuacja finansowa oraz tendencje na rynku kluczowych produktów	74
5.2.8 Publikacja prognoz wyników finansowych i operacyjnych	76
5.2.9 Zarządzanie zasobami finansowymi oraz płynność GK PGNiG	76
5.3 Sytuacja finansowa PGNiG w 2019 r.	79
6. Ład korporacyjny	81
6.1 Stosowany zbiór zasad ładu korporacyjnego	81
6.1.1 Oświadczenie o stosowaniu zasad ładu korporacyjnego	81
6.1.2 Informacja o odstąpieniu od stosowania postanowień zasad ładu korporacyjnego	81
6.1.3 Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio znaczne pakiety akcji	81
6.1.4 Wykaz posiadaczy akcji, które dają specjalne uprawnienia kontrolne, wraz z opisem tych uprawnień	81
6.1.5 Wskazanie wszelkich ograniczeń do wykonywania prawa głosu w spółce PGNiG	82
6.1.6 Wskazanie wszelkich ograniczeń dotyczących przenoszenia prawa własności papierów wartościowych emitenta.....	82
6.1.7 Opis zasad zmiany statutu Emitenta	82
6.1.8 Sposób działania Walnego Zgromadzenia PGNiG i jego zasadniczych uprawnień oraz prawa akcjonariuszy i sposób ich wykonywania	82
6.1.9 Zwołanie i odwołanie Walnego Zgromadzenia spółki	82
6.1.10 Opis zasadniczych uprawnień Walnego Zgromadzenia	83
6.1.11 Opis praw akcjonariuszy w ramach Walnego Zgromadzenia i sposobu ich wykonywania	83
6.2 Organy zarządcze, nadzorujące i ich komitety w PGNiG	84
6.2.1 Zarząd	84
6.2.2 Rada Nadzorcza oraz komitety	88
6.3 Wynagrodzenie władz.....	93
6.3.1 Polityka wynagrodzeń w PGNiG.....	93
6.3.2 System motywacyjny	93
6.3.3 Świadczenia na rzecz pracowników	93
6.3.4 Polityka wynagrodzenia członków organów zarządczych i nadzorczych PGNiG	93
6.4 Systemy kontroli wewnętrznej w organizacji i zarządzania ryzykiem w odniesieniu do procesu sporządzania sprawozdań finansowych i skonsolidowanych sprawozdań finansowych	94
6.5 Zarządzanie ryzykiem	95
7. Sprawozdanie GK PGNiG na temat informacji niefinansowych	100
8. Informacje pozostałe dotyczące Grupy Kapitałowej PGNiG	101
8.1 Informacje o zawartych umowach przez spółki GK PGNiG	101
8.1.1 Istotne umowy dla działalności GK PGNiG.....	101
8.1.2 Istotne transakcje zawarte z podmiotami powiązanymi.....	101
8.2 Postępowania sądowe	101
8.3 Szczegółowy opis organizacji GK PGNiG oraz zmian w strukturze	102
8.3.1 Szczegółowa struktura organizacji GK PGNiG.....	102
8.3.2 Pozostałe powiązania organizacyjne i kapitałowe	103
8.3.3 Zmiany w strukturze GK PGNiG.....	104
8.4 Akcje własne PGNiG oraz akcje i udziały w jednostkach GK PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących ..	104
8.5 System kontroli programów akcji pracowniczych	104
8.6 Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego	104
9. Oświadczenie Zarządu PGNiG i zatwierdzenie sprawozdania	109

1. Model biznesowy i organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG

1.1 Przedmiot działalności – model biznesowy

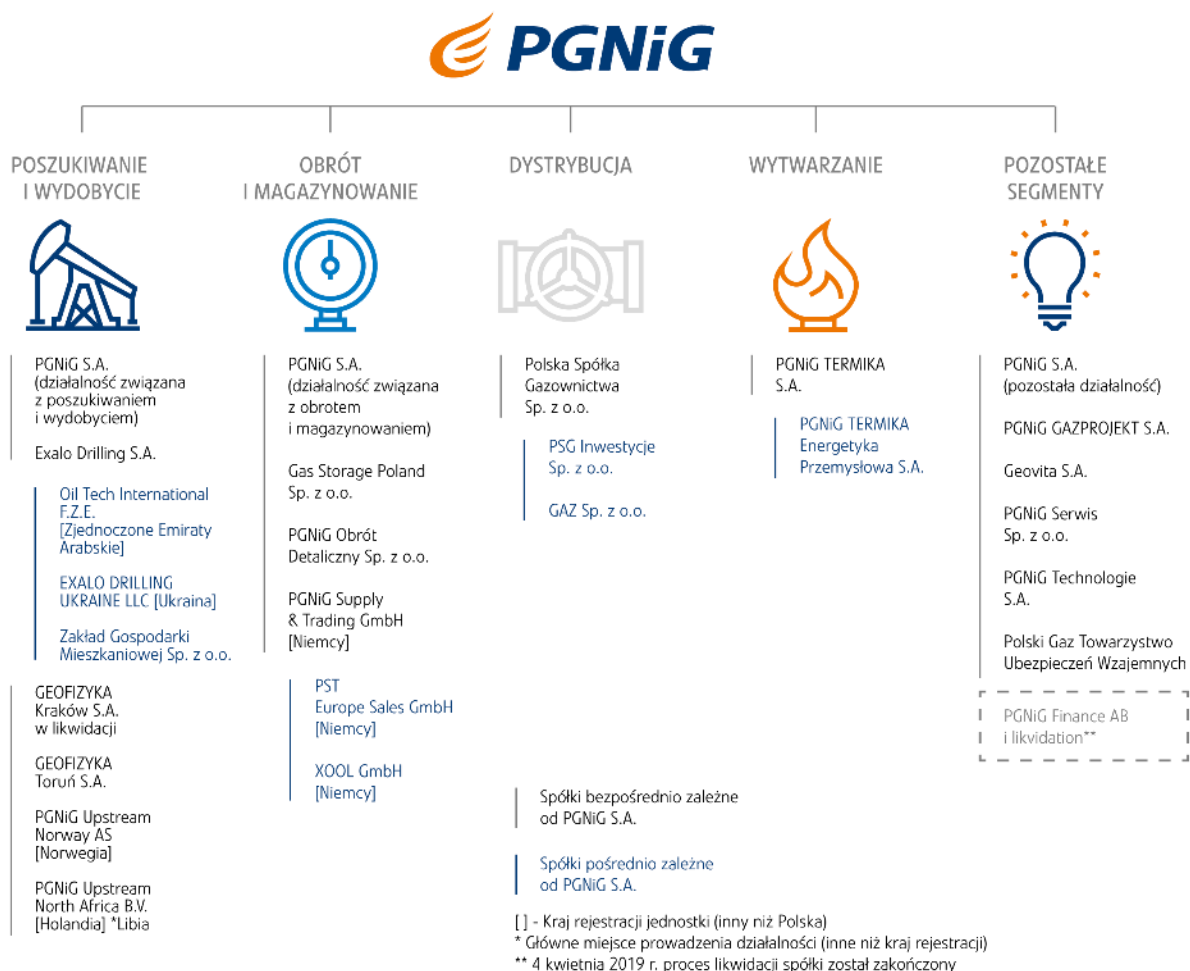
Rysunek 1 Model biznesowy GK PGNiG



1.2 Organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG

Na dzień 31 grudnia 2019 r. konsolidowane metodą pełną były spółki: PGNiG jako podmiot dominujący oraz 23 jednostki zależne. W skład PGNiG wchodzi: Oddział Obrotu Hurtowego, Oddział Geologii i Eksploatacji (Oddział w Sanoku, Oddział w Zielonej Górze, Oddział w Odolanowie), Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze, Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego oraz Oddziały zagraniczne (Oddział Operatorski w Pakistanie i Oddział w ZEA).

Rysunek 2 Wykaz jednostek GK PGNiG podlegających konsolidacji metodą pełną



1.3 Akcjonariat i PGNiG na GPW

1.3.1 Struktura akcjonariatu

Na dzień 31 grudnia 2019 r. kapitał zakładowy PGNiG wynosił ok. 5,78 mld zł.

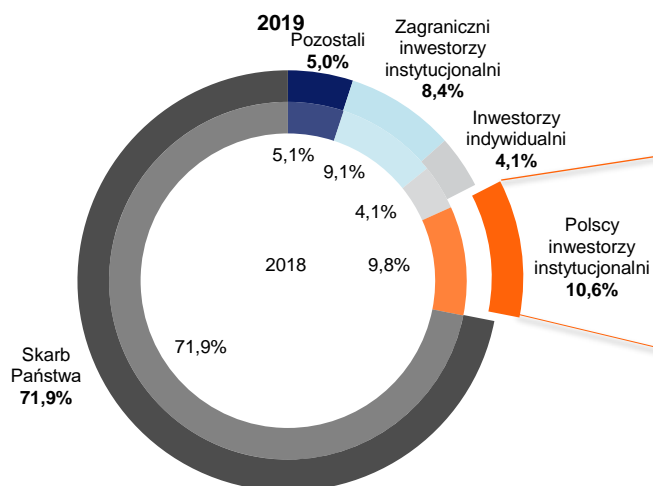
Tabela 3 Struktura akcjonariatu na koniec 2019 r.

Akcjonariusze	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2018 r.	Udział w kapitale zakładowym / liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2018 r.	Zmiany w 2019 r.	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2019 r.	Udział w kapitale zakładowym / liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2019 r.
Skarb Państwa	4 153 706 157	71,88%	-	4 153 706 157	71,88%
Pozostali, w tym:	1 624 608 700	28,12%	-	1 624 608 700	28,12%
- OFE*	569 056 636	9,85%	43 121 901	612 178 537	10,59%
Razem	5 778 314 857	100,00%	-	5 778 314 857	100,00%

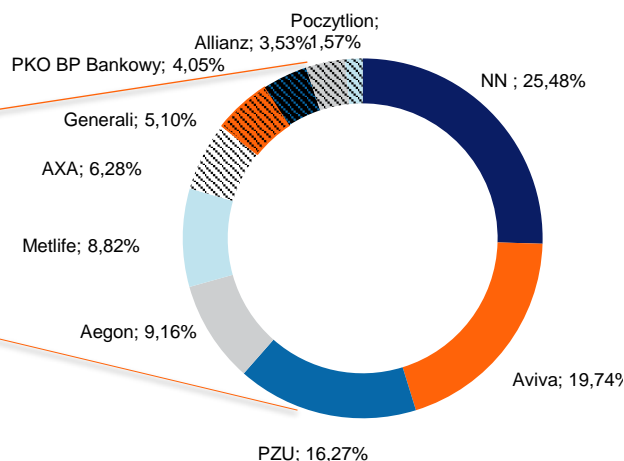
* dane w oparciu o zestawienia rocznej struktury aktywów Otwartych Funduszy Emerytalnych na dzień 30 grudnia 2019 r.

Akcje PGNiG oraz akcje i udziały w jednostkach powiązanych z PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących zostały opisane w rozdziale 8.4.

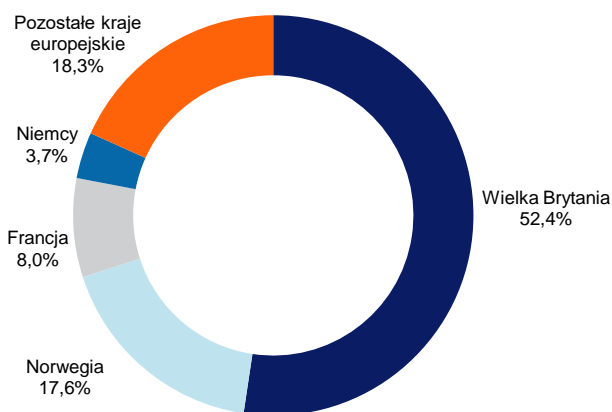
Wykres 1 Porównanie struktury akcjonariatu



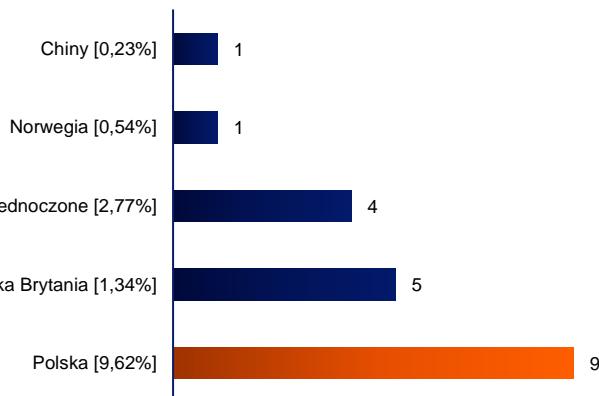
Wykres 2 Udział polskich inwestorów instytucjonalnych w akcjonariacie PGNiG na koniec 2019 r.



Wykres 3 Najwięksi inwestorzy w Europie (poza Polską) w strukturze akcjonariatu PGNiG



Wykres 4 Wykres nr 4. Geograficzna struktura 20 największych inwestorów instytucjonalnych*



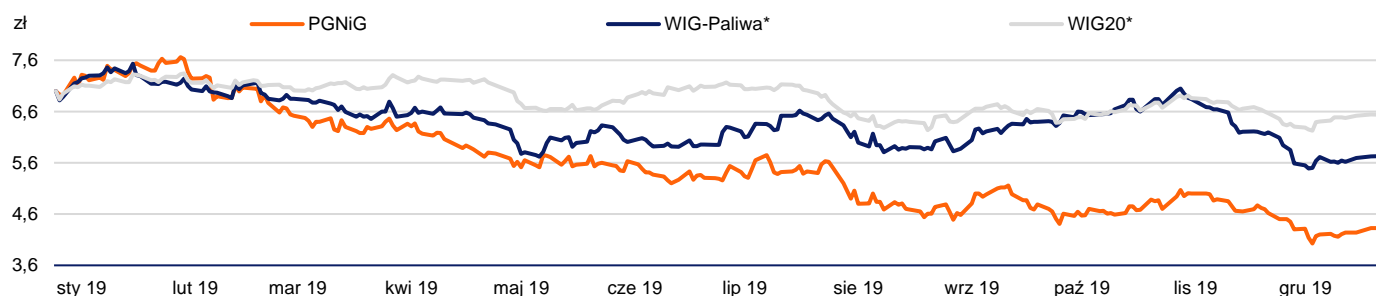
Źródło: Opracowanie własne oraz na podstawie zestawienia rocznej struktury aktywów Otwartych Funduszy Emerytalnych na dzień 30 grudnia 2019 r.
 * [%] procentowy udział w strukturze akcjonariatu PGNiG.

1.3.2 Kurs akcji PGNiG

Akcje PGNiG od 23 września 2005 r. notowane są w systemie notowań ciągłych rynku podstawowego Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie. Cena emisyjna akcji w ofercie publicznej wyniosła 2,98 zł. W 2019 r. akcje PGNiG wchodziły w skład indeksów: WIG, WIG20, WIG30, WIG-Poland, RESPECT Index (WIG-ESG od 3 września 2019 r.), WIGdiv, a także indeksu sektorowego WIG-PALIWA i indeksu makrosektorowego WIG.MS-PET.

W 2019 r. roczna stopa zwrotu z akcji Spółki liczona bez uwzględnienia dywidendy wyniosła -38%. W tym samym okresie indeks branżowy WIG-Paliwa oraz indeks WIG20, skupiający największe i najbardziej płynne spółki notowane na warszawskim parkiecie, przyniosły inwestorom stopy zwrotu na poziomie odpowiednio -18% oraz -7%. Notowania PGNiG odchyłały się o -28% (kurs minimalny na zamknięciu: 4,03 zł w dniu 11 grudnia 2019 r.) do +37% (kurs maksymalny na zamknięciu: 7,66 zł w dniu 5 lutego 2019 r.) względem ceny uśrednionej z zamknięcia w całym 2019 r. (5,59 zł). Z kolei indeks WIG20 był notowany w przedziale od -9% (kurs minimalny: 2 047,34 pkt w dniu 11 grudnia 2019 r.) do +7% (kurs maksymalny: 2 414,41 pkt w dniu 6 lutego 2019 r.) względem średniej wartości w 2019 r.

Wykres 5 Kurs akcji PGNiG oraz indeksów WIG20 i WIG Paliwa



Źródło: GPW – Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie.
*relatywnie do ceny akcji PGNiG.

1.3.3 Wskaźniki giełdowe

Tabela 4 Wskaźniki giełdowe za lata 2017-2019

Kluczowe dane	Jednostka miary	2019	2018	2017	Zmiana % 2019/2018
Zysk netto przypisany akcjonariuszom Jednostki Dominującej	w mln zł	1 371	3 209	2 923	(57%)
Zysk na jedną akcję ¹	zł	0,24	0,56	0,51	(57%)
Kurs akcji na zamknięciu ostatniej sesji w roku	zł	4,33	6,91	6,29	(37%)
Średni kurs akcji w roku	zł	5,59	6,12	6,33	(9%)
Liczba wyemitowanych akcji	mln szt.	5 778	5 778	5 778	-
Kapitalizacja na koniec roku	w mln zł	25 019	39 928	36 346	(37%)
Średni dzienny wolumen obrotu	mln szt.	5,02	3,90	3,50	29%
Średnia dzienna wartość obrotu	w mln zł	27,62	24,20	21,70	14%
Wielkość dywidendy ³	w mln zł	1 040	-	1 156	-
Wskaźniki giełdowe²					
Wskaźnik P/E według uśrednionej ceny akcji	-	23,56	11,02	12,52	114%
Wskaźnik P/E na koniec roku	-	18,25	12,44	12,44	47%
Wskaźnik P/BV na koniec roku	-	0,66	1,09	1,08	(48%)
Wskaźnik EV/EBITDA	-	5,22	5,58	5,59	(18%)
Wskaźnik dywidendy na akcję ³	zł	0,18	-	0,20	-

Źródło: GPW – Giełda Papierów Wartościowych S.A. w Warszawie.

1) Przypisany zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej.

2) Kurs akcji według kursów zamknięcia.

3) Dywidenda z zysku za rok poprzedni.

P/E według uśrednionej ceny akcji = średnia cena akcji za rok obrotowy / zysk netto przypisany akcjonariuszom Jednostki dominującej z jednej akcji.

P/E na koniec roku obrotowego = cena akcji na zamknięciu ostatniej sesji w roku obrotowym / zysk netto przypisany akcjonariuszom Jednostki dominującej z jednej akcji.

P/BV na koniec roku obrotowego = cena akcji na zamknięciu ostatniej sesji w roku obrotowym / wartość księgową jednej akcji.

EV/EBITDA = wartość kapitalizacji giełdowej spółki na zamknięciu ostatniej sesji w roku obrotowym + dług netto na koniec roku obrotowego / zysk operacyjny w roku obrotowym + łączna wartość amortyzacji w roku obrotowym.

Dywidenda na akcję = dywidenda za poprzedni rok obrotowy / liczba wyemitowanych akcji.

1.3.4 Relacje Inwestorskie

W 2019 r. w ramach wykonania obowiązków informacyjnych spółki publicznej PGNiG opublikowało 60 raportów bieżących, dotyczących m.in. akwizycji złożeń, zawierania umów handlowych, prowadzonych postępowań, zmian ratingów Spółki oraz wyników operacyjnych i finansowych.

Spółka zorganizowała cztery ogólnodostępne telekonferencje (dla analityków i inwestorów) oraz konferencje prasowe w związku z publikacją wyników okresowych. Spółka przygotowała również raport zintegrowany 2018, zawierający wiele informacji nt. rynku ropy i gazu oraz prowadzonych działań rozwojowych w GK PGNiG. W 2019 r. przedstawiciele Grupy PGNiG odbyli łącznie blisko 80 spotkań z inwestorami i analitykami domów maklerskich, w tym podczas konferencji zagranicznych w Londynie, Paryżu i Pradze oraz krajowych w Krakowie i Warszawie.

W październiku 2019 r. Grupa PGNiG otrzymała nagrodę główną w konkursie „The Best Annual Report 2018” oraz wyróżnienia za najlepsze zastosowanie Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej/Międzynarodowych Standardów Rachunkowości i za najlepszą wartość użytkową raportu rocznego w kategorii przedsiębiorstw (oceniane były raporty roczne, w tym skonsolidowane sprawozdanie finansowe, sprawozdanie zarządu z działalności oraz zintegrowany raport online za 2018 r.). Organizatorem konkursu jest Instytut Rachunkowości i Podatków.

Grupa PGNiG znalazła się ponownie w gronie najbardziej transparentnych spółek z indeksu WIG20 – w organizowanym przez Instytut Rachunkowości i Podatków i gazetę Parkiet ranking „Transparentna Spółka Roku 2018”. Ankietowani bardzo wysoko ocenili Grupę nie tylko w zakresie sprawozdawczości finansowej i raportowania oraz relacji inwestorskich, ale także w obszarze stosowanych zasad ładu korporacyjnego. Relacje inwestorskie w spółce PGNiG uzyskały również maksymalną ocenę w badaniu IR Excellence Programme organizowanym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie.

KALENDARZ INWESTORA 2020

I KWARTAŁ	II KWARTAŁ
<p>14.01.2020 Trigon Investor Day 2020 - Top-picks by Trigon</p> <p>21-22.01.2020 Santander 2020 CEE Outlook Conference</p> <p>12.03.2020 Publikacja raportu rocznego za 2019 r.</p>	<p>14.05.2020 Publikacja raportu za I kwartał 2020 r.</p> <p>3-4.06.2020 PKO by the Sea</p>
III KWARTAŁ	IV KWARTAŁ
<p>20.08.2020 Publikacja raportu za I półrocze 2020 r.</p> <p>24.09.2020 PKO Bank Polski Investor's Day: Metals & Energy</p>	<p>19.11.2020 Publikacja raportu za III kwartał 2020 r.</p> <p>3-4.12.2020 WOOD's Winter Wonderland EME conference</p>

1.3.5 Polityka dywidendy

Strategia GK PGNiG na lata 2017-2022 przewiduje wypłatę do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy, przy czym Zarząd PGNiG rekomendując wypłatę dywidendy, każdorazowo bierze pod uwagę bieżącą sytuację finansową GK PGNiG i jej plany inwestycyjne.

W dniu 27 czerwca 2019 r. ZWZ postanowiło przeznaczyć na wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy kwotę 1 040 096 674,26 zł. ZWZ ustaliło dzień dywidendy na 26 lipca 2019 r., a termin wypłaty dywidendy na 7 sierpnia 2019 r.

Wielkość dywidendy wypłaconej w dniu 7 sierpnia została pomniejszona o kwotę zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy z zysku Spółki za 2018 r., wypłaconą w dniu 3 grudnia 2018 r.

Tabela 5 Dywidenda z zysku netto za lata 2014 - 2018

	2018	2017	2016	2015	2014
Dywidenda za rok obrotowy (w mld zł)	1,04	-	1,16	1,06	1,18
Dywidenda na akcję (w zł)	0,18	-	0,20	0,18	0,20
Średnia roczna cena akcji (w zł)	6,12	6,33	5,16	5,94	4,85
Stopa dywidendy	2,94%	-	3,88%	3,03%	4,12%

2. Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG

2.1 Misja i wizja

Misja	<p>Zaufany: nasi klienci polegają na wysokiej jakości i wiarygodności świadczonych usług</p> <p>Dostawca energii: kompleksowo zaspokajamy potrzeby energetyczne klientów (gaz + prąd + ciepło + inne/usługi)</p> <p>Dom i biznes: dbamy i cenimy wszystkich naszych klientów – gospodarstwa domowe, firmy i instytucje</p>
Wizja	<p>Odpowiedzialnie: działamy przejrzysto w oparciu o zasady odpowiedzialności społecznej</p> <p>Efektywnie: jesteśmy zoptymalizowani procesowo i kosztowo</p> <p>Innowacyjne rozwiązania: jesteśmy liderem innowacyjności w branży energetycznej</p>
Cel nadrzędny	<p>Wzrost wartości: naszą nadrzędną aspiracją jest kreowanie wartości dodanej dla naszych akcjonariuszy i klientów</p> <p>Stabilność finansowa: dążymy do zapewnienia długoterminowej stabilności finansowej i wiarygodności kredytowej</p>
Jesteśmy zaufanym dostawcą energii dla domu i biznesu	
Odpowiedzialnie i efektywnie dostarczamy innowacyjne rozwiązania energetyczne	
Wzrost wartości Grupy Kapitałowej PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej	

2.2 Główne wyzwania

Działalność GK PGNiG jest silnie związana z wpływającymi na nią czynnikami zewnętrznymi, które jednocześnie stanowią dla Grupy wyzwania, którymi są m.in.:

- **zmiany na światowych rynkach paliwowo-energetycznych, w tym obniżenie cen ropy naftowej, spadek cen gazu ziemnego oraz dynamiczny rozwój rynku LNG**

W 2019 r. zmianom na krajowym rynku gazu towarzyszył spadek cen gazu na rynkach europejskich. Spadek cen gazu ziemnego jest widoczny na przychodach ze sprzedaży gazu klientom hurtowym przez segment Obrót i Magazynewanie.

Ponadto, od kilku lat słabnie korelacja rynkowych cen gazu i cen produktów ropopochodnych.

Istotne implikacje dla GK PGNiG spowodował również spadek cen ropy naftowej w 2019 r. (w porównaniu z 2018 r.), tj.: z jednej strony odnotowany będzie niższy koszt pozyskania gazu w ramach kontraktów długoterminowych, co zwiększy atrakcyjność importu, ale z drugiej strony niższą ekonomikę zagranicznych projektów upstream z większym udziałem ropy w strukturze zasobów, a w konsekwencji niższą wycenę zagranicznego segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie.

W ostatnich latach następuje intensywny rozwój infrastruktury LNG na globalnym rynku, zarówno służącej zwiększeniu mocy eksportowych (terminale skraplające), w szczególności w Ameryce Północnej i Australii, jak i importowych. Wcześniejsze przewidywania co do istotnej nadpodaży LNG na rynku nie sprawdziły się w związku z silnym wzrostem popytu na LNG w krajach azjatyckich, szczególnie w Chinach. Uczestnictwo PGNiG w globalnym rynku LNG umożliwi optymalizację długoterminowego portfela gazu, jak również pozwoli na uzupełnienie dostaw gazu do Polski na bazie krótkoterminowej w przypadku dodatkowego popytu lub okazji cenowych (optymalizacja dostaw gazu z innych kierunków).

- **konieczność zmiany struktury portfela zakupu gazu z importu**

Portfel pozyskania gazu GK PGNiG zakłada możliwość pokrycia całego zapotrzebowania na gaz w Polsce dla GK PGNiG oraz klientów Grupy i składa się w istotnej części z kontraktów importowych długoterminowych (kontrakt jamalski i katarski). W 2019 r. kontynuowano strategię dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z importu zwiększając udział dostaw z zachodu i południa (opartych o rynkowe ceny gazu w poszczególnych hubach) oraz LNG (dostawy spot oraz kontrakty długoterminowe), kosztem zmniejszenia udziału dostaw z kierunku wschodniego.

Z uwagi na wygasający po 2022 r. kontrakt jamalski GK PGNiG aktywnie wspiera budowę alternatywnych tras dostaw gazu ziemnego do Polski, w tym głównie z kierunku północnego za pośrednictwem planowanego gazociągu Baltic Pipe. Celem Grupy po 2022 r. jest także optymalne wykorzystanie terminalu LNG w Świnoujściu, w związku z czym PGNiG powiększył swój portfel LNG o kilka umów z partnerami amerykańskimi na dostawy tego gazu do Polski po 2022 r.

- **warunki atmosferyczne w szczególności średnia temperatura w okresie zimowym**

Wzrost średniej miesięcznej temperatury głównie w okresie grzewczym powoduje spadek wolumenów sprzedaży i dystrybucji gazu ziemnego oraz wolumenów sprzedaży ciepła sieciowego, co w konsekwencji przekłada się na wynik finansowy.

- **zmiany polityki i regulacji prawnych**

Otoczenie regulacyjne, w którym działa Grupa PGNiG podlega cyklicznym, istotnym zmianom, w szczególności w obszarach opodatkowania wydobywania węgla kamiennego oraz realizowania obliża giełdowego.

2.3 Strategia GK PGNiG na lata 2017–2022 z perspektywą do 2026 r.


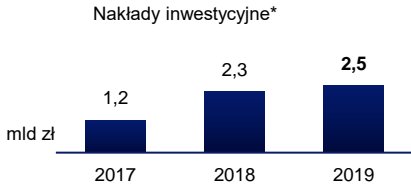
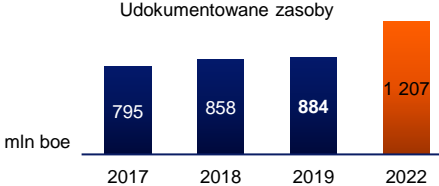
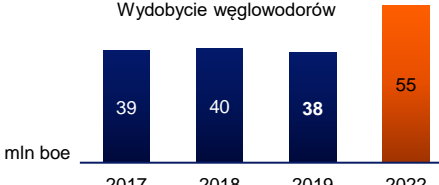
Z uwagi na zmiany w otoczeniu zewnętrznym i wewnętrznym GK PGNiG opracowała Strategię GK PGNiG na lata 2017-2022 z perspektywą do 2026 r., którą Rada Nadzorcza PGNiG przyjęła 13 marca 2017 r.

Priorytetem Grupy jest zrównoważony rozwój organizacji poprzez inwestowanie w obszary działalności cechujące się relatywnie wysoką stopą zwrotu w stosunku do ryzyka inwestycyjnego (np. *upstream*), przy jednoczesnym zaangażowaniu w obszary regulowane, cechujące się znacznym bezpieczeństwem inwestycyjnym (dystrybucja gazu oraz elektroenergetyka i ciepłownictwo).

GK PGNiG stoi w obliczu ambitnego programu inwestycyjnego, który stanowić ma fundamenty dla długoterminowego i stabilnego wzrostu wartości.

2.3.1 Cele i aspiracje na lata 2017-2022. Realizacja Strategii w latach 2017-2019

Tabela 6 Cele, aspiracje i realizacja Strategii w latach 2017-2019

Segment	Aspiracje	Cele	Realizacja
 <p>Poszukiwanie i wydobywanie</p>	<p>Wzrost zasobów i poziomu wydobywania węglowodorów</p>	<p>Zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów o ok. 35%. Zwiększenie poziomu wydobywania węglowodorów o ok. 41%. Istotne obniżenie jednostkowych kosztów poszukiwań i rozpoznania złóż. Utrzymanie jednostkowych kosztów zagospodarowania złóż i wydobywania węglowodorów.</p>	<p>Nakłady inwestycyjne*</p>  <p>Udokumentowane zasoby</p>  <p>Wydobycie węglowodorów</p> 

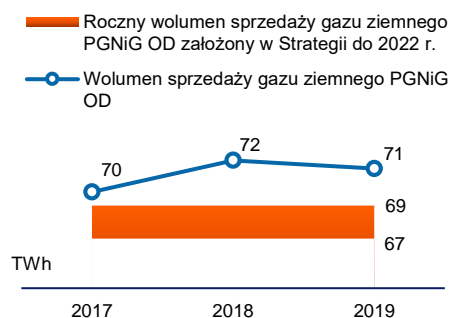
* Nakłady uwzględniające wydatki na akwizycję złóż węglowodorów.

Obrót i magazynowanie

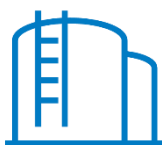


Obrót detaliczny:
Utrzymanie pozycji rynkowej i maksymalizacja marży

Maksymalizacja marży w obrocie detalicznym, przy utrzymaniu łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego na rynku detalicznym na poziomie ok. 67-69 TWh rocznie.

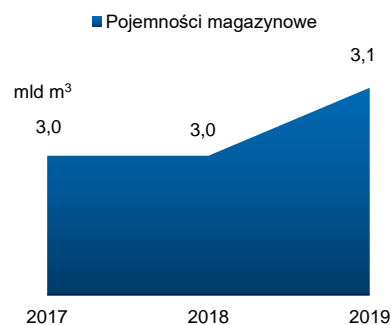


Obrót i magazynowanie



Magazynowanie:
Zabezpieczenie dostępu do pojemności magazynowych

Zabezpieczenie docelowych dostępnych pojemności magazynowych dostosowanych do popytu oraz poprawa efektywności obszaru magazynowania.



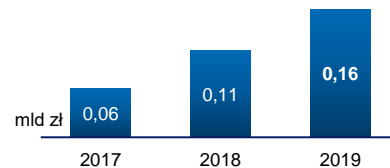
Obrót i magazynowanie



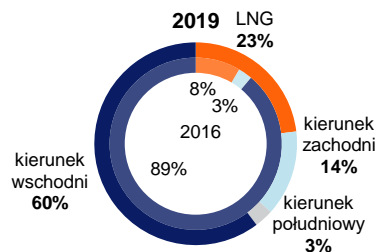
Obrót hurtowy:
 Zdywersyfikowany i konkurencyjny portfel dostaw gazu ziemnego

Budowa zdywersyfikowanego i konkurencyjnego portfela dostaw gazu ziemnego po 2022 r.
 Zwiększenie łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego o ok. 7%.

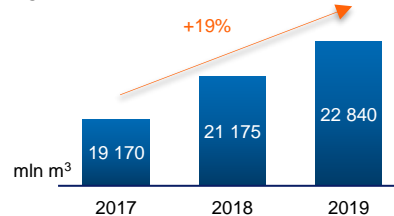
Nakłady inwestycyjne



Struktura importu gazu



Wolumen sprzedaży gazu ziemnego PGNiG i PST



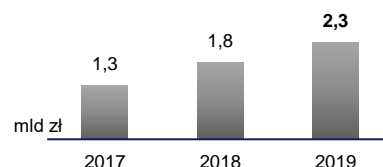
Dystrybucja



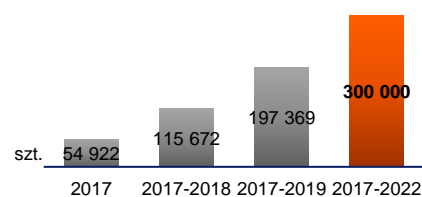
Przyspieszenie gazyfikacji kraju

Budowa łącznie ponad 300 tys. nowych przyłączy gazowych.
 Zwiększenie wolumenu dystrybucji gazu o ok. 16%.

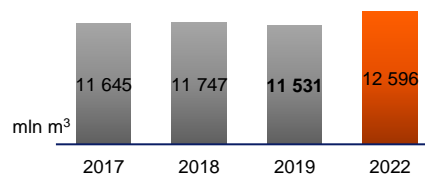
Nakłady inwestycyjne



Liczba nowych przyłączy gazowych



Wolumen dystrybucji gazu



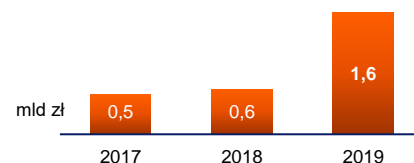
Wytwarzanie



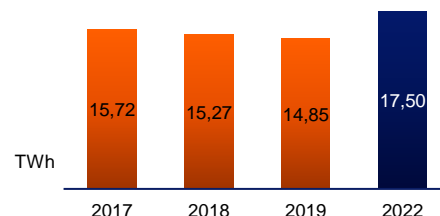
Wzrost wolumenu produkcji energii

Zwiększenie wolumenu sprzedaży ciepła i energii elektrycznej o ok. 20%.

Nakłady inwestycyjne



Wolumen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej



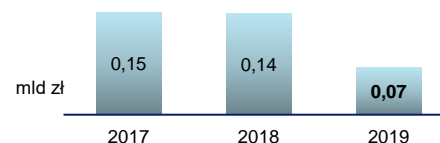
Centrum korporacyjne



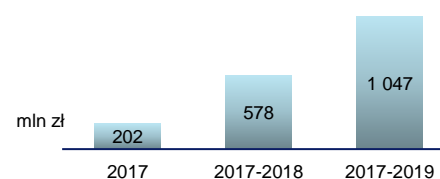
Efektywny model korporacyjny, rozwój B+R+I oraz CSR

Zwiększenie zaangażowania oraz efektywności w realizacji projektów badawczo-rozwojowych oraz innowacyjnych (łącznie planowane wydatki na ten obszar przewidziano na poziomie ok. 680 mln zł). Poprawa efektywności operacyjnej GK PGNiG Wzmocnienie wizerunku Grupy.

Nakłady inwestycyjne



Wydatki na badania, rozwój i innowacje



Nakłady inwestycyjne w okresie 2017-2019 wyniosły łącznie 14,8 mld zł, co stanowi ok. 44% realizacji planu na lata 2017-2022.

Poszukiwanie i Wydobywanie

W 2019 r. realizacja Strategii w zakresie budowy bazy udokumentowanych zasobów węglowodorów w Polsce, zagospodarowywania odkrytych krajowych złóż i wydobywania węglowodorów w Polsce przebiegała zgodnie z założeniami. PGNiG prowadziło prace na koncesjach poszukiwawczych i eksploatacyjnych, zlokalizowanych głównie w województwach: zachodniopomorskim, wielkopolskim, podkarpackim i małopolskim. W 2019 r. wiercenia prowadzono w 35 otworach o łącznym metrażu ok. 79 kmb. Podłączone zostały 2 nowe złoża - Olchowiec i Gnojnica oraz 12 nowych odwiertów na złożach już eksploatowanych.

Z uwagi na ograniczoną dynamikę nowych odkryć krajowych złóż węglowodorów, a także niewielkie perspektywy udokumentowania złóż niekonwencjonalnych w Polsce, poszukiwane są możliwości dalszego wzrostu bazy zasobów węglowodorów oraz rozwoju działalności produkcyjnej poza granicami kraju. Jednocześnie ważnym celem dla Grupy pozostaje realizacja projektów wydobywczych gwarantujących tzw. equity gas na szelfie norweskim, w celu bezpośredniego sprowadzania go do Polski.

W latach 2017 - 2019 PGNiG UN realizując cel strategiczny, jakim jest zwiększenie wydobywania węglowodorów poza granicami Polski, podjęło działania skutkujące pozyskaniem 6 złóż: Ærfulg, Skogul, Fogelberg, Tommeliten Alpha, King Lear i Duva. Dodatkowo podjęto działania skutkujące pozyskaniem 7 nowych koncesji. Według stanu na koniec 2019 r. zaangażowanie PGNiG UN na Norweskim Szelfie Kontynentalnym obejmuje 26 koncesji.

Na skutek dokonanych inwestycji, PGNiG UN osiągnął istotny wzrost udokumentowanych zasobów w Norwegii, które wzrosły z 141,9 mln boe na początku roku do 169,4 mln boe na koniec 2019 r. Zmiana wynika przede wszystkim z nabycia udziałów w złożach King Lear oraz Duva. Wskazany wzrost nie uwzględnia transakcji nabycia 10% udziałów w złożu Duva od Wellsley Petroleum, która została sfinalizowana w 2020 r.

Obrót i Magazynowanie

Obrót hurtowy

Na działalność GK PGNiG negatywnie wpływa historyczny kontrakt długoterminowy na dostawy gazu ziemnego do Polski – tzw. kontrakt jamalski. Mając na uwadze jego wygaśnięcie w 2022 r., Grupa dąży do osiągnięcia realnej dywersyfikacji portfela dostaw gazu. W tym zakresie kluczowymi działaniami Grupy są:

- wsparcie budowy Baltic Pipe – celem strategicznym GK PGNiG jest budowa portfela pozyskania gazu z wykorzystaniem infrastruktury Baltic Pipe, co pozwoli na jego sprowadzanie z nowych kierunków i kontraktację po cenie rynkowej, zapewniając większą elastyczność portfela importu gazu po 2022 r.
- rozwój kompetencji w zakresie handlu i logistyki LNG na rynku globalnym – w ten sposób GK PGNiG wesprze elastyczność w zakresie struktury pozyskania gazu po 2022 r. dzięki możliwości bilansowania portfela importowego. PGNiG zawarł długoterminowe umowy na dostawy gazu skroplonego do Polski, których realizacja rozpocznie się po 2022 r. W dalszej perspektywie kontynuowane będą działania związane z rozwojem kompetencji oraz wzmocnieniem obecności na światowym rynku LNG;
- zwiększenie bazy zasobów w kraju i za granicą – poprzez rozwój i utrzymanie wysokiego wydobycia gazu w Polsce oraz badanie nowych kierunków dostaw gazu w celu wzmocnienia pozycji konkurencyjnej Spółki po 2022 r.

Łączna sprzedaż gazu ziemnego PGNiG w 2019 r. wyniosła blisko 190 TWh. Aspiracją PGNiG jest dalszy wzrost wolumenu obrotu gazem ziemnym w Polsce oraz na rynkach zagranicznych. Mając na uwadze doświadczenie i kompetencje PST, celem strategicznym GK PGNiG pozostaje dalsza ekspansja na innych rynkach obrotu gazem i energią elektryczną w Europie Środkowo-Wschodniej. Grupa zamierza kontynuować działania zmierzające do wzmocnienia swojej obecności na rynku ukraińskim, należącym do najbardziej perspektywicznych rynków w regionie.

Obrót detaliczny

Wdrażając wytyczne Strategii realizowany jest szereg inicjatyw, projektów czy działań operacyjnych mających wspierać osiągnięcie celów strategicznych we wszystkich czterech zdefiniowanych obszarach: wdrożenie strategii obrony marży, optymalizacja i digitalizacja procesów obsługi klienta, rozwój oferty produktowej, rozwój działalności doradztwa energetycznego.

Dla osiągnięcia celów strategicznych określonych w zdefiniowanych obszarach PGNiG OD realizowała w 2019 r. oraz nadal realizuje m.in. następujące projekty i działania operacyjne:

- Centralny System Bilingowy – po wyborze dostawcy rozpoczęto w 2019 r. wdrożenie nowego systemu bilingowego, docelowo mającego zastąpić obecne rozproszone środowiska;
- rozwój oferty produktowej LNG – wdrożenie do oferty PGNiG OD nowatorskiej na polskim rynku usługi bunkrowania statków LNG w oparciu o technologię truck-to-ship (TTS);
- rozwój oferty produktowej w zakresie efektywności energetycznej dla klientów GK PGNiG – wdrożenie nowej usługi w struktury sprzedażowe GK PGNiG, w zakresie kogeneracji.

Magazynowanie

W ramach obszaru w zakresie zabezpieczenia docelowych dostępnych pojemności magazynowych, w 2019 r. spółka GSP realizowała prace związane z budową KPMG Kosakowo – 5-ciu komór zgrupowanych na klastrze B, które zostaną napełnione gazem i oddane do eksploatacji do 2021 r. W 2019 r. oddano do eksploatacji 3 komory w klastrze B o łącznej pojemności 93,9 mln m³. Do 2021 r. zostaną oddane pozostałe 2 komory o łącznej pojemności 61 mln m³. GSP monitoruje rynek i analizuje kwestie dotyczące magazynowania gazu, w tym możliwości rozwoju związane z infrastrukturą magazynową.

W 2019 r. GSP realizowała działania mające na celu rozwój oferty usługi magazynowania gazu ziemnego. Prowadzone były prace nad dostosowaniem oferty produktowej GSP do zmieniających się warunków rynkowych w celu udostępnienia posiadanych zdolności magazynowych oraz dostosowaniem oferty produktowej. Dodatkowo rozwijana była platforma sprzedażowa w celu rozszerzenia możliwości ofertowania niezakontraktowanych usług magazynowania poprzez sesje aukcyjne.

Dystrybucja

W ramach realizacji celów strategicznych PSG kontynuuje działania, które w 2019 r. zaowocowały zawarciem ponad 113 tys. umów przyłączeniowych z klientami (16% więcej niż w analogicznym okresie w roku ubiegłym) oraz dostarczeniem do odbiorców 124,3 TWh / 11,53 mld m³ gazu ziemnego (2% mniej niż w analogicznym okresie w roku ubiegłym).

Do końca 2019 r. wydano ponad 208 tys. warunków przyłączeniowych (17% więcej niż w analogicznym okresie w roku ubiegłym) oraz wybudowano 81 697 szt. przyłączy o łącznej długości 821 km.

Ponadto, w PSG przeprowadzono szereg inicjatyw mających na celu gazyfikację nowych obszarów oraz usprawnienie procesu inwestycyjnego:

- ogłoszony w 2018 r. Program przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski zakłada, że do 2022 r. na terenie zgazyfikowanych gmin zamieszkiwać będzie blisko 90% ludności kraju. W ramach Programu zgazyfikowano (uruchomiono usługę dystrybucyjną) 111 gmin (w styczniu 2020 r. PSG uruchomiła usługę dystrybucyjną w kolejnych 6 gminach) oraz złożono zlecenie uruchomienia usługi dystrybucyjnej w 12 nowych gminach;
- rozbudowa sieci dystrybucyjnej na terenach niezgazyfikowanych oraz dostarczenie gazu odbiorcom z wykorzystaniem technologii skroplonego gazu ziemnego – LNG, czyli tzw. gazyfikacji wyspowej. Technologia LNG jest

wykorzystywana do „pregazyfikacji” nowych obszarów pozwalając na uruchomienie dostaw gazu przed wybudowaniem gazociągu doprowadzającego. Do końca 2019 r. podpisano 25 protokołów odbioru technicznego stacji LNG.

PSG w 2019 r. przeznaczyła blisko 1,36 mld zł na rozbudowę sieci i przyłączanie nowych odbiorców i ok. 674mln zł netto na przebudowę i modernizację sieci gazowej, z czego ok. 214 mln zł netto na wymianę i legalizację gazomierzy miechowych oraz elementów układów pomiarowych.

Wytwarzanie

Wizją strategiczną obszaru energetyki i ciepłownictwa jest dążenie do efektywnej rozbudowy mocy wytwórczych oraz dystrybucji ciepła sieciowego. GK PGNiG zamierza także zwiększyć wolumen sprzedaży i dystrybucji ciepła, który będzie efektem akwizycji aktywów ciepłowniczych i rozwoju działalności wytwórczej na terenie całego kraju. Realizacja strategii GK PGNiG w obszarze energetyki i ciepłownictwa w 2019 r. odbywała się poprzez:

- program akwizycji systemów ciepłowniczych

W 2019 r. GK PGNiG TERMIKA przejęła system ciepłowniczy w Dęblinie. Prowadzono również procesy akwizycyjne systemów ciepłowniczych w Przemyślu i Śremie, które zostaną sfinalizowane na początku 2020 r. Zgodnie ze strategią, GK PGNiG TERMIKA aktywnie poszukuje i wyraża dalsze zainteresowanie projektami akwizycyjnymi z obszaru ciepłownictwa pojawiającymi się na polskim rynku ciepła sieciowego.

- realizację strategicznych projektów inwestycyjnych w istniejących lokalizacjach

Aby sprostać podwyższonym normom emisji przemysłowych oraz kryteriom BAT (najlepszej dostępnej technologii), a także wymaganiom polityki klimatycznej, GK PGNiG TERMIKA podejmuje działania w celu modernizacji wyeksploatowanych i nieefektywnych środowiskowo aktywów wytwórczych, w tym m.in.: budowę Bloku Gazowo Parowego i kotłowni wodnej gazowej w EC Żerań, dostosowanie EC Pruszków do pracy po 2022 r., przygotowanie i budowę bloku wielopaliwowego w EC Siekierki, budowę bloku kogeneracyjnego w EC Zofiówka.

- zapewnienie wsparcia regulacyjnego w sektorze ciepłownictwa i kogeneracji

Wejście w życie w 2018 i 2019 r. regulacji dotyczących rynku mocy oraz promowania wysokosprawnej kogeneracji wspierają rozwój nowych mocy elektrycznych, ze szczególnym uwzględnieniem gazowych jednostek wysokosprawnej kogeneracji.

Inne projekty rozwojowe

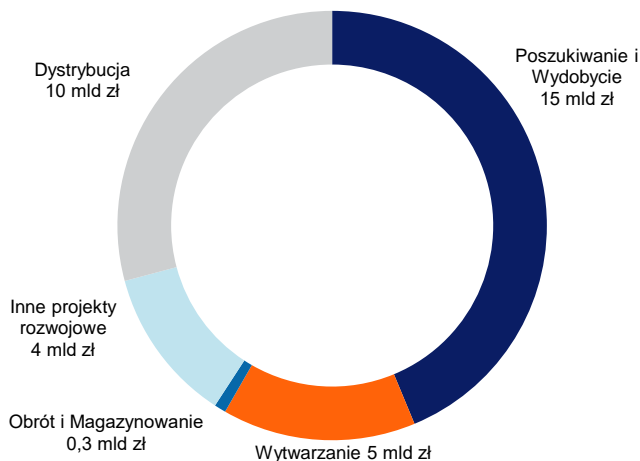
W 2019 r. zarejestrowano 106 propozycji nawiązania współpracy przy realizacji projektów badawczo-rozwojowych (55 z nich zostało zgłoszonych w ramach V edycji Konkursu Młodzi Innowacyjni dla PGNiG) oraz prowadzono 121 projektów innowacyjnych. Wydatki na działalność B+R+I w GK PGNiG wyniosły około 400 mln zł w 2019 r.

Do najważniejszych korzyści z realizowanych projektów innowacyjnych w spółkach GK można zaliczyć: redukcję wydatków poprzez zmniejszenie nakładów na bieżącą działalność, pozyskanie nowych klientów, zwiększenie wydajności poprzez standaryzację, poprawę efektywności i zmniejszenie awaryjności urządzeń oraz zwiększenie bezpieczeństwa pracowników.

2.3.2 Inwestycje w latach 2017-2022

Założono, że na inwestycje zostanie przeznaczonych łącznie ponad 34 mld zł w latach 2017-2022. Średnioroczne nakłady inwestycyjne kształtować się będą na poziomie ok. 5,7 mld zł. Program inwestycyjny umożliwi wygenerowanie skumulowanego wyniku EBITDA Grupy na poziomie ok. 33,7 mld zł w latach 2017-2022 i perspektywiczny wzrost wyniku EBITDA Grupy do średniorocznego poziomu ok. 9,2 mld zł w latach 2023-2026. Jednocześnie, poziom zadłużenia netto w relacji do wyniku EBITDA powinien pozostać w całym okresie objętym strategią na poziomie poniżej 2,0, przy utrzymaniu dotychczasowej polityki dywidendowej, zakładającej wypłatę do 50% skonsolidowanego zysku netto Grupy.

Wykres 6 Planowane nakłady inwestycyjne w latach 2017-2022*



* Nakłady uwzględniające wydatki na akwizycje złóż węglowodorów.

2.3.3 Inwestycje w 2020 r.

W 2020 r. GK PGNiG zamierza utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną, w tym głównie na realizację projektów w zakresie utrzymania zdolności wydobywczych, działalności związanej z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz budowy sektora elektroenergetycznego.

Poszukiwanie i Wydobycie

PGNiG realizując cel strategiczny, jakim jest zwiększenie łącznego poziomu wydobycia, kontynuować będzie podłączanie odwiertów w Polsce w Oddziałach w Zielonej Górze i Sanoku. W 2020 r. planowane jest podłączenie 25 odwiertów.

Na 2020 r. w Pakistanie w ramach prac rozpoznawczo – eksploatacyjnych zaplanowano ukończenie wiercenia, testy i podłączenie do produkcji otworu eksploatacyjnego Rizq-3 oraz wykonanie otworu eksploatacyjnego Rehman-7. Równolegle do prac wierniczych, prowadzone będą prace związane z rozbudową mocy instalacji wydobywczych i podłączaniem kolejnych otworów do eksploatacji: Rehman-6, Rehman-7 oraz Rizq-3.

PGNiG UN kontynuować będzie, jako partner, wydobycie węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog oraz zagospodarowanie złóż Skogul, Ærfugl oraz Duva. Trwa również faza przygotowania koncepcji zagospodarowania złóż Tommeliten Alpha i King Lear. PGNiG UN przygotowuje się do dalszych akwizycji złóż na szelfie norweskim na bieżąco monitorując i analizując potencjalne projekty, a w nadchodzących rundach koncesyjnych - złożyć wnioski o dodatkowe obszary koncesyjne.

Obrót i magazynewanie

W obrocie detalicznym w 2020 r. realizowane będą projekty pozwalające na rozwój narzędzi obsługi klienta, w tym modernizacja BOK 2.0 (na 2020 r. zaplanowano w ramach projektu modernizację 15 placówek), dalszy rozwoju platformy eBOK oraz rozwój i optymalizację działania Contact Center.

Do oferty zostaną wprowadzone nowe produkty:

- budowa i eksploatacja gazowych instalacji kogeneracyjnych z jednoczesną sprzedażą energii elektrycznej i ciepła wyprodukowanych w instalacji. Usługa będzie obejmowała przeprowadzenie analiz / audytów energetycznych, propozycję obsługi finansowej zadania przez GK PGNiG, objęcie nadzoru nad procesem inwestycyjnym, instalację urządzeń, pozyskanie dodatkowych przychodów z działań poprawiających efektywność energetyczną tzw. „białe certyfikaty” oraz późniejszą eksploatację i sprzedaż wytworzonej w instalacji energii;
- w zakresie CNG i LNG
 - operatorstwa na stacjach tankowania pojazdów, na których nie zostanie wyłoniony inny sprzedawca,
 - bunkrowanie LNG – segment bunkrowania statków jest atrakcyjnym obszarem zbytu LNG,
 - zwiększanie udziału sprzedaży LNG w segmencie B2B, poprzez wypracowanie rozwiązań pozwalających na sprzedaż klientom LNG wraz z budową stacji regazyfikacji w formule B2B;
- nowa linia biznesowa w obszarze fotowoltaiki - uruchomienie w 2020 r. oferty dla klientów detalicznych.

W perspektywie długoterminowej PGNiG kierować się będzie realizacją warunków wynikających z długoterminowych kontraktów w zakresie odbioru minimalnych ilości kontraktowych (kontrakt jamalski) oraz zakontraktowanych ilości LNG.

PST będzie dalej rozwijać działalność w zakresie obrotu hurtowego towarami energetycznymi. Na 2020 r. zaplanowane są działania handlowe na słowackim i węgierskim rynku. PST Oddział w Polsce rozpoczęła dostawy gazu do klientów przemysłowych w Polsce (dawniej klienci OOH) w styczniu 2020 r.

W 2020 r. GSP realizować będzie prace związane z budową KPMG Kosakowo – 5-ciu komór zgrupowanych na klastrze B, które zostaną napełnione gazem i oddane do eksploatacji do 2021 r.

Dystrybucja

Grupa planuje utrzymanie poziomu wydatków na rozbudowę sieci, przyłączenia nowych klientów oraz przebudowę i modernizację sieci gazowej na wysokim poziomie. W 2020 r. zakłada się wybudowanie 70 tys. sztuk nowych przyłączy gazowych.

Nakłady inwestycyjne w obszarze modernizacji sieci gazowych mają zaspokoić rosnące potrzeby związane z koniecznością zapewnienia bezpieczeństwa dostaw i eksploatacji sieci gazowej, w tym: gazociągów, przyłączy gazowych oraz punktów, zespołów i stacji gazowych.

W odniesieniu do 2019 r., w którym zmodernizowano sieci o łącznej długości ok. 600 km, skala modernizacji sięgnie od 770 km w 2020 r. do 1 000 km w 2022 r.

Wytwarzanie

Przed GK PGNiG TERMIKA stoi szereg wyzwań natury rynkowej i regulacyjnej oraz konieczność kontynuacji realizacji programu modernizacji w celu wymiany lub dostosowania istniejącego majątku wytwórczego do zaostrzających się wymagań środowiskowych i zwiększenia potencjału wytwórczego.

GK PGNiG TERMIKA będzie kontynuować realizację projektów strategicznych oraz rozpoczętych w 2019 r. procesów akwizycyjnych, a także zamierza istotnie zwiększyć wolumen sprzedaży energii elektrycznej poprzez realizację inwestycji ukierunkowanych na budowę nowych, efektywnych kosztowo mocy wytwórczych oraz modernizację istniejących źródeł przy zastosowaniu niskoemisyjnych technologii.

Dodatkowo w segmencie w 2020 r. realizowane będą projekty m.in. zabezpieczenia dostaw ciepła dla miasta Rybnika, połączenia systemów ciepłowniczych EC Zofiówka i EC Pniówek, uruchomienia programu rozwoju rynku ciepłej wody użytkowej (początkowo na terenie Jastrzębia Zdroju) i wykonanie dodatkowych odwiertów gazowych na terenie KWK „Krupiński”. W trakcie realizacji znajdują się projekty budowy „wyspowego” systemu ciepłowniczego w Warszawie oraz budowa zespołu 8 lokalnych kotłowni gazowych w Toruniu

Inne projekty rozwojowe

W 2020 r. działalność rozpocznie PGNiG Ventures, której strategia zakłada alokowanie środków w spółki z przewidywanym potencjałem do dalszego wzrostu. W 2020 r. planowane jest uruchomienie naboru oraz poszukiwanie podmiotów spełniających wymogi inwestycyjne, dzięki czemu spółka PGNiG Ventures będzie mogła oszacować zakres i poziom inwestycji.

W 2020 r. obszar badań i rozwoju będzie ukierunkowany na komercjalizację i uzyskiwanie bezpośrednich korzyści biznesowych. Równolegle stale będą analizowane nowe obszary biznesu, które mogą przynieść (w okresie średnio i długoterminowym) zwiększenie konkurencyjności i wzmocnienie pozycji rynkowej GK PGNiG. Należą do nich m.in.: umocnienie pozycji w obszarze technologii wodorowych, przekazanie do komercjalizacji projektów badawczo-rozwojowych: MiniDrill i EkoGłowica, szerokie zastosowanie fotowoltaiki, w tym do produkcji „zielonego” wodoru, biometanu oraz rozwój nowoczesnych systemów zarządzania środowiskowego poprzez wdrożenie w GK PGNiG systemu EMAS (Eco Management Audit Scheme).

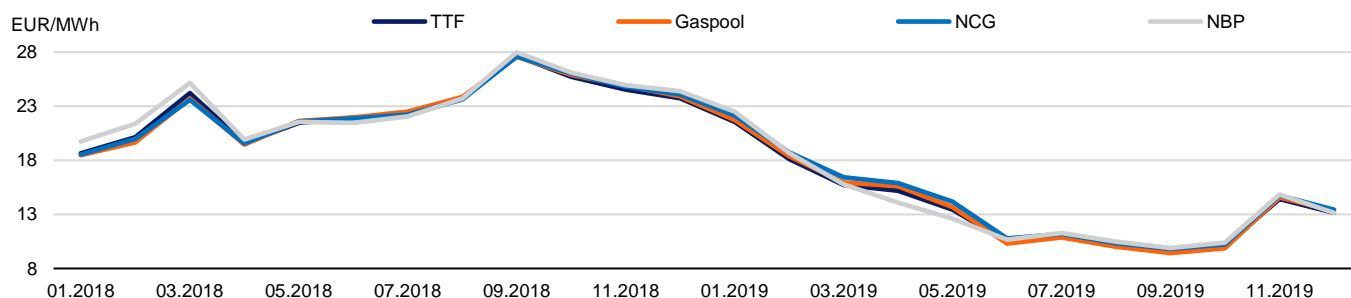
3. Otoczenie

3.1 Otoczenie rynkowe

3.1.1 Rynek gazu w Europie i na świecie

Średnia cena gazu w Europie w 2019 r. była niższa o 39% w porównaniu do średniej ceny z 2018 r. (na podstawie cen odnotowanych na TTF, GASPOOL, NCG, NBP i TGE) – zmiana z poziomu 23,15 EUR/MWh w 2018 r. do 14,08 EUR/MWh. Największe spadki cen odnotowano w Holandii (TTF) oraz w Wielkiej Brytanii (NBP) – średnio ponad 40% - a najmniejszy w Polsce (ok. 36%).

Wykres 7 Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego na wybranych hubach europejskich



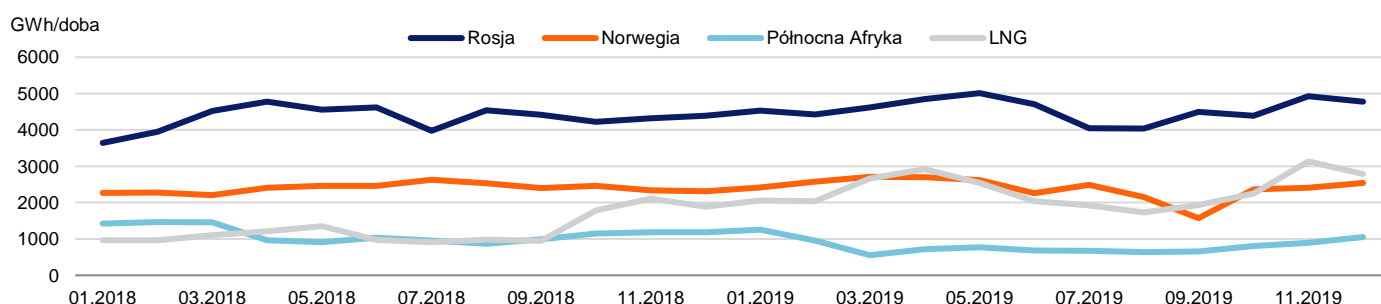
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z ICE.

W okresie zimowym temperatura w Europie zazwyczaj kształtowała się powyżej sezonowej normy, co skutkowało zmniejszonym zapotrzebowaniem na gaz do celów grzewczych. Jednocześnie bardzo silnie wzrósł import LNG do Europy – o 60% w porównaniu z 2018 r. - w wyniku mniejszego zapotrzebowania na gaz ziemny w Azji (wyższe temperatury i mniejsze tempo wzrostu produkcji przemysłowej) oraz pojawieniem się nowych mocy skraplających w Stanach Zjednoczonych i Rosji. LNG ze Stanów Zjednoczonych eksportowano do Europy nawet poniżej progu opłacalności. W tym okresie wzrost popytu w Europie wyniósł 3%. Utrzymująca się nadpodaż surowca wywarła presję na cenę, która na wszystkich europejskich rynkach spadała konsekwentnie aż do września, osiągając najniższą w historii wartość miesięczną – 9,68 EUR/MWh.

W II połowie 2019 r. istotnym czynnikiem wpływającym na ceny gazu w Europie był wysoki stan napełnienia magazynów gazu. Niepewna przyszłość przesyłu rosyjskiego gazu przez infrastrukturę Ukrainy oraz relatywnie niska cena wpłynęła na zwiększenie tempa zatłaczania gazu, a poziom 90% zapełnienia został osiągnięty już w sierpniu.

W IV kwartale zaobserwowano wzrost cen gazu w Europie, jednak średnia cena gazu w tym czasie była o 48% niższa niż w analogicznym okresie 2018 r. Trend niskich cen był na tyle silny, że w 2019 r. średnia cena gazu w IV kwartale była niższa niż w II kwartale. Dalsze spadki cen zostały ograniczone dzięki zastępowaniu produkcji energii elektrycznej z bloków węglowych jednostkami zasilanymi gazem ziemnym. Substytucja między tymi dwoma surowcami energetycznymi była jednym z powodów zwiększenia europejskiego popytu na gaz w 2019 r.

Wykres 8 Główne kierunki importu gazu do Europy



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z agencji Thomson Reuters.

Całkowity wolumen gazu ziemnego importowanego do Europy w 2019 r. wyniósł 3 690 TWh, z czego 45% dostaw (1 667 TWh) pochodziło z Rosji. Udział importu gazociągami z Rosji nieznacznie spadł poniżej poziomu z 2018 r. Drugim największym dostawcą gazu w Europie była Norwegia - 876 TWh (80 mld m³) - co odpowiadało 24% dostaw. Import z Afryki Północnej wyniósł 293 TWh (26,5 mld m³, 8% dostaw), natomiast dostawy LNG do europejskich terminali były równe 852 TWh (23% importowanego wolumenu).

LNG

Globalny handel LNG wzrósł o 12% w porównaniu z 2018 r., osiągając ponad 483 mld m³ dostarczonego gazu po regazyfikacji. Wzrost względem 2018 r. (52 mld m³) był spowodowany uruchomieniem nowych zdolności skraplających m.in. w Australii, Stanach Zjednoczonych i Rosji. Wśród państw największy przyrost eksportu w latach 2018-2019 odnotowano w Stanach Zjednoczonych –

o 20 mld m³, natomiast największe zwiększenie importu procentowo i wartościowo nastąpiło w Europie – o niemal 50 mld m³ w porównaniu z 2018 r.

Tabela 7 Popyt i podaż LNG w latach 2018 i 2019 r. w mld m³ gazu po regazyfikacji

Podaż	2019	2018	Zmiana %
Europa	6,6	6,6	0,0%
w tym Norwegia	6,47	6,46	0,2%
Azja i Pacyfik	217,4	192,88	12,71%
w tym Australia	104,48	94,04	11,1%
Ameryki	73,44	52,68	39,4%
w tym Stany Zjednoczone	49,97	29,94	66,90%
Afryka	59,18	53,23	11,2%
Bliski wschód	126,55	125,97	0,5%
w tym Katar	105,56	105,9	(0,32%)
Świat	483,21	431,35	12,0%

Popyt	2019	2018	Zmiana %
Ameryka Północna i Południowa	23,05	25,77	(10,55%)
Europa	121,39	71,81	69,04%
Bliski wschód	9,67	10,53	(8,17%)
Północno wschodnia Azja	262,88	267,00	(1,57%)
w tym Chiny	82,19	72,26	13,74%
Świat	479,32	427,97	12,00%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z agencji Thomson Reuters.

3.1.2 Rynek gazu w Polsce

Rosnący popyt na gaz ziemny w Polsce zaspokajany jest poprzez wydobycie krajowe oraz import. Paliwo trafia do kraju przez rozbudowaną sieć systemu przesyłowego, a od 2016 r. system zasilają również dostawy LNG. Obrót gazem odbywa się na TGE, natomiast za pomocą sieci dystrybucyjnych i przesyłowych gaz fizycznie rozprowadzany jest do odbiorców końcowych. Krajowy system gazowy uzupełniają magazyny gazu.

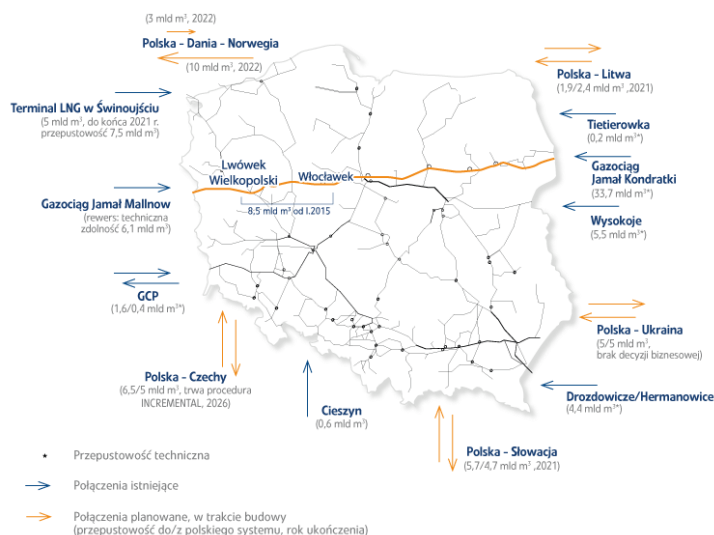
Popyt na gaz ziemny w Polsce i jego struktura

Konsumpcja gazu wysokometanowego sieciowego w Polsce w 2019 r. (bez uwzględnienia paliwa gazowego przesłanego na rynku OTC i TGE) wyniosła ok. 183,5 TWh. W porównaniu do 2018 r. odnotowano wzrost wolumenu o 2,9 TWh, czyli o 1,6% r/r. Do zwiększenia konsumpcji przyczynił się wzrost zużycia gazu przez odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej (+7,3% r/r), na co wpływ miało uruchamianie nowych bloków gazowych. Zapotrzebowanie sieci dystrybucyjnej ukształtowało się na poziomie zbliżonym do ubiegłorocznego (-0,3% r/r).

System przesyłowy

Zarządzaniem siecią przesyłową oraz dostarczaniem gazu do sieci dystrybucyjnych i odbiorców końcowych podłączonych do systemu przesyłowego, zajmuje się GAZ-SYSTEM. System przesyłowy składa się z Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT) oraz Krajowego Systemu Przesyłowego (wysokometanowego E i zaazotowanego Lw).

Rysunek 3 System przesyłowy i aktualne oraz planowane transgraniczne punkty wejścia do systemu przesyłowego o znaczeniu strategicznym



Źródło: GAZ-SYSTEM oraz European Network of Transmission System Operators for Gas (dalej: ENTSOG).

Baltic Pipe

Projekt Baltic Pipe to strategiczny projekt infrastrukturalny mający na celu utworzenie nowego korytarza dostaw gazu na europejskim rynku. Ma on umożliwić przesyłanie gazu bezpośrednio ze złóż zlokalizowanych w Norwegii na rynki w Danii i w Polsce, a także do odbiorców w sąsiednich krajach. Przepustowość Baltic Pipe sięgnie do 10 mld m³ rocznie do Polski oraz do 3 mld m³ rocznie do Danii i Szwecji.

Realizujący projekt operatorzy polskiego i duńskiego systemu przesyłowego GAZ-SYSTEM oraz Energinet, podjęły ostateczną decyzję inwestycyjną w 2018 r. W 2019 r., operatorzy Polski i Duński kontynuują prace przygotowawcze do budowy, w tym zmierzających do uzyskania decyzji środowiskowych, lokalizacyjnych i pozwoleń na budowę poszczególnych elementów planowanej infrastruktury. Prace budowlane mają trwać w latach 2020-2022. Uruchomienie transportu gazu planowane jest na 1 października 2022 r.

Terminal LNG

Nominalna moc regazyfikacji terminalu LNG w Świnoujściu to 5 mld m³ (po regazyfikacji) gazu ziemnego rocznie, który trafia do sieci przesyłowej. PGNiG dysponuje 100% zdolności regazyfikacji do 2035 r. W październiku 2019 r. operator terminala – firma Polskie LNG S.A. podpisała umowę na zakup regazyfikatorów SCV, co pozwoli zwiększyć nominalną moc regazyfikacji do 7,5 mld m³ gazu rocznie. LNG jest również transportowane cysternami, a wolumen gazu dostarczanego do sieci z terminalu, jak i paliwa, które trafia do odbiorców końcowych w postaci skroplonej (tzw. LNG małej skali) systematycznie rośnie.

Import

W 2019 r. odnotowano wzrost wolumenu importowanego paliwa gazowego do Polski, który wyniósł 183,71 TWh (wzrost o około 20,7 TWh, czyli ok. 12,7%), przy czym dostawy z kierunku wschodniego spadły o 0,2%, natomiast dostawy z UE wzrosły o niemal 40% w porównaniu do 2018 r. Większość importowanego surowca (około 54% w łącznym przepływie paliwa) dostarczono z kierunku wschodniego.

Tabela 8 Przepływy gazu na krajowych punktach wejścia/wyjścia

Punkt wejścia/wyjścia (w TWh)	2019	2018	Zmiana %
Dostawy z UE	48,79	34,82	39,94%
w tym Lasów, Gubin (GCP)	3,97	4,33	(8,69%)
w tym Cieszyn	4,70	3,89	20,14%
w tym Mallnow	40,12	26,60	50,80%
Dostawy ze Wschodu	98,75	98,83	(0,19%)
w tym Drozdowicze	41,96	42,51	(1,51%)
w tym Tieterowka	0,86	0,87	(1,79%)
w tym Kondratki	23,90	22,06	8,38%
w tym Wysokoje	32,04	33,39	(4,11%)
Regazyfikacja LNG	36,16	29,17	23,63%
Eksport na Ukrainę (głównie Hermanowice)	14,99	7,26	106,11%
Łączny przepływ	198,69	170,08	16,65%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z ENTSOG.

W 2019 r. wzrósł wolumen gazu zregazyfikowanego w terminalu LNG w Świnoujściu o 23,6% w porównaniu do 2018 r. w wyniku zakupów na rynku spotowym oraz odbioru dostawy w ramach długoterminowego kontraktu z firmą Cheniere.

W 2019 r. PGNiG odebrało w sumie 18 ładunków LNG w ramach kontraktów długoterminowych z Qatargas. Wolumen importu LNG z Kataru wyniósł 1,65 mln ton, czyli ok. 25,08 TWh lub 2,29 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji. Ponadto, w 2019 r. PGNiG zakupiło dziesięć dostaw spot o łącznym wolumenie 0,61 mln ton, tj. ok. 9,34 TWh lub 0,85 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji. Źródłami dostaw spotowych były Norwegia (3 dostawy) i USA (7 dostaw), a zrealizowano je we współpracy z biurem handlowym LNG w Londynie. W 2019 r. PGNiG odebrało także 2 ładunki LNG na podstawie kontraktu średnioterminowego z firmą Centrica.

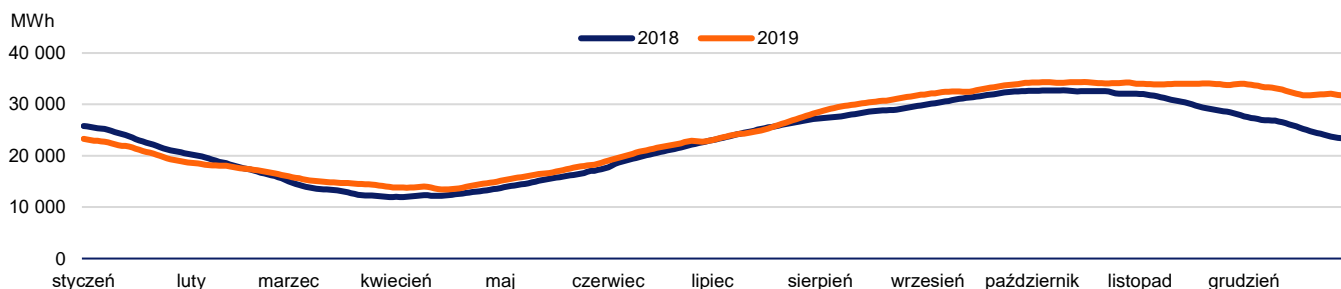
Łącznie w całym 2019 r. PGNiG zaimportowało poprzez terminal LNG 31 ładunków LNG o wolumenie całkowitym 2,46 mln ton LNG, co odpowiada około 3,43 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji.

Magazynowanie gazu

Średni dobowy pobór gazu z polskich PMG w okresie wyłaczania wyniósł w 2019 r. 75 GWh, o 45% mniej niż w poprzednim roku. Średnie załadowanie gazu do magazynów w Polsce w sezonie letnim w 2019 r. wyniosło 127 GWh/dobę, o 8 GWh/dobę więcej niż w 2018 r.

Na koniec 2019 r. poziom napełnienia magazynów w Polsce wyniósł około 92,3% i był o 26 p.p. wyższy od poziomu odnotowanego na koniec poprzedniego roku. Na innych rynkach europejskich również zaobserwowano zwiększenie stanu magazynów - w Niemczech stan zapełnienia wyniósł 97% w porównaniu z 75% na koniec 2018 r.

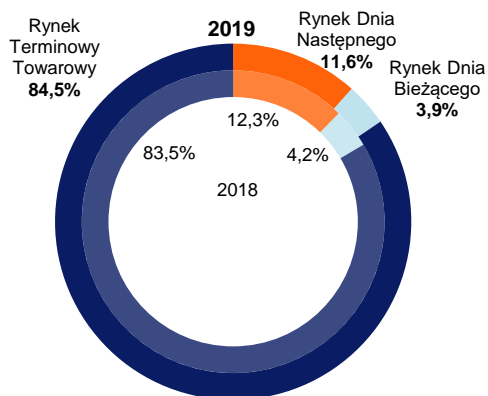
Wykres 9 Stan napełnienia magazynów w Polsce w latach 2018/2019



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Gas Infrastructure Europe, Gas Storage Europe.

Towarowa Giełda Energii

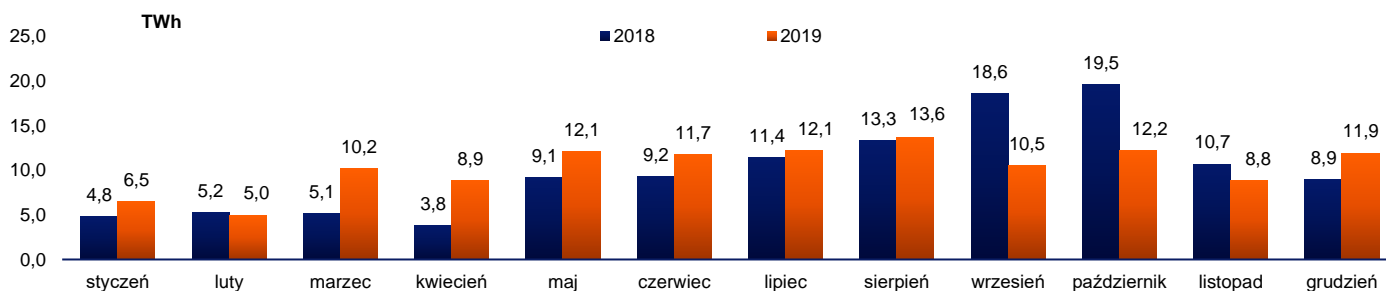
Wykres 10 Struktura kontraktów na TGE w 2018 r. i 2019 r.



PGNiG jest liderem rynku gazu w obrocie giełdowym na TGE. Zgodnie z informacjami opublikowanymi przez giełdę, całkowity wolumen obrotu gazem w 2019 r. wyniósł 146,1 TWh, z czego 123,5 TWh stanowił obrót na rynku kontraktów terminowych towarowych (RTT). Oznacza to, że blisko 85% transakcji na gaz zawieranych w 2019 r. stanowiły kontrakty: roczne, sezonowe (lato, zima), kwartalne, miesięczne oraz tygodniowe. W 2019 r. odnotowano rekordowy wynik w historii obrotu gazem na TGE i jednocześnie wzrost całkowitego wolumenu obrotu tym towarem o 2,0% w stosunku do 2018 r. Rekordowy był również wolumen na RTT gazu, który wzrósł o 3,2% r/r. Mniejsze wolumeny względem 2018 r. odnotowano na Rynku Dnia Następnego oraz Rynku Dnia Bieżącego gazu, które wyniosły odpowiednio: 16,9 TWh (spadek o 3,7%) oraz 5,7 TWh (spadek o 6,3 %).

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE.

Wykres 11 Wolumen obrotu na kontraktach terminowych towarowych (RTT) na TGE w 2018 r. i 2019 r.(TWh)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE.

3.2 Otoczenie regulacyjne

W tabelach zostały przedstawione kluczowe dla działalności GK PGNiG przepisy prawa polskiego i europejskiego.

3.2.1 Krajowe otoczenie regulacyjne

Tabela 9 Zmiany w regulacjach krajowych i ich wpływ na GK PGNiG

	Opis zakresu zmian	Wpływ zmian na GK PGNiG
Ustawa – Prawo energetyczne	<ul style="list-style-type: none"> W 2019 r. weszły w życie zmiany ustawy dotyczące wskazywania w umowach sprzedawcy rezerwowego oraz wprowadzające obowiązek publicznej sprzedaży całej wytworzonej energii elektrycznej. Ustawa została dostosowana do nowego kształtu systemu wsparcia dla kogeneracji. Uregulowano obowiązki operatorów systemu gazowego (przesyłowego, dystrybucyjnego oraz połączonego gazowego) oraz doprecyzowano kompetencje Prezesa URE w zakresie kształtowania relacji pomiędzy właścicielem sieci gazowej, a operatorem. Wprowadzono także zmiany dostosowujące ustawę do zmian dokonanych w systemie wsparcia dla odnawialnych źródeł energii dotyczących energetyki prosumenckiej. 	wprowadzone zmiany mają neutralny charakter
Ustawa o zapasach	W 2019 r. wprowadzono zmiany dotyczące zasad utrzymywania zapasów ropy naftowej.	wprowadzona zmiana ma neutralny charakter
Ustawa o elektromobilności	<ul style="list-style-type: none"> W 2019 r. weszła w życie zmiana ustawy o elektromobilności, która wskazała, że małe OSD nie są zobowiązane do sporządzania programów budowy stacji gazu ziemnego. Uchwalono także ustawy zmieniające ustawę o elektromobilności, które ustaliły wzorcowe role jednostek samorządu terytorialnego oraz organów administracji państwowej, a także zmieniły definicje bunkrowania skroplonym gazem ziemnym (LNG) oraz punktu bunkrowania skroplonego gazu ziemnego (LNG). 	wprowadzona zmiana ma pozytywny charakter
Ustawa o efektywności energetycznej	<ul style="list-style-type: none"> W 2019 r. weszła w życie zmiana ustawy o efektywności energetycznej, w której uznano realizację gminnych programów niskoemisyjnych za środek poprawy efektywności energetycznej jednostek sektora publicznego oraz umożliwiono uzyskanie z tego tytułu świadectw efektywności energetycznej. Ustalono także, że świadectwa efektywności energetycznej wydane na podstawie poprzednio obowiązującej ustawy z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej mogą zostać wykorzystane do dnia 30 czerwca 2021 r. do realizacji obowiązku efektywnościowego. 	wprowadzona zmiana ma neutralny charakter
Ustawa o rynku mocy	W 2019 r. nie uchwalono zmian ustawy o rynku mocy.	
Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji	Zmiany ustawy w 2019 r. dotyczyły dostosowania przepisów związanych z udzielania wsparcia dla nowych jednostek do prawa Unii Europejskiej.	wprowadzona zmiana ma neutralny charakter
Ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym	W 2019 r. specjalny podatek węglowodorowy został uchylony.	wprowadzona zmiana ma pozytywny charakter
Rozporządzenie dywersyfikacyjne	W 2019 r. nie dokonano zmian rozporządzenia dywersyfikacyjnego.	
Rozporządzenie systemowe	W 2019 r. nie dokonano zmian rozporządzenia systemowego.	
Rozporządzenie taryfowe	Wprowadzone w 2019 r. zmiany rozporządzenia taryfowego dotyczyły doprecyzowanie sposobu kalkulowania i zasad rozliczeń na rynku paliw gazowych.	wprowadzona zmiana ma pozytywny charakter

3.2.2 Europejskie otoczenie regulacyjne

Tabela 10 Zmiany w regulacjach europejskich

	Opis zakresu zmian	Wpływ zmian na GK PGNiG
Dyrektywa gazowa (Dyrektywa 2009/73/WE)	<ul style="list-style-type: none"> Nowelizacja Dyrektywy gazowej miała na celu potwierdzenie stosowalności przepisów dyrektywy na gazową infrastrukturę importową z państw trzecich do granic wód terytorialnych Państw Członkowskich Unii Europejskiej. Ostateczny tekst rewizji Dyrektywy gazowej (Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/692 zmieniająca dyrektywę 2009/73/WE dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego – dalej „Nowelizacja”) przyjęty został 17 kwietnia 2019 r. Nowelizacja zakłada stosowanie przepisów Dyrektywy gazowej do morskich gazociągów importowych do Unii Europejskiej. Jako geograficzną granicę stosowalności Dyrektywy gazowej wskazano granicę mórz terytorialnych Państw Członkowskich UE. Od zasady stosowania przepisów prawa europejskiego do infrastruktury importowej z państw trzecich istnieją dwa wyjątki. Po pierwsze, nowa 	możliwy, w zależności od wdrożenia dyrektywy gazowej przez państwa członkowskie, pozytywny wpływ nowelizacji na działalność GK PGNiG

	<p>infrastruktura, tak samo jak infrastruktura europejska, może ubiegać się o zwolnienie z tego obowiązku na zasadach określonych w Dyrektywie gazowej. Drugim wyjątkiem jest przyznanie przez Państwo Członkowskie odstępstwa od tego obowiązku dla infrastruktury z państwa trzeciego, wybudowanej przed dniem wejścia w życie nowelizacji Dyrektywy gazowej (23 maja 2019 r.).</p>	
<p>Fundusze europejskie</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Kontynuowanie prac nad aktami prawnymi określającymi ramy dla wydatkowania funduszy europejskich w perspektywie finansowej 2021-2027. • W poprzedniej perspektywie finansowej, GK PGNiG była przede wszystkim beneficjentem Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR). • Środki pochodzące z EFRR mają na celu wsparcie projektów wspierających rozwój gospodarczy i społeczny Unii Europejskiej. Zarówno w poprzedniej jak i bieżącej perspektywie finansowej, środki z EFRR stanowiły istotne wsparcie finansowe m.in. dla projektów rozwoju sieci dystrybucyjnej oraz magazynów gazu ziemnego. W propozycji przedstawionej przez Komisję Europejską, istotne ryzyko stanowi przepis, który wyłączał wszelkie projekty związane m.in. z transportem, spalaniem oraz magazynowaniem paliw kopalnych z możliwości ubiegania się o wsparcie z EFRR. Obecnie prowadzone są prace na poziomie komisji Parlamentu Europejskiego oraz w Radzie Unii Europejskiej. Ostateczny kształt regulacji dot. możliwości finansowania gazu ziemnego będzie przedmiotem negocjacji międzyinstytucjonalnych pomiędzy Parlamentem Europejskim i Radą Unii Europejskiej. Na obecnym etapie prac legislacyjnych nie można oszacować daty przyjęcia ostatecznego brzmienia Rozporządzenia ws. EFRR. • Innym instrumentem wydatkowania środków europejskich jest Rozporządzenie ustanawiające Instrument „Łącząc Europę”, w zakresie gazu ziemnego. GK PGNiG nie był bezpośrednim beneficjentem środków w ramach tego instrumentu, jednak rozwój połączeń wzajemnych finansowanych ze środków instrumentu „Łącząc Europę” pozytywnie wpływał na działalność GK PGNiG • Instrument „Łącząc Europę” ma za zadanie wspieranie projektów infrastrukturalnych, które wchodzi w skład tzw. korytarzy dostaw pozwalających na dywersyfikację dostaw gazu ziemnego do Unii Europejskiej. 	<p>na obecnym etapie istnieją ryzyka związane z potencjalnym wyłączeniem inwestycji gazowych z możliwości finansowania</p>
<p>Komunikat Europejski Zielony Ład</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Przyjęcie i opublikowanie w listopadzie 2019 r. przez Komisję Europejską komunikatu w sprawie „Europejskiego Zielonego Ładu”. • Komunikat stanowi zarys planów legislacyjnych i poza-legislacyjnych dotyczących działań w zakresie klimatu. Zgodnie z opublikowanym komunikatem, Komisja Europejska m.in. planuje wprowadzić do legislacji unijnej cel neutralności klimatycznej do 2050 r., podwyższyć ustalone cele redukcji gazów cieplarnianych do poziomu 50-55% do 2030 r. • W celu osiągnięcia realizacji tych planów, Komisja Europejska planuje w ciągu bieżącej kadencji zaproponować liczne regulacje z zakresu polityki energetyczno-klimatycznej i finansowania. 	<p>Komunikat Komisji ma neutralny wpływ na działalność GK PGNiG. Należy jednak spodziewać się wyzwań dla GK PGNiG związanych z aktami prawnymi, których przyjęcie zaproponowała Komisja Europejska</p>
<p>Pakiet Zrównoważone finansowanie</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Celem tzw. Pakietu zrównoważonego finansowania było przyjęcie regulacji harmonizujących zrównoważone finansowanie oraz promujące zrównoważone inwestycje. • W 2019 r. uzgodniono ostateczny kształt Pakietu zrównoważonego finansowania. Wprowadzono dwa nowe klimatyczne wskaźniki referencyjne, a także ustalono ramowe wymagania dla działalności gospodarczych chcących kwalifikować się jako inwestycje zrównoważone. • Również w 2019 r. powołana przez Komisję Europejską Grupa Ekspertów Technicznych ds. zrównoważonego finansowania opublikowała raporty mające stanowić techniczne wsparcie dla Komisji Europejskiej przy przygotowywaniu aktów wykonawczych i delegowanych, wydawanych na podstawie przyjętego Pakietu Zrównoważonego finansowania. • W 2020 r. należy spodziewać się rozpoczęcia prac nad aktami wykonawczymi i delegowanymi. 	<p>na obecnym etapie należy ocenić wpływ regulacji na działalność GK PGNiG jako neutralny</p>
<p>Pakiet „Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków”</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Pakiet „Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków” stanowi kompleksową reformę europejskiego otoczenia regulacyjnego dla sektora elektroenergetycznego. • Wszystkie procedury legislacyjne związane z Pakietem „Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków” zostały przyjęte ostatecznie w 2019 r. • Nowe regulacje m.in. podwyższyły poziom ambicji udziału energii z odnawialnych źródeł (Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych) do poziomu 32% do 2030 r. (z wcześniejszego celu 20% w 2020 r.), podwyższenie celu w zakresie efektywności energetycznej 32,5% (Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej). • Przyjęte nowe rozporządzenie rynkowe dla elektroenergetyki (Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej) wprowadziło również zharmonizowane wymogi dla mechanizmów mocy wytwórczych (tzw. mechanizmów mocy) m.in. poprzez wprowadzenie wymogów klimatycznych dla instalacji uczestniczących w tych mechanizmach. Jedynie instalacje, które emitują mniej niż 550 g CO₂/kWh, będą uprawnione do udziału w tych mechanizmach. Jednocześnie wprowadzono okres przejściowy do 2025 r. dla instalacji, które stały się operacyjne przed dniem wejścia w życie Rozporządzenia (4 lipca 2019 r.) oraz dla tych, wobec których podjęto zobowiązania w ramach mechanizmów mocy. 	<p>należy się spodziewać, że nowe regulacje dla rynku elektroenergetycznego będą miały neutralny wpływ na działalność GK PGNiG</p>

Dyrektywa w sprawie promowania ekologicznie czystych i energooszczędnych pojazdów transportu drogowego	<ul style="list-style-type: none"> W 2019 r. przyjęta została również rewizja Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/1161 z dnia 20 czerwca 2019 r. zmieniająca dyrektywę 2009/33/WE w sprawie promowania ekologicznie czystych i energooszczędnych pojazdów transportu drogowego (dalej: „Rewizja CVD”). Celem Rewizji CVD było zwiększenie obowiązku w zakresie udziału ekologicznie czystych i energooszczędnych pojazdów nałożonego na podmioty udzielające zamówień publicznych. W ostatecznym brzmieniu Rewizji CVD, ciężkie pojazdy napędzane na gaz ziemny (LNG/CNG) zakwalifikowane zostały jako pojazdy ekologicznie czyste. Oznacza to, że poprzez zamawianie takich pojazdów, zamawiający może osiągnąć cel w zakresie udziału ekologicznie czystych pojazdów w zamówieniach. Polska zobowiązana jest do zapewnienia, że do 2025 r. 32% autobusów będzie spełniało definicję ekologicznie czystego pojazdu; do 2030 udział ten powinien wzrosnąć do 46%. 	pozytywny wpływ na działalność GK PGNiG
Rozporządzenie NC CAM	<ul style="list-style-type: none"> Celem Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/459 z dnia 16 marca 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchylające rozporządzenie (UE) nr 984/2013 (dalej: „NC CAM”) jest wprowadzenie zharmonizowanych zasad alokacji przepustowości na połączeniach międzysystemowych. Harmonizacja ma ułatwić transgraniczny obrót gazem ziemnym na wypadek wystąpień zakłóceń w dostawach gazu. 	
EU ETS	<ul style="list-style-type: none"> Dyrektywa EU ETS (Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z dnia 14 marca 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814 - dalej: „Nowelizacja EU ETS”) miała na celu ograniczenie ilości uprawnień do emisji dostępnych w ramach europejskiego rynku handlu emisjami. Nowelizacja EU ETS utworzyła również celowy fundusz wspierający rozwój OZE, technologii niskoemisyjnych (przede wszystkim CCS/CCU) oraz technologii magazynowania energii. W 2019 r. Komisja Europejska przyjęła akt delegowany ustanawiający Fundusz Innowacji (Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2019/856 z dnia 26 lutego 2019 r. uzupełniające dyrektywę 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do działania funduszu innowacyjnego). Fundusz zostanie zasilony środkami pochodzącymi ze sprzedaży 450 milionów uprawnień do emisji CO₂, a jego celem będzie wspieranie rozwoju energetyki odnawialnej, rozwiązań dotyczących magazynowania energii oraz technologii wychwytywania i wykorzystywania dwutlenku węgla (CCS/CCU). Dodatkowo, w komunikacie „Europejski Zielony Ład”, Komisja Europejska zapowiedziała swoje plany w zakresie zmiany systemu EU ETS, tak by mechanizm handlu uprawnieniami do emisji wspierał wyższy poziom ambicji klimatycznych Unii Europejskiej. 	nowelizacja EU ETS wpłynęła na koszt uprawnień do emisji, a tym samym miała negatywny wpływ na działalność GK PGNiG
Rozporządzenie SoS	<ul style="list-style-type: none"> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (dalej: „Rozporządzenie SoS”). Celem Rozporządzenia SoS było zwiększenie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Unii Europejskiej i jej Państw Członkowskich oraz wprowadzenie regionalnych środków zwiększających bezpieczeństwo dostaw. W 2019 r. w dalszym ciągu prowadzone były prace w zakresie dostosowania krajowych ram regulacyjnych do nowych wymagań Rozporządzenia SoS. GK PGNiG prowadziła prace mające na celu dostosowanie procedury postępowania na wypadek wystąpień zakłóceń w dostawach gazu. 	
Rozporządzenie NC TAR	<ul style="list-style-type: none"> Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/460 z dnia 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur tarif przesyłowych dla gazu (dalej: „NC TAR”), którego celem jest zwiększenie przejrzystości struktur tarif przesyłowych i procedur ich ustalania poprzez m.in. określenie wymogów w zakresie publikowania informacji dotyczących ustalania przychodów operatorów systemów przesyłowych i określania różnych tarif przesyłowych i nie przesyłowych. W 2019 r. nie doszło do zmian treści NC TAR. 	

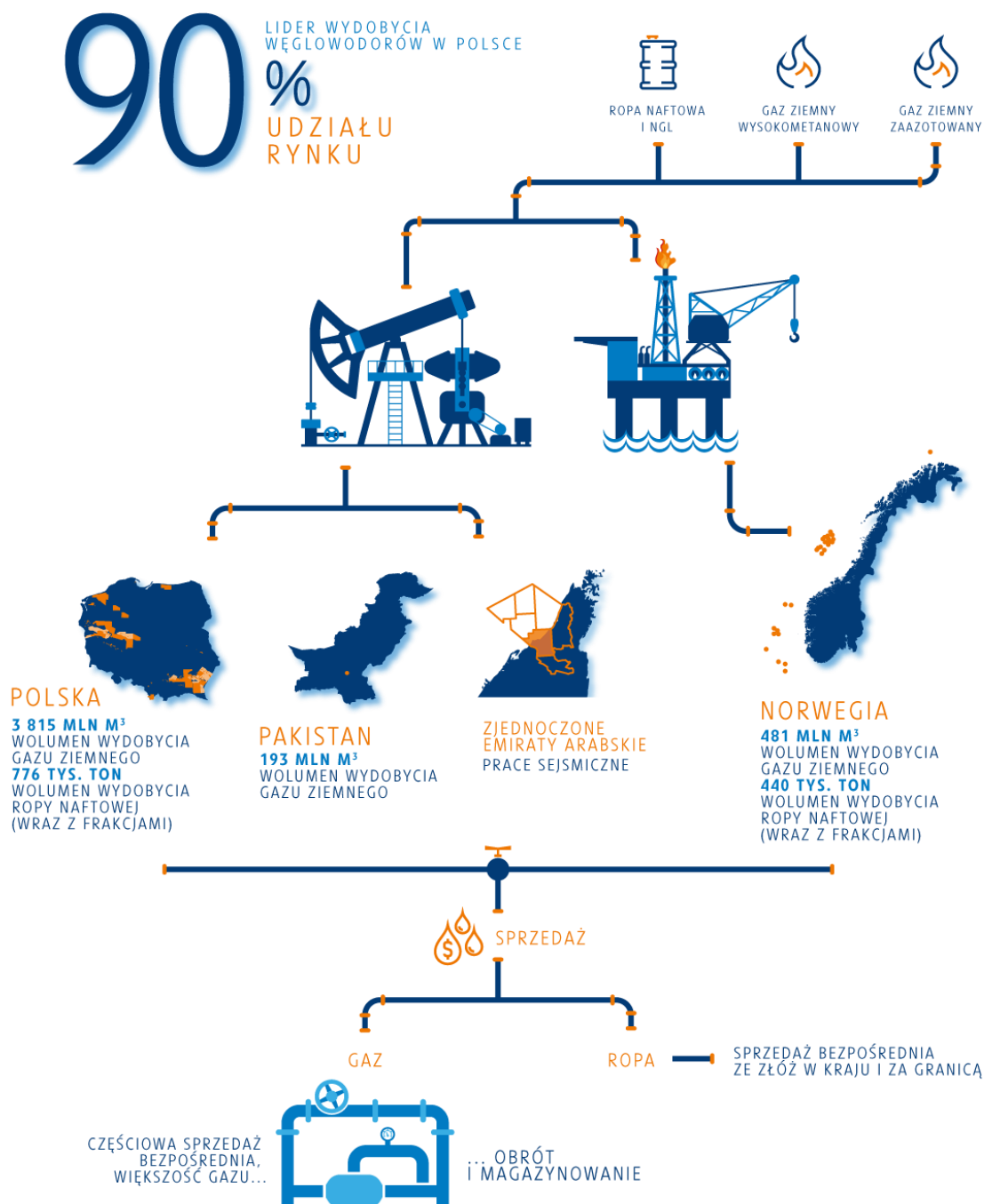
4. Działalność operacyjna w 2019 r.

4.1 Segment Poszukiwanie i Wydobywanie

Segment obejmuje cały proces poszukiwania oraz wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Podstawowa działalność segmentu jest realizowana w Polsce, Pakistanie oraz na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, natomiast działalności wspierająca prowadzona jest na całym świecie. Ponadto segment wykorzystuje na swoje potrzeby pojemności PMG Bonikowo i PMG Daszewo.



POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE



4.1.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne

Tabela 11 Wolumeny wydobycia gazu ziemnego GK PGNiG w podziale na kraje

mln m ³	2019		2018		2017		2016		2015	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Polska	3 815	3 815	3 808	3 808	3 839	3 881	3 967			
gaz wysokometanowy (E)	1 337	1 337	1 296	1 296	1 315	1 400	1 454			
gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	2 478	2 478	2 512	2 512	2 524	2 481	2 513			
Zagranica	674	193	738	200	698	576	625			
Norwegia (gaz wysokometanowy (E))	481	-	538	-	548	517	573			
Oddział PGNiG w Pakistanie (gaz zaazotowany Ls/Lw przeliczony na E)	193	193	200	200	150	59	52			
RAZEM (przeliczony na E)	4 489	4 008	4 546	4 008	4 537	4 458	4 591			

Tabela 12 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego z segmentu poza GK PGNiG w podziale na kraje

mln m ³	2019		2018		2017		2016		2015	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Polska	679	679	684	684	676	707	685			
gaz wysokometanowy (E)	25	25	26	26	30	53	52			
gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	654	654	658	658	646	645	633			
Zagranica	192	192	199	199	149	58	52			
Norwegia (gaz wysokometanowy (E))	-	-	-	-	-	24	1			
Oddział PGNiG w Pakistanie (gaz zaazotowany Ls/Lw przeliczony na E)	192	192	199	199	149	58	51			
RAZEM (przeliczony na E)	871	871	883	883	825	780	737			

Tabela 13 Wolumeny wydobycia i sprzedaży ropy naftowej* w GK PGNiG (wraz z frakcjami)

tys. ton	2019		2018		2017		2016		2015	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Wydobycie ropy naftowej*	1 216	771	1 345	818	1 257	1 318	1 428			
w Polsce	776	771	818	818	787	763	765			
w Norwegii	440	-	527	-	470	555	664			
Sprzedaż ropy naftowej*	1 210	771	1 410	817	1 270	1 347	1 391			
z wydobycia w Polsce	771	771	817	817	791	753	772			
z wydobycia w Norwegii	439	-	593	-	479	593	619			

* Razem z kondensatem i NGL.

Tabela 14 Wolumeny wydobycia pozostałych produktów

tys. ton	2019		2018		2017		2016		2015	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Gaz propan-butan	39	39	39	38	37	37	35			
LNG	20	20	21	21	22	26	25			
mln m³										
Hel	3	3	3	3	3	3	3			

Tabela 15 Wolumeny sprzedaży pozostałych produktów

tys. ton	2019		2018		2017		2016		2015	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Gaz propan-butan	39	39	39	39	37	37	35			
LNG	14	14	21	21	17	22	21			
mln m³										
Hel	3	3	3	3	3	3	3			

4.1.2 Działalność w Polsce

Działalność poszukiwawcza i wydobywcza na terenie Polski prowadzona jest przez PGNiG przy udziale m.in. spółek zależnych Exalo Drilling i Geofizyka Toruń. Oddział Geologii i Eksploatacji pełni rolę centrum kompetencyjnego z zakresu geologii poszukiwawczej, prac geologicznych, procesów inwestycyjnych dla obiektów górnictwa otworowego i eksploatacji złóż węglowodorów. Sprawuje nadzór merytoryczny nad eksploatacją złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, podziemnym składowaniem odpadów oraz podziemnym bezbiornikowym magazynowaniem gazu dla potrzeb eksploatacji. W strukturze PGNiG istnieją trzy wiodące Oddziały, które znajdują się w Sanoku, Zielonej Górze oraz Odolanowie.

Koncesje krajowe

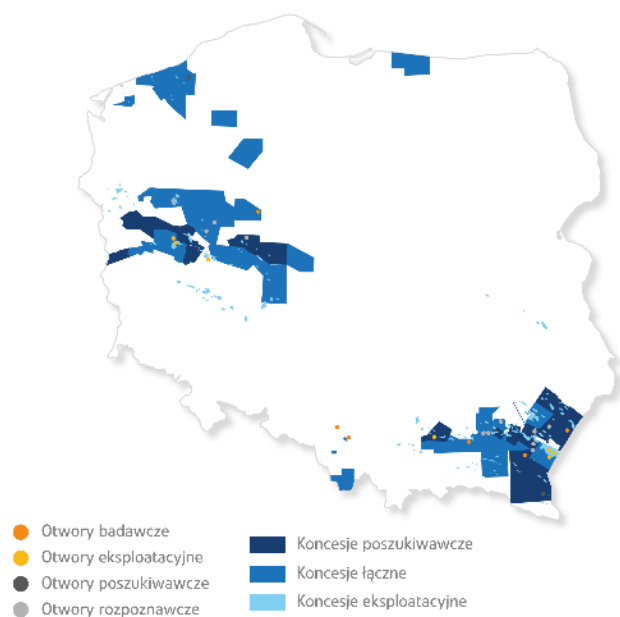
Na dzień 1 stycznia 2019 r. PGNiG posiadało 47 koncesji: 20 na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz 27 łącznych (na poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie). Na dzień 31 grudnia 2019 r. PGNiG posiadało 47 koncesji: 13 na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego (w tym 1 koncesji w procedurze przekształcenia) oraz 35 łącznych (na poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie).

W 2019 r. zakończono 21 postępowań w zakresie uzyskania, zmiany lub przekształcenia koncesji. Według stanu na dzień 31 grudnia 2019 r. w Ministerstwie Środowiska (obecnie Ministerstwo Klimatu) na przekształcenie oczekuje 1 obszar koncesyjny oraz 21 wniosków o uzyskanie lub zmianę koncesji. Zakończono również 16 postępowań w zakresie zatwierdzenia dodatków do projektów robót geologicznych.

Na dzień 31 grudnia 2019 r. PGNiG posiadało 202 koncesje, w tym 190 koncesji eksploatacyjnych, 3 – na podziemne składowanie odpadów oraz 9 – na podziemne magazynowanie gazu. W 2019 r. PGNiG przyznano 3 nowe koncesje eksploatacyjne (Jata, Babimost oraz Karmin), 40 zostało zmienionych, 16 wygaszono, a w przypadku 8 koncesji były prowadzone postępowania.

Prace prowadzone na własnych koncesjach

Rysunek 4 Koncesje PGNiG i odwierty w 2019 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Oddziału Geologii i Eksploatacji.

W 2019 r. PGNiG kontynuowało poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie Karpat, Przedgórze Karpat, Monokliny Sudeckiej i Niżu Polskiego zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Z 35 otworów wierconych w 2019 r. głębokość końcową osiągnęło 30 otworów, w tym: 4 badawcze, 3 poszukiwawcze, 12 rozpoznawczych oraz 11 eksploatacyjnych.

Na koniec 2019 r. wyniki złożowe uzyskano z 24 odwiertów (3 poszukiwawcze, 10 rozpoznawczych i 11 eksploatacyjnych). Wśród 24 odwiertów o znanych wynikach złożowych znalazło się: 21 odwiertów pozytywnych (w tym 1 poszukiwawczy, 10 rozpoznawczych i 10 eksploatacyjnych), 3 negatywne (w tym 2 poszukiwawcze i 1 eksploatacyjny, które nie uzyskały przemysłowego przyływu węglowodorów). Ponadto, zlikwidowano 2 odwierty badawcze (z uwagi na badawczy charakter prowadzonych prac nie podlega klasyfikacji złożowej).

W 2019 r. wykonane były również rekonstrukcje, testy złożowe oraz likwidacje otworów odwierconych we wcześniejszych latach – dotyczyło to: 5 otworów badawczych (w tym m.in.: 1 otwór jest w trakcie próbnej eksploatacji, 1 w trakcie testu złożowego, a 1 został zlikwidowany), 1 eksploatacyjny (otwór zlikwidowany), 7 poszukiwawczych (6 otworów zlikwidowanych, a 1 znajduje się w trakcie próbnej eksploatacji) oraz 7 rozpoznawczych (w tym m.in. 2 próby złożowe zakończyły się sukcesem, a w dwóch otworach trwa test złożowy).

Do nowych odwiertów podłączonych do eksploatacji na terenie działalności Oddziału Wydobywczego w Sanoku w 2019 r. należą: 2 odwierty na złożu Zagorzyce (Sędziszów-38K i Sędziszów-39K – eksploatacja w ramach testu długotrwałego, tymczasowe podłączenie w ramach odwiertów w ramach zgłoszenia prac), 1 odwiert na złożu Nosówka (Słotwinka-1), 1 odwiert na złożu Zagorzyce (Sędziszów-37), 1 odwiert na złożu Pruchnik-Pantalowice (Pantalowice-7K), 5 odwiertów na złożu Przemyśl (Przemyśl-288k, Przemyśl-302k, Przemyśl-305k, Przemyśl-286k, Przemyśl-47 – eksploatacja w ramach testu długotrwałego) oraz 1 odwiert na złożu Przeworsk (Przeworsk-24 – eksploatacja w ramach testu długotrwałego). Ponadto, w ramach testu długotrwałego włączono do eksploatacji 2 odwierty, czyli Kramarzędka-2H i Kramarzędka-1k.

Z kolei do nowych złóż podłączonych do eksploatacji na terenie działalności Oddziału Wydobywczego w Sanoku w 2019 r. należą złoża Olchowiec (odwiert Olchowiec-2 – eksploatacja w ramach testu długotrwałego) i Gnojnica (odwierty Gnojnica-2k i Gnojnica-3k – eksploatacja w ramach testu długotrwałego).

W 2019 r. na terenie Oddziału Wydobywczego w Zielonej Górze został podłączony do eksploatacji nowy odwiert Miłostaw-5k/H, na złożu Miłostaw.

Tabela 16 Kopalnie PGNiG

Liczba kopalni	Sanok	Zielona Góra
Kopalnie gazu ziemnego	18	10
Kopalnie ropy naftowej	5	1
Kopalnie ropy naftowej i gazu ziemnego	13	7
Razem	36	18

Prace prowadzone na koncesjach wraz z kontrahentami

W 2019 r. Spółka na obszarach koncesyjnych PGNiG współpracowała z innymi podmiotami takimi jak: LOTOS Petrobaltic S.A., ORLEN Upstream Sp. z o.o. oraz FX Energy Poland Sp. z o.o. (z dniem 01.01.2020 udziały FX Energy Poland Sp. z o.o. przejął ORLEN Upstream Sp. z o.o.).

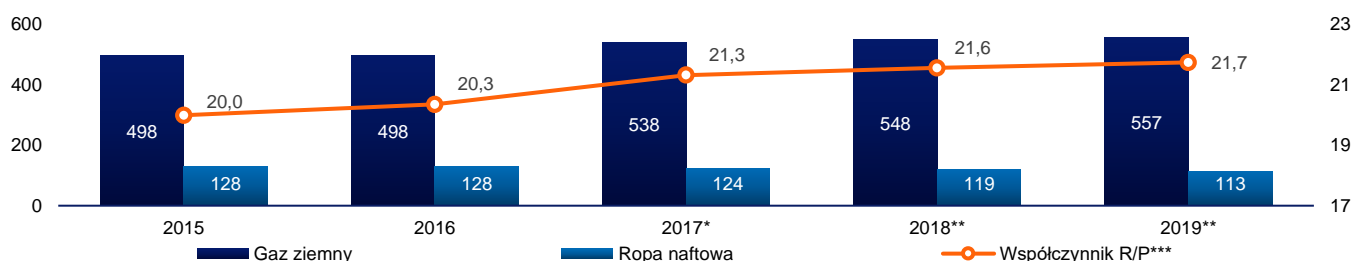
Na koncesjach PGNiG kontynuowane były prace na obszarach:

- „Płotki” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 12 maja 2000 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 49%. Rozpoczęto realizację zdjęcia sejsmicznego Rusocin 3D oraz przetwarzanie i interpretację danych sejsmicznych 3D w rejonie Boguszyn-Młodzikowo. Kontynuowano prace związane z zagospodarowaniem złoża gazu ziemnego Chwałęcín;
- „Poznań” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 1 czerwca 2004 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 49%. Rozpoczęto wiercenie otworu rozpoznawczego Pławce-3/3H, realizację zdjęcia sejsmicznego 3D Brzezie-Gołuchów i zakończono zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Miłosław (Miłosław-5K/H);
- „Bieszczady” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 1 czerwca 2007 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, Eurogas Polska Sp. z o.o. – 24% i Energia Bieszczady Sp. z o.o. – 25%. W dniu 20 lipca 2015 r. ORLEN Upstream sp. z o.o. objęła 49% udziałów w blokach koncesyjnych numer: 437, 438, 456, 457, 458 oraz we fragmentach bloków 417 i 436 należących do Eurogas Polska Sp. z o.o. i Energia Bieszczady Sp. z o.o. oraz tym samym została stroną umowy o wspólnych operacjach. W grudniu 2018 r. wygaszono koncesję na bloku 436, a w kwietniu 2019 r. na bloku 456. W dniu 30 października 2019 r. przekształcono koncesje na bloku 437 i 457 na koncesję łączną na poszukiwanie, rozpoznawanie i eksploatację złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. W marcu 2019 r. ukończono dokumentowanie prac sejsmicznych z tematu 2D Leszczowate. W lipcu 2019 r. zlikwidowano otwór Czarna Dolna-1 z powodu braku komercyjnego przyływu węglowodorów. W grudniu 2019 r. rozpoczęto wiercenie otworu poszukiwawczego Dylagowa-1;
- „Sieraków” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 22 czerwca 2009 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, ORLEN Upstream Sp. z o.o. – 49%. Kontynuowano prace analityczne i dokumentacyjne oraz podjęto decyzję o zagospodarowaniu złoża poprzez wykonanie otworu Sieraków-2H;
- „Górowo Hławieckie” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 31 grudnia 2014 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, LOTOS Petrobaltic S.A. – 49%. Wykonano prace sejsmiczne Miłaki 3D oraz ukończono interpretację sejsmiki. Przygotowano projekt prac geologicznych na wiercenie otworu Miłaki-1k - projekt zatwierdzony do realizacji w grudniu 2019 r.;
- Prace na koncesjach FX Energy Poland Sp. z o.o. prowadzone były na obszarze „Warszawa-Południe” (blok 255) na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 26 maja 2011 r. Udziały FX Energy Poland Sp. z o.o. (operator) wynoszą 51%, a PGNiG – 49%. W październiku 2017 r. PGNiG wypowiedziało Umowę o Wspólnych Operacjach. W 2019 r. zlikwidowano infrastrukturę Ośrodka Produkcyjnego Wilga (zlikwidowano odwiert Wilga 255-2, infrastrukturę na powierzchniową i gazociąg).

Zasoby wydobywalne

Stan zasobów wydobywalnych na dzień 31 grudnia 2019 r. z uwzględnieniem dokumentacji geologiczno-inwestycyjnych oraz dokumentacji rozliczających zasoby złożonych w Ministerstwie Klimatu bez wydanej decyzji Ministra to ok. 15,4 mln ton ropy naftowej oraz 86,4 mln m³ gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Wykres 12 Zasoby wydobywalne udokumentowane przez PGNiG w Polsce w latach 2015-2019 oraz współczynnik R/P w mln boe***

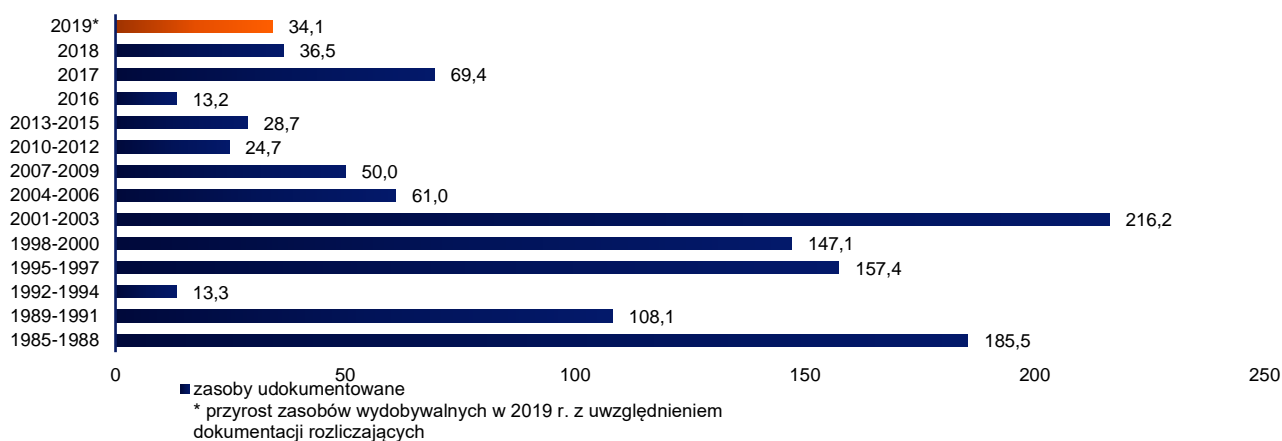


* Uwzględniono dodatkowo przyrosty zasobów z dokumentacji przyjętych przez Komisję Zasobów Kopalni, bez decyzji Ministra.

** Stan zasobów z uwzględnieniem dokumentacji geologiczno-inwestycyjnych oraz dokumentacji rozliczających zasoby złożonych w Ministerstwie bez wydanej decyzji Ministra.

*** Współczynnik wyrażający stosunek zasobów węglowodorów do poziomu produkcji.

Wykres 13 Zasoby wydobywalne udokumentowane przez PGNiG w Polsce w latach 1988-2019 w mln boe



Zagospodarowanie wydobywanych węglowodorów

Podstawowymi produktami sprzedawanymi w ramach segmentu jest gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropa naftowa. Część wydobywanego gazu zaazotowanego podlega dalszemu przetworzeniu na gaz wysokometanowy w odazotowniach w Odolanowie oraz Grodzisku Wielkopolskim gdzie uzyskuje się również m.in. LNG, gazowy i ciekły hel oraz ciekły azot. W wyniku oczyszczania ropy naftowej do parametrów handlowych uzyskiwane są produkty: kondensat ropy, siarka oraz mieszanina propan-butan.

Część gazu ziemnego wydobytego w Polsce sprzedawana jest bezpośrednio ze złóż do klientów spoza GK PGNiG jak również w ramach Grupy. Gaz ziemny wydobyty, a nie sprzedany w segmencie, przekazywany jest do sprzedaży do segmentu Obrót i Magazynowanie.

W obszarze handlu ropą naftową wydobywaną w Polsce w 2019 r., PGNiG kontynuuje swoją dotychczasową politykę sprzedażową współpracując z największymi podmiotami sektora paliwowego w Polsce i za granicą.

Kolejowe dostawy ropy naftowej realizowane są do Grupy LOTOS – Rafineria w Gdańsku oraz do spółki Orlen Południe S.A. Zakład Trzebinia (Grupa PKN Orlen). Transportem samochodowym surowiec dostarczany jest do Orlen Południe S.A. Zakład Jedlicze. Dostawy ropy realizowane są również transportem rurociągowym do firmy TOTSA TOTAL Oil Trading S.A. przy wykorzystaniu ropociągu PERN. Sprzedaż ropy naftowej w PGNiG jest oparta o rynkowe notowania cen tego surowca.

Otoczenie konkurencyjne

Wydobycie krajowe gazu ziemnego w Polsce w 2019 r. wyniosło ok. 42,5 TWh, z czego podmioty konkurencyjne względem PGNiG (głównie FX Energy Poland Sp. z o.o. - Grupa Orlen) wydobyły 0,7 TWh. W relacji do 2018 r. udział konkurencji w wydobywaniu krajowym utrzymał się na analogicznym poziomie 1,5%. Wolumen wydobywania, który zasilił sieć gazu wysokometanowego sieciowego wyniósł blisko 24,6 TWh.

Kluczowe projekty i inwestycje w Polsce

W 2019 r. nakłady inwestycyjne PGNiG w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie wyniosły 997 mln zł i były zbliżone do nakładów poniesionych w 2018 r. Do najważniejszych zadań realizowanych w 2019 r. należą:

- odwiercenie otworu badawczego Jaworze Górne 1 – 47,7 mln zł;
- odwiercenie otworu rozpoznawczego Rokietnica 6H – 23,6 mln zł;
- odwiercenie otworu poszukiwawczego Granówko 1 – 23,9 mln;
- odwiercenie otworu eksploatacyjnego Przemyśl 303K – 15,5 mln zł;
- odwiercenie otworu eksploatacyjnego Zbąszyń 11H – 22,3 mln zł;
- odwiercenie otworu rozpoznawczego Kramarzówka 3H – 22,3 mln zł;
- wykonanie szczelinowania i prób złożowych na otworze Dukla 3H – 12,5 mln zł.

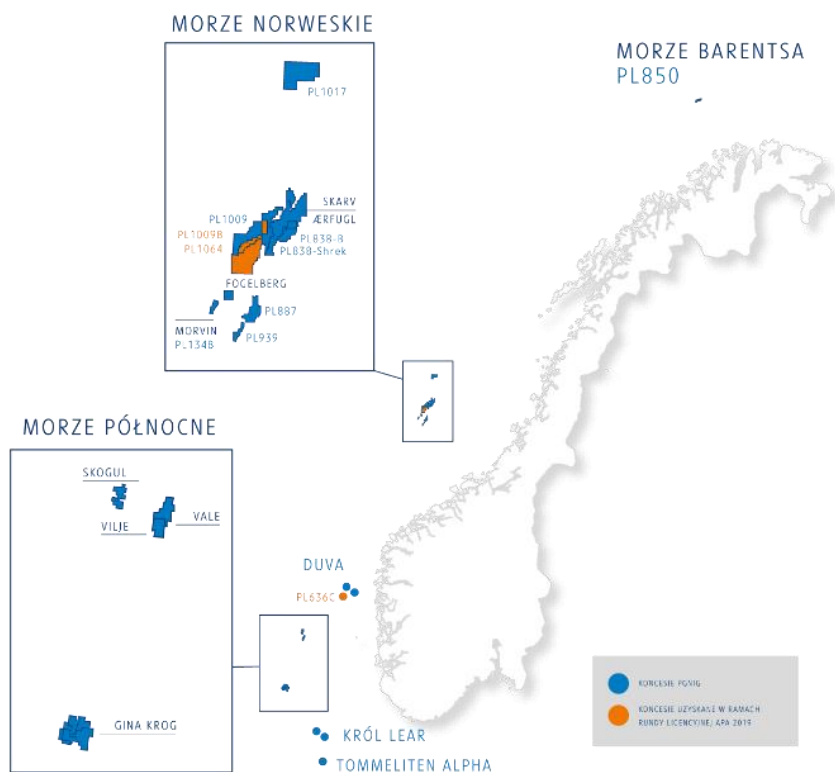
Łączne nakłady przewidziane przez PGNiG na działalność poszukiwawczą w kraju wyniosły 594 mln zł. Najważniejszymi zadaniami inwestycyjnymi (pod kątem wielkości przeznaczonych środków) w 2019 r. były m.in.:

- zagospodarowanie odwiertów Gnojnica 2K, 3K OZG Góra Ropczycka – KGZ Czarna Sędziszowska - 6,7 mln zł, inwestycja zakończona w 2019 r.,
- zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Miłosław – odwiert Miłosław 5K/H - 4,1 mln zł, inwestycja zakończona w 2019 r.,
- przebudowa Tłoczni Gazu Ziemnego Załęcze oraz modernizacja kotłowni – 11,6 mln zł, inwestycja zakończona w 2019 r.,
- zagospodarowanie odwiertu Przeworsk 24 – KGZ Jarosław – 2,3 mln, inwestycja zakończona w 2019 r.,
- blok energetyczny pad Gilowice 1 K – 6,7 mln, inwestycja zakończona w 2019 r.,
- modernizacja układu rurociągów w celu obniżenia ciśnienia pracy na OC Buszewo – 5,2 mln, inwestycja zakończona w 2019 r.

4.1.3 Działalność zagraniczna

Norwegia

Rysunek 5 Koncesje i złoża PGNiG UN



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PGNiG UN.

PGNiG UN posiada udziały w koncesjach wydobywczych i poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, zlokalizowanych na Morzach Norweskim, Północnym i Barentsa. Wspólnie z partnerami zajmuje się wydobywaniem węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog oraz zagospodarowaniem złóż Skogul, Ærfugl, Duva oraz Snadd Outer. Trwa również faza przygotowania koncepcji zagospodarowania złóż Tommeliten Alpha i King Lear. Na pozostałych koncesjach PGNiG UN realizuje projekty poszukiwawcze. PGNiG UN prowadzi działania zmierzające do zapewnienia stabilnych, przewidywalnych i długoterminowych dostaw gazu do Polski. Obejmują one zarówno zaangażowanie w projekt budowy infrastruktury między Norwegią, a Polską (projekt Baltic Pipe), jak i potencjalne akwizycje złóż gazowych w Norwegii. Więcej informacji na temat projektu Baltic Pipe znajduje się w [rozdział 3.1.2.](#)

W 2019 r. ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog spółka wydobyla 440 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami (w przeliczeniu na tonę ekwiwalentu ropy naftowej) i 0,48 mld m³ gazu ziemnego. Wydobycie ze złóż było niższe niż w analogicznym okresie poprzedniego roku, co jest wynikiem naturalnego szczyptywania złóż. Dodatkowo, wpływ na poziom wydobycia miał nieplanowany przestój technologiczny na złożach Vilje oraz Vale.

W 2019 r. kontynuowano zagospodarowanie złóż – Ærfugl i Skogul, w których PGNiG UN jest partnerem. W ramach obu projektów w 2019 r. dokonano instalacji urządzeń wydobywczych oraz przeprowadzono wiercenia odwiertów eksploatacyjnych. Operatorem obu tych złóż jest firma Aker BP. Rozpoczęcie wydobycia (czyli uruchomienie produkcji węglowodorów) z obu tych złóż planowane jest na 2020 r.

Ponadto, w I półroczu 2019 r. spółka PGNiG UN razem z partnerami kontynuowała zagospodarowanie złoża Gina Krog. Główne prace obejmowały wiercenie dodatkowych otworów do zatłaczania gazu w celu podniesienia poziomu wydobycia ropy naftowej. Zatłoczony gaz zostanie wydobyty ze złoża w okresie późniejszym.

W czerwcu 2019 r. PGNiG UN podpisał umowę nabycia 22,2% udziałów w licencjach PL146 i PL333, zawierających złożo gazowe King Lear. Operatorem licencji PL146 oraz PL333 jest Aker BP, który posiada 77,8% udziałów.

W lipcu 2019 r. PGNiG UN podpisało umowę z firmą Wellesley Petroleum AS na zakup 20% udziałów w licencjach PL636 i PL636B, zawierających złożo gazu Duva. Operatorem złoża jest Neptun Energy, posiadający 30% jego udziałów. Plan zagospodarowania złoża został zaakceptowany przez Norweskie Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii pod koniec czerwca 2019 r.

Transakcje zakupu udziałów w złożach King Lear oraz Duva zostały sfinalizowane w październiku 2019 r. W listopadzie 2019 r. PGNiG UN zwiększyło swoje zaangażowanie w projekt Duva, po podpisaniu umowy zakupu dodatkowych 10% udziałów w licencjach

PL636 i PL636B od Pandion Energy AS. Ostatnia transakcja została sfinalizowana w pierwszym kwartale 2020 r. Po jej rozliczeniu, udział PGNiG UN w złożu Duva wzrósł do 30%.

W wyniku opisanych transakcji, w 2019 r. PGNiG UN osiągnęła także istotny wzrost udokumentowanych zasobów ze 141,9 mln boe na początku roku do 169,4 mln boe na koniec 2019 r. Zmiana wynika głównie z nabycia udziałów w złożach King Lear oraz Duva. Wskazany wzrost zasobów nie uwzględnia transakcji nabycia dodatkowych 10% udziałów w złożu Duva od Pandion Energy AS, która została sfinalizowana na początku 2020 r.

W styczniu 2019 r. została rozstrzygnięta kolejna runda koncesyjna APA 2018 (Awards in Predefined Areas), w wyniku której PGNiG UN otrzymał udziały w 3 kolejnych nowych koncesjach poszukiwawczych PL838B, PL1009 oraz PL1017:

- 40% udziałów jako operator w koncesji PL838B, położonej na Morzu Norweskim i będącej rozszerzeniem koncesji PL838;
- 35% udziałów jako partner w koncesji PL1009 (Warka) na Morzu Norweskim. Koncesja ta położona jest w okolicy złoża Skarv, operatorem na tej koncesji został ConocoPhillips (65% udziałów);
- 50% udziałów jako operator w koncesji PL1017 (Copernicus) na Morzu Norweskim, położonej na wschód od złoża Aasta Hansteen. Partnerem na licencji jest Equinor (50%).

W ramach licencji PL1009 zobowiązanie koncesyjne obejmuje wykonanie odwiertu poszukiwawczego. W przypadku dwóch pozostałych koncesji w ciągu dwóch lat partnerzy koncesyjni wykonają stosowne analizy geologiczne i geofizyczne, których celem będzie dokładne oszacowanie potencjału naftowego objętych koncesjami obszarów. Po tym okresie zostaną podjęte decyzje o wierceniu otworów poszukiwawczych lub zwolnieniu koncesji bez wykonywania wierceń (Drill or Drop).

W styczniu 2020 r. została rozstrzygnięta kolejna runda koncesyjna APA 2019 (Awards in Predefined Areas), w wyniku której PGNiG UN otrzymał udziały w 3 kolejnych nowych koncesjach poszukiwawczych:

- Koncesja PL636C jest rozszerzeniem koncesji PL636, w obrębie której leży złożo gazu ziemnego i ropy naftowej o nazwie Duva. Operatorem na tym złożu jest firma Neptun Energy Norge (30% udziałów), a obok PGNiG UN pozostałymi partnerami są Idemitsu i Pandion Energy oraz Sval Energy.
- Koncesja PL1009B jest poszerzeniem koncesji PL1009, gdzie PGNiG UN wspólnie z firmą ConocoPhillips planuje wiercenie otworu poszukiwawczego przed końcem 2020 r. W tej koncesji PGNiG UN otrzymało 35% udziałów, a rolę operatora pełni na niej ConocoPhillips (65%).
- Koncesja PL1064, w której PGNiG UN otrzymało 30% udziałów, znajduje się niedaleko złoża Skarv, w bezpośrednim sąsiedztwie koncesji PL1009 i PL1009B. Operatorem na niej została firma ConocoPhillips (40% udziałów), a drugim obok PGNiG UN partnerem – firma Aker BP (30%).

Nowe koncesje charakteryzują się potencjałem gazowym. Wszystkie trzy koncesje są zlokalizowane w pobliżu istniejącej infrastruktury produkcyjnej i gazociągów, co zdecydowanie ułatwia i przyspiesza proces ewentualnego ich zagospodarowania. Koncesje PL1009B oraz PL1064 są zlokalizowane w pobliżu największego w portfelu aktywów PGNiG UN złoża, jakim jest Skarv oraz w pobliżu złoża Åsgard, co umożliwi wykorzystywanie własnych doświadczeń w poszukiwaniu ropy i gazu w tym regionie.

PGNiG UN wspólnie z partnerami kontynuowała również prace na pozostałych koncesjach poszukiwawczych. W II połowie 2019 r., w ramach koncesji PL838 spółka wykonała odwiert poszukiwawczy i odkryła złożo Shrek. Tym samym, PGNiG UN zostało pierwszą polską spółką, która wykonała odwiert na Morzu Norweskim w roli operatora. Koncesja PL838 znajduje się na Morzu Norweskim i przylega bezpośrednio do obszaru licencyjnego złóż Skarv i Ærfugl, gdzie PGNiG posiada 12 proc. udziałów jako partner.

W lutym 2020 r. PGNiG UN zawarł umowę z Aker BP na zakup udziałów w złożu Alve Nord i zwiększenie udziałów w złożu Gina Krog. W wyniku transakcji udziały PGNiG UN w złożu Gina Krog zwiększa się o 3,3 pkt. proc. do 11,3%. W zamian PGNiG UN przekaże do Aker BP 5% udziałów. w niedawno odkrytym przez siebie złożu Shrek na koncesji PL838. W ramach tej samej umowy, PGNiG UN kupi również 11,92% udziałów w koncesji PL127C obejmującej nieeksploatowane jeszcze złożo gazowe Alve Nord.

Na dzień 31 grudnia 2019 r. PGNiG UN posiadało udziały w 26 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, w tym 4 operatorskie. Na początku 2020 r. liczba posiadanych koncesji uległa zwiększeniu do 31. Wzrost ten jest związany z rozstrzygnięciem ostatniej rundy koncesyjnej (3 koncesje) oraz transakcją z Aker BP (2 koncesje).

Tabela 17 Złoża PGNiG UN

Koncesja	Operator	Udział	Rodzaj złoża	Rodzaj	Planowane działania
PL029C (Gina Krog)	Equinor	29,63% (8% w projekcie)	Złożo ropno-gazowe	Poszukiwawcza/ Zagospodarowanie	Produkcja Poszukiwania
PL036D (Vilje)	Aker BP	24,243%	Złożo ropne	Produkcja	Produkcja
PL044	ConocoPhillips	30% dla poszukiwań (42,38% w Tommeliten Alpha)	Złożo gazowo-kondensatowe	Poszukiwawcza/ Zagospodarowanie	Poszukiwania/ Przygotowanie koncepcji zagospodarowania
PL036 (Vale) PL249 (Vale)	Spirit	24,243%	Złożo kondensatowo-gazowe	Poszukiwawcza/ Produkcja	Produkcja
PL146 (King Lear)	AkerBP	22,2%	Złożo gazowo-kondensatowe	Poszukiwawcza/ Przygotowanie zagospodarowania	Przygotowanie koncepcji zagospodarowania
PL333					
PL134B (Morvin) PL134C (Morvin)	Equinor	6%	Złożo ropne	Produkcja	Produkcja, Poszukiwania

PL212 (Skarv)		15%		Poszukiwawcza/	Produkcja, zagospodarowanie
PL212B (Skarv)	AkerBP	(11,9175% w projekcie)	Złoże ropno-gazowe	Zagospodarowanie/Produkcja	złoża Ærfugl (uruchomienie produkcji w 2020)
PL212E (Snadd Outer)	AkerBP	15%	Złoże gazowo-kondensatowe	Zagospodarowanie	Projekt realizowany wspólnie z zagospodarowaniem Ærfugl
PL433 (Fogelberg)	Spirit	20%	Złoże gazowo-kondensatowe	Poszukiwawcza/Rozpoznanie	Analiza wyników testu produkcyjnego
PL460 (Skogul)	Aker BP	35%	Złoże ropne	Poszukiwawcza/Zagospodarowanie	Zagospodarowanie (planowane uruchomienie produkcji w 2020)
PL636 (Duva)	Neptune	20%	Złoże gazowo-kondensatowe	Zagospodarowanie	Zagospodarowanie (planowane uruchomienie produkcji w 2021 r.)
PL636B	Neptune	20%		Poszukiwawcza	Decyzja o wierceniu odwiertu ma zostać podjęta w 2020 r.
Op.PL838 (Tunfisk/Shrek)	PGNiG	40%	Złoże ropne	Poszukiwawcza	Odkrycie złoża w wyniku odwiertu w 2019 r., analizy dotyczące zagospodarowania
Op.PL838B	PGNiG	40%		Poszukiwawcza	Analiza potencjału poszukiwań z wykorzystaniem danych ze złoża Shrek
PL839 (Nise/Storkobbe)	AkerBP	11,9175%		Poszukiwawcza	Interpretacja sejsmiki
PL850 (Ulv)	Edison	20%		Poszukiwawcza	Decyzja DoD* Maj 2020 r.
PL887 (Novus East)	PGNiG	40%		Poszukiwawcza	Decyzja DoD* Luty 2020 r.
PL939 (Egyptian Vulture)	Equinor	30%		Poszukiwawcza	Decyzja DoD* Marzec 2020 r.
PL941 (Gronlifielet)	AkerBP	20%		Poszukiwawcza	Decyzja DoD* Marzec 2020 r.
PL1009	ConocoPhillips	35%		Poszukiwawcza	Zobowiązanie do odwiercenia odwiertu do Marca 2021 r.
PL1017	PGNiG	50%	-	Poszukiwawcza	Decyzja DoD* Marzec 2021 r.

Decyzja DoD (Drill or Drop) – decyzja o dalszym zaangażowaniu w projekt i odwierceniu otworów poszukiwawczych lub zrezygnowanie z koncesji.

Złoża w fazie produkcji

Złoże Skarv rozpoczęło produkcję w grudniu 2012 r. Obecnie zagospodarowane jest 16 odwiertami podłączonymi do pięciu podmorskich płyt fundamentowych przygotowanych do podłączenia kolejnych 7 odwiertów, co zapewnia dużą elastyczność do dalszych prac związanych z licencją Skarv. Skarv FPSO ma założony długi okres użytkowania – platforma stanowi atrakcyjne centrum wydobywczo transportowe dla kolejnych odkryć w regionie.

Zasoby na koniec 2019 r.: ok. 17,7 mln boe, w tym 10,6 mln boe gazu ziemnego i 4,7 mln boe ropy naftowej + NGL

Złoże Gina Krog to złożo ropno-gazowe, na którym produkcja rozpoczęła się w czerwcu 2017 r. przy wykorzystaniu 5 odwiertów. W chwili obecnej liczba odwiertów została zwiększona do 14, z czego 4 wykorzystywane są do zatłaczania gazu, co pozwala na optymalne szcerpanie zasobów ropy naftowej. Złoże zostało zagospodarowane w oparciu o budowę nowej platformy oraz wykorzystanie pływającej jednostki o pojemności 850 tys. bbl do magazynowania ropy naftowej, skąd - z pośrednim przeładunkiem na morzu - ropa jest następnie transportowana dalej tankowcami. Surowy gaz przesyłany jest z kolei na platformę Sleipner, z której trafia do sieci gazociągów Gassled. Kondensat oraz NGL są przesyłane do instalacji przetwórczych w Kårstø w Norwegii.

Zasoby na koniec 2019 r.: ok. 13,8 mln boe, w tym 6,2 mln boe gazu ziemnego i 5,5 mln boe ropy naftowej + NGL

Złoże Vilje jest usytuowane w centralnej części Morza Północnego. W sąsiedztwie złoża znajdują się instalacje Alvheim oraz Heimdal. Złoże zagospodarowane jest metodą podmorską z 3 odwiertami połączonymi rurociągami z pływającą platformą Alvheim FPSO.

Zasoby ropy naftowej na koniec 2019 r.: ok. 3,4 mln boe

Złoże Vale jest złożem gazowo-kondensatowym zlokalizowanym na obszarze Morza Północnego i zostało odkryte w 1991 r. Mimo przestojów, jakie miały miejsce w 2018 oraz 2019 r., w najbliższych latach zakłada się zwiększony poziom produkcji ze złoża Vale w związku z ostatnimi inwestycjami dokonanymi w ramach platformy Heimdal.

Zasoby na koniec 2019 r.: ok. 1,3 mln boe, w tym 0,8 mln boe gazu ziemnego i 0,5 mln boe ropy naftowej

Złoże Morvin zlokalizowane na obszarze Morza Norweskiego zostało odkryte w 2001 r. Wydobywanie realizowane jest poprzez dwie płyty fundamentowe na dnie morza. Wspólny rurociąg łączy Morvin z platformą Åsgard B.

Zasoby na koniec 2019 r.: ok. 0,9 mln boe, w tym 0,3 mln boe gazu ziemnego i 0,5 mln

Złoża w fazie zagospodarowania

Złoże Tommeliten Alpha jest złożem gazowo-kondensatowym zlokalizowanym na Morzu Północnym w bezpośrednim sąsiedztwie złoża Ekofisk. Charakteryzuje się możliwością dalszego zwiększenia zasobów, a koncesja PL044 posiada znaczny potencjał do prowadzenia dalszych poszukiwań złóż. Według obecnego harmonogramu rozpoczęcie produkcji zakładane jest w 2024 r.

Zasoby Tommeliten Alpha na koniec 2019 r.: ok. 55,5 mln boe, w tym 37,6 mln boe gazu ziemnego i 15,6 mln boe ropy naftowej + NGL

Złoża Ærfugl oraz Snadd Outer są złożami gazowo-kondensatowymi odkrytymi w ramach obszaru licencyjnego Skarv. Złoża znajdują się w fazie wiercenia 6 dodatkowych odwiertów. Odwierty z obydwu złóż w ramach wspólnego zagospodarowania będą podłączone do Skarv FPSO z wykorzystaniem obecnie istniejącej infrastruktury do dalszego przesyłu. Harmonogram zakłada uruchomienie produkcji z fazy pierwszej zagospodarowania w czwartym kwartale 2020 r. oraz z fazy drugiej zagospodarowania w czwartym kwartale 2021 r.

Zasoby Ærfugl na koniec 2019 r.: ok. 26,4 mln boe, w tym 19 mln boe gazu ziemnego i 3,1 mln boe ropy naftowej + NGL

Zasoby Sandd Outer na koniec 2019 r.: ok. 5,8 mln boe, w tym 4,4 mln boe gazu ziemnego i 0,5 mln boe ropy naftowej + NGL

Złoże Skogul to złożo ropne zlokalizowane na obszarze Morza Północnego w pobliżu złoża Vilje. Plan zagospodarowania obejmuje wykonanie 1 odwiertu podłączonego do instalacji podmorskiej na złożu Vilje, a następnie wykorzystanie istniejącej infrastruktury, w tym platformy Alvheim FPSO. Projekt znajduje się obecnie w finalnej fazie realizacji. Rozpoczęcie produkcji przewidziane jest na koniec pierwszego kwartału 2020 r.

Zasoby na koniec 2019 r.: ok. 3,3 mln boe, w tym 0,3 mln boe gazu ziemnego i 3 mln boe ropy naftowej

Złoże Duva to złożo gazowo-ropne na głębokości 2200 m o dobrych właściwościach zbiornikowych. Zlokalizowane jest w północnej części Morza Północnego, w pobliżu złoża Gjøa. Duva została odkryta w 2016 r., a plan jej zagospodarowania został zatwierdzony w 2019 r. i obejmuje zainstalowanie podmorskiej płyty fundamentowej, przygotowanej do podłączenia 4 odwiertów produkcyjnych. Strumień szczyptywanych zasobów złoża będzie kierowany za pomocą podmorskich rurociągów na platformę Gjøa w celu przetworzenia wydobytych węglowodorów i ich eksportu.

Na koniec 2019 r. trwały prace inwestycyjne przy zagospodarowaniu złoża. Uruchomienie eksploatacji przewidziane jest na przełom 2020 i 2021 r. Duva będzie eksploatowana poprzez stopniowe obniżanie ciśnienia złożowego, gdzie w początkowym okresie produkcji wydobywana w pierwszym rzędzie będzie ropa naftowa, a następnie w coraz większym stopniu od 2023 r. gaz ziemny.

Na koniec 2019 Spółka posiadała 20% udziałów w złożu. Na początku 2020 r. udziały zostały zwiększone o kolejne 10%

Zasoby na koniec 2019 r.: ok. 18,2 mln boe, w tym 10,3 mln boe gazu ziemnego i 5,6 mln boe ropy naftowej + NGL (zasoby nie uwzględniają dodatkowych 10% udziałów w złożu)

Złoże King Lear jest złożem gazowo-kondensatowym zlokalizowanym na Morzu Północnym. Zgodnie z danymi Norweskiego Dyrektariatu Naftowego jego udokumentowane zasoby wydobywalne wynoszą 9,2 mld m sześć. gazu oraz 6,5 mln m sześć. ropy naftowej. Udział PGNiG UN w tym złożu to 22,2%. W 2019 r. trwały prace dotyczące opracowania koncepcji zagospodarowania złoża. Proces inwestycyjny planowany jest w latach 2021-24, a uruchomienie produkcji zakładane na 2025 r. Zgodnie z aktualnymi danymi operatora złoża, po uruchomieniu produkcji, wydobycie gazu w części przypadającej na PGNiG UN powinno wynieść ok. 0,25 mld m³ rocznie.

Zasoby na koniec 2019 r.: ok. 22,3 mln boe, w tym 13,6 mln boe gazu ziemnego i 9,3 mln boe ropy naftowej + NGL

Złoża w fazie poszukiwania / rozpoznania

Złoże Fogelberg jest złożem gazowym-kondensatowym na obszarze Morza Norweskiego, zlokalizowanym na północny wschód od złoża Morvin. W trakcie 2019 r. nadal trwały analizy danych pozyskanych z odwiertu wykonanego w 2018 r., które koncentrowały się głównie na produktywności złoża oraz określeniu zasobów wydobywalnych.

Złoże Shrek jest złożem ropnym zlokalizowanym w bezpośrednim sąsiedztwie platformy Skarv FPSO. Złoże zostało udokumentowane za sprawą odwiertu poszukiwawczego wykonanego w 2019 r., którego operatorem był PGNiG UN. Według wstępnych wycień zasoby wydobywalne węglowodorów w nowo odkrytym złożu Shrek na koncesji PL838 mieszczą się w przedziale między ok. 19 a 38 mln boe (baryłek ekwiwalentu ropy naftowej), co potwierdził Norweski Dyrektariatu Naftowy (NPD).

Sprzedż węglowodorów

Ropa naftowa sprzedawana jest bezpośrednio ze złożeń spółkom Shell International Trading and Shipping Company Ltd (ze złożeń Skarv, Vilje, Vale i Gina Krog) i TOTSA Total Oil Trading S.A. (ze złoża Morvin). Na wszystkich złożach, z wyjątkiem Vilje, wraz z ropą naftową wydobywany jest również gaz ziemny, który przesyłany jest gazociągiem głównie do Niemiec, gdzie odbiera go spółka z Grupy PGNiG (PST).

Od stycznia 2019 r. stopa podatku dochodowego w Norwegii (Corporate Tax) została obniżona z 23% do 22% i została zrównoważona podniesieniem specjalnego podatku węglowodorowego (Special Petroleum Tax) z 55% do 56% oraz obniżką ulgi inwestycyjnej (Uplift) z 21,2% do 20,8%. Marginalna stopa podatkowa od działalności wydobywczej pozostała na poziomie 78%. Wprowadzone zmiany mają minimalny wpływ na działalność biznesową spółki.

Pakistan

Oprócz prac prowadzonych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, Grupa działa w Pakistanie. PGNiG poprzez swój Oddział Operatorski prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar z 18 maja 2005 r. pomiędzy PGNiG, a rządem Pakistanu. Poszukiwania w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd. (PPL), zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG (operator) – 70%, PPL – 30%. W toku dotychczasowych prac poszukiwawczych na terenie koncesji odkryto dwa złoża gazu ziemnego Rehman i Rizq.

Zasoby na koniec 2019 r. (gazu ziemnego zaazotowanego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy, przypadający dla PGNiG): ok. 6,94 mld m³ (44,7 mln boe) w tym na złożu Rehman 5,07 mld m³ (32,6 mln boe) i Rizq 1,87 mld m³ (12,1 mln boe)

Eksploatacja ze złożeń Rehman i Rizq prowadzona jest za pomocą kopalni na złożu Rehman. Udział PGNiG w produkcji ze złożeń Rehman i Rizq, prowadzonej 8 odwiertami w 2019 r., wyniósł ok. 193 mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy. Pozytywny wynik złożowy uzyskał otwór eksploatacyjny Rehman-5 (prace rozpoczęte we wrześniu 2018 r.) oraz Rehman-6 (prace rozpoczęte w I połowie 2019 r.), a na otworze Rizq-3 trwają wiercenia.

W ramach kontynuacji prac poszukiwawczych w 2019 r. Oddział w Pakistanie zakończył podstawowy processing danych sejsmicznych: 3D na obszarze potencjalnego złoża W1 oraz zdjęcia sejsmicznego 2D na obszarze potencjalnego złoża W2.

Zjednoczone Emiraty Arabskie

W grudniu 2018 r. PGNiG wygrało przetarg na nabycie praw w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania węglowodorów na lądowym bloku nr 5 w emiracie Ras Al Khaimah. W ramach wygranej rundy Spółka objęła 90% udziałów w tym bloku o powierzchni 619 km². PGNiG podpisało umowy z Ras Al Khaimah Petroleum Authority i RAK GAS LLC w styczniu 2019 r. W wyniku kontynuacji prac w emiracie został zarejestrowany Oddział PGNiG, który uzyskał stosowną licencję na prowadzenie działalności oraz rozpoczęto prace sejsmiczne.

Libia

Wobec gwałtownego pogorszenia się sytuacji bezpieczeństwa w Libii, jakie miało miejsce z początkiem II połowy 2014 r., PGNiG UNA zgłosiła do National Oil Corporation (NOC) Siłę Wyższą. Sytuacja polityczna w 2019 r. nie uległa znaczącej zmianie w stosunku do 2018 r. PGNiG UNA prowadziła uzgodnione z NOC działania zmierzające do ograniczenia wpływu siły wyższej.

Kluczowe projekty i inwestycje zagraniczne

Łączne nakłady przeznaczane przez PGNiG na działalność wydobywczą za granicą wyniosły 147 mln zł, w tym nakłady inwestycyjne poniesione w Pakistanie w 2019 r. wyniosły 136 mln zł i były o 45% wyższe niż w 2018 r.

2019 r. był rekordowy dla PGNiG UN pod względem wysokości nakładów inwestycyjnych, które przekroczyły 3,24 mld NOK. W 2019 r. nakłady inwestycyjne poniesione w Norwegii (bez uwzględnienia kwoty z tytułu akwizycji) wyniosły 1,58 mld NOK. W 2019 r. spółka podejmowała działania mające na celu utrzymanie wydobycia z obecnych złóż przy zachowaniu dobrych wyników operacyjnych, poprzez inwestycje w:

- eksploatację dodatkowych odwiertów na złożu Gina Krog w I połowie 2019 r.;
- zagospodarowanie złóż Ærfugl i Skogul;
- akwizycje i zagospodarowanie złoża Duva. W 2020 r. na złożu zostaną wykonane trzy odwierty eksploatacyjne – dwa z nich będą produkowały ropę naftową, a jeden – gaz ziemny. Plan zagospodarowania umożliwi wykonanie dodatkowego odwiertu do produkcji ropy;
- przygotowania koncepcji zagospodarowania złoża Tommeliten Alpha;
- akwizycję złoża King Lear.

4.1.4 Działalność wspierająca segment w Polsce i za granicą

Usługi geofizyczne oraz prace sejsmiczne

GEOFIZYKA Toruń wypracowała pozycję lidera w sektorze badań geofizycznych w Europie, a jej podstawową działalnością są usługi z zakresu geofizyki poszukiwawczej (akwizycja, przetwarzanie i kompleksowa interpretacja danych sejsmicznych) oraz wiertniczej (pomiar geofizyczny w otworach i ich interpretacja). W 2019 r. realizowała zadania:

- w zakresie akwizycji danych sejsmicznych w: Polsce, Niemczech, Holandii, Wielkiej Brytanii, Węgrzech, Gruzji, Egipcie, Mozambiku, Zjednoczonych Emiratach Arabskich;
- w zakresie przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych w: Polsce, Holandii, Austrii, Indiach, Pakistanie, Kolumbii, Meksyku;
- w zakresie geofizyki wiertniczej i pomiarów parametrów wiertniczo-gazowych rynkiem zbytu usług była Polska i Słowacja.

GEOFIZYKA Toruń w związku ze swoją podstawową działalnością prowadzi również prace w zakresie B+R+I poprzez różne projekty innowacyjne m.in. metodę akwizycji danych sejsmicznych dla wielokanałowych zdjęć satelitarnych. W 2019 r. w ramach Oddziału Geologii i Eksploatacji PGNiG wykonano 383,4 km sejsmiki 2D oraz 343,4 km² sejsmiki 3D.

Prace wiertnicze oraz usługi serwisowe

W 2019 r. Oddział Geologii i Eksploatacji PGNiG wiercenia prowadził w 35 otworach o łącznym metrażu 78,9 kmb.

Należąca do GK PGNiG spółka EXALO świadczy usługi z zakresu prac sejsmicznych i serwisowych oraz wykonywania odwiertów zarówno dla Grupy, jak i na rzecz podmiotów zewnętrznych. Spółka jest jednym z wiodących europejskich przedsiębiorstw z sektora wierceń lądowych. Do najważniejszych kontraktów realizowanych w 2019 r. przez EXALO należały m.in.:

- na rzecz PGNiG: obsługa zakupionego urządzenia wiertniczego klasy 2000 KM oraz świadczenie usług serwisowych w zakresie m.in. wiercenia oraz robót górniczych oraz dokonanie odwiertów w Pakistanie;
- na rzecz podmiotów zewnętrznych: dokonanie odwiertów dla klientów w Pakistanie, Czadzie, Kazachstanie oraz zapewnienie serwisu na Ukrainie w ramach kontraktu wiertniczego.

Podziemne magazyny gazu

W ramach segmentu funkcjonują dwa magazyny gazu zaazotowanego z (PMG Daszewo i PMG Bonikowo), których głównymi zadaniami jest regulowanie pracy systemu gazu zaazotowanego oraz zagospodarowanie gazu z kopalń gazu zaazotowanego.

Wskazane magazyny są traktowane odrębnie od magazynów gazu wysokometanowego (wchodzących w skład segmentu Obrót i Magazynowanie) ze względu na inny rodzaj składowanego surowca oraz funkcję.

Tabela 18 Podziemne Magazyny Gazu (PMG)

	Pojemność czynna mln m ³	Maksymalna moc odbioru mln m ³ /dobę	Maksymalna moc zatłaczania mln m ³ /dobę
Bonikowo	200	2,4	1,7
Daszewo	60	0,4	0,2

Poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie złóż metanu z pokładów węgla

W 2019 r. kontynuowano prace związane z projektem poszukiwania, rozpoznawania oraz wydobywania złóż metanu z pokładów węgla Geo-Metan II. Więcej informacji na temat projektu Geo-Metan znajduje się w [rozdziale 4.6, sekcja Geo-Metan II](#).

4.1.5 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość

Polska

Prognozowane wydobycie w Polsce w 2020 r. to 3,9 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), natomiast ropy naftowej wraz z kondensatem: 0,7 mln ton.

W 2020 r. na terenie działalności Oddziału Wydobywczego w Sanoku planowane są prace związane m. in. z:

- zagospodarowaniem i podłączeniem odwiertów: Sędziszów (-38K, -39K – zakończenie procesu inwestycyjnego, uzyskanie pozwolenia na użytkowanie, przekazanie obiektu do Oddziału w Sanoku), Gilowice-3K, -4H, Przemysł (-49, -287, -289K, -290K, -), Kramarzędka -3H, Przeworsk (-26, -27K, -28, -29), Kraczkowa-3, Jastrzębiec-2, -3, Palikówka (-10K, -13K), Mirocin -65, -66, -67, -68, -69, Królewska Góra -1, -2K.

Natomiast w Oddziale Zielona Góra planowane są prace związane m.in. z:

- rozbudową kopalń ropy naftowej i gazu ziemnego - KRNiGZ Dębno i KRNiGZ Lubiatów;
- zagospodarowaniem złóż: Różańsk, Babimost i Zbąszyń, Rokietnica, Kamień Mały,
- zagospodarowaniem odwiertów: Grotów (-4, -10, -12), Sieraków-2H, Borowo-5, Granówko-1, Szczepowice-1, Turkowo-2.

Na terenie działalności Oddziałów Wydobywczych PGNiG będą realizowały także inne projekty inwestycyjne mające głównie na celu utrzymanie lub zwiększenie wydobycia węglowodorów – należą do nich m.in. prace z zakresu zabudowy sprzężarek gazu czy modernizacji układu rurociągów i gazociągów przesyłowych.

Zagranica

Norwegia

PGNiG UN monitoruje i analizuje potencjalne projekty upstreamowe na Norweskim Szelfie Kontynentalnym w celu pozyskiwania nowych obszarów koncesyjnych w procesie odkupienia udziałów od innych firm naftowych w obszarach interesujących spółkę (Farm In) lub przez wymianę udziałów pomiędzy własnymi koncesjami a obszarami interesującymi spółkę (Farm Down).

PGNiG UN kontynuować będzie, jako partner, wydobycie węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog oraz zagospodarowanie złóż Skogul, Ærfugl, Duva, Tommeliten Alpha, King Lear. Uruchomienie wydobycia węglowodorów z koncesji Skogul oraz Ærfugl. planowane jest w 2020 r.

Pakistan

Na 2020 r. w ramach prac rozpoznawczo – eksploatacyjnych zaplanowano ukończenie wiercenia, testy i podłączenie do produkcji otworu eksploatacyjnego Rizq-3 oraz wykonanie otworu eksploatacyjnego Rehman-7. Równolegle do prac wiertniczych, Oddział PGNiG w Pakistanie prowadzić będzie prace związane z rozbudową mocy instalacji wydobywczych i podłączaniem kolejnych otworów do eksploatacji. Na 2020 r. przewidziano do podłączenia odwierty Rehman-6, Rehman-7 oraz Rizq-3. W ramach kontynuacji prac poszukiwawczych, Oddział w Pakistanie planuje ukończenie zaawansowanego processingu zdjęć sejsmicznych 3D na obszarze potencjalnego złoża W1 oraz zdjęcia sejsmicznego 2D na obszarze potencjalnego złoża W2.

Pozostałe kierunki

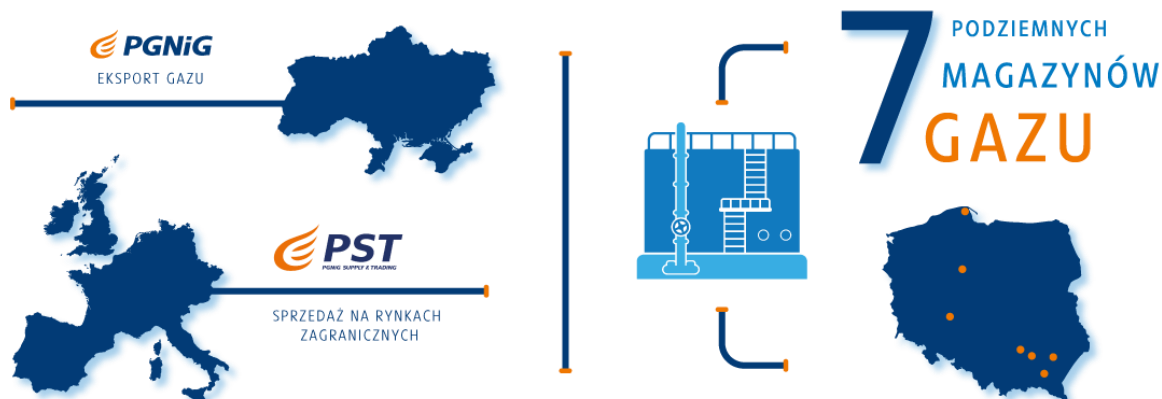
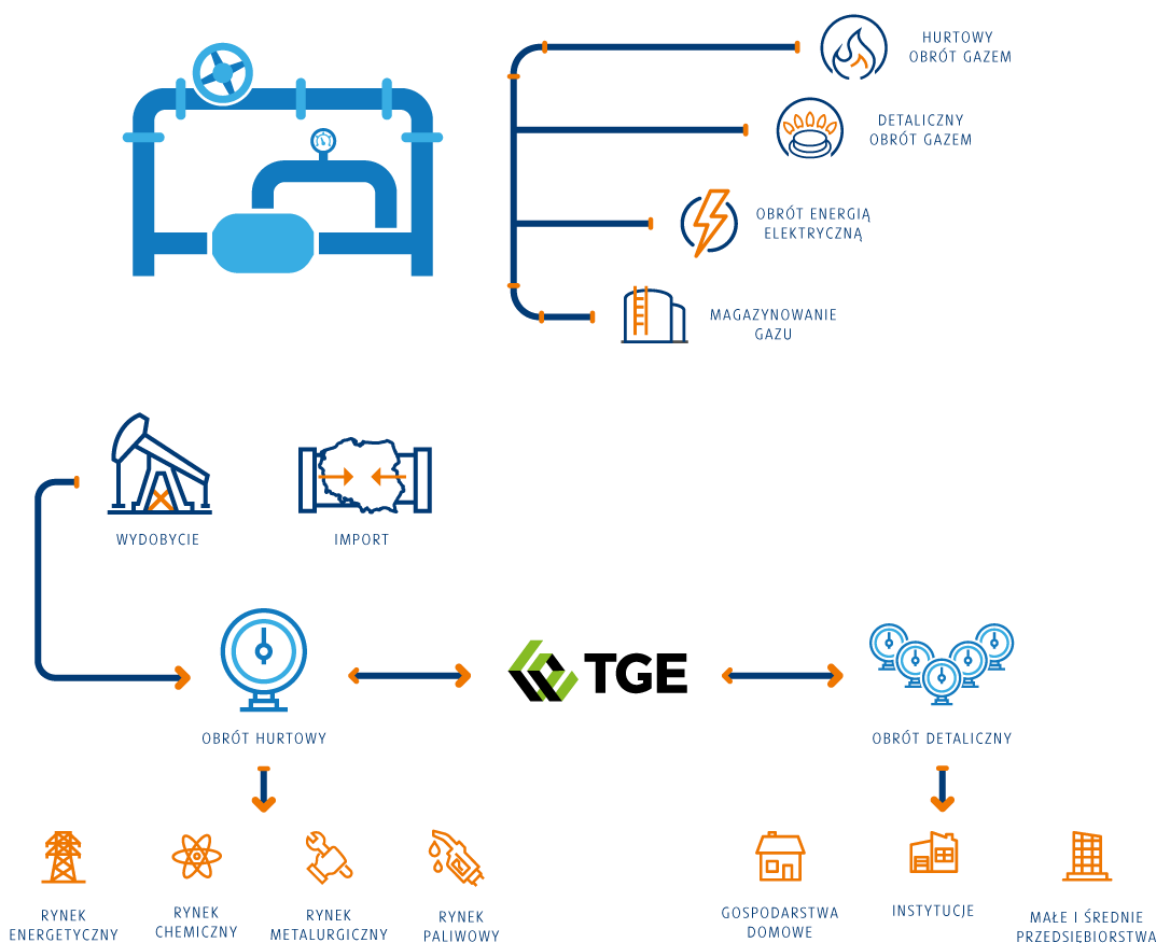
W obszarze usług sejsmicznych planowane prace na 2020 r. obejmują m.in. akwizycje danych sejsmicznych 3D w kraju (głównie dla PGNiG) i za granicą, w tym: w Niemczech, Holandii, Bułgarii, Chorwacji, Zjednoczonych Emiratach Arabskich oraz zdjęć 2D w Mozambiku.

4.2 Segment Obrót i Magazynowanie

Segment sprzedaje w Polsce gaz wydobywany ze złóż krajowych i gaz importowany, a GK PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Poprzez spółki PST (sprzedaż hurtowa) i PST Europe Sales GmbH (sprzedaż detaliczna), GK PGNiG rozwija swoją działalność w głównie w Niemczech, Holandii i Austrii. Ponadto, segment prowadzi działalność handlową na rynkach energii elektrycznej, świadectw pochodzenia energii oraz uprawnień do emisji CO₂, a także ropy naftowej (od 2018 r. przez PST). Segment wykorzystuje siedem podziemnych magazynów gazu oraz świadczy usługę biletową w zakresie magazynowania gazu na rzecz klientów zewnętrznych.



OBRÓT I MAGAZYNOWANIE



4.2.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne

Tabela 19 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego poza GK PGNiG

mln m ³	2019		2018		2017	2016	2015
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	29 031	16 464	27 440	16 132	25 261	22 818	21 596
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	751	262	721	232	701	671	611
RAZEM (przeliczony na E)	29 782	16 726	28 161	16 364	25 962	23 489	22 207
w tym:							
PGNiG – Sprzedaż hurtowa	16 726	16 726	16 364	16 364	16 159	13 734	12 415
PGNiG OD – Sprzedaż detaliczna	7 815	-	7 868	-	7 617	7 245	7 753
PST – Sprzedaż hurtowa/detaliczna	5 242	-	3 929	-	2 186	2 510	2 039

Tabela 20 Struktura odbiorców gazu ziemnego w Polsce poza GK PGNiG w segmencie OiM

mln m ³	2019		2018	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Odbiorcy domowi	4 152	0	4 107	-
Handel, usługi, hurt	1 597	342	1 859	351
Zakłady azotowe	2 272	2 264	2 325	2 319
Elektrownie i ciepłownie	1 927	1 749	1 836	1 661
Rafinerie i petrochemia	2 020	2 013	2 111	2 105
Pozostali odbiorcy przemysłowi	2 968	903	2 741	991
Giełda	9 061	8 910	8 802	8 486
Eksport z Polski	544	544	451	451
Razem sprzedaż w segmencie OiM poza GK PGNiG	24 541	16 726	24 232	16 364

Tabela 21 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego za granicą poza GK PGNiG (z wyłączeniem eksportu gazu z Polski)

mln m ³	2019	2018	2017	2016	2015
	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	5 242	3 929	2 186	2 384	2 039
RAZEM (przeliczony na E), w tym:	5 242	3 929	2 186	2 384	2 039
PST – Sprzedaż hurtowa/detaliczna	5 242	3 929	2 186	2 384	2 039

Tabela 22 Struktura odbiorców gazu ziemnego PST

mln m ³	2019		2018	
	mln m ³	Udział %	mln m ³	Udział %
Odbiorcy domowi	32	1%	38	1%
Pozostali odbiorcy przemysłowi	230	4%	32	1%
Handel, usługi, hurt	2 677	51%	2 388	61%
Giełda	2 303	44%	1 471	37%
Razem sprzedaż poza GK PGNiG	5 242	100%	3 929	100%

Tabela 23 Struktura odbiorców energii elektrycznej PGNiG w segmencie OiM

	2019		2018	
	GWh	Udział %	GWh	Udział %
Odbiorcy końcowi	-	-	0,1	-
Przedsiębiorstwa obrotu	492,1	6%	1 951,4	29%
Rynek bilansujący	353,0	5%	712,5	10%
Giełda	6 713,3	85%	3 851,0	57%
Wytwórcy	324,6	4%	305,2	4%
Razem sprzedaż PGNiG	7 883,0	100%	6 820,2	100%

Tabela 24 Pojemności czynne i udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych

	Pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³)		Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³)		Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (GWh)	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
	GIM Kawerna	825	825	813	813	8 915
IM Wierzchowie	1 200	1 200	1 200	1 200	13 166	13 166
GIM Sanok	1 050	1 050	1 050	1 050	11 521	11 521
Razem	3 075	3 075	3 063	3 063	33 602	33 602

* Przeliczenie dla paliwa gazowego o cieple spalania 39,5 MJ/m³.

4.2.2 Obszar działalności hurtowej

Działalność w Polsce

Za sprzedaż hurtową gazu ziemnego wydobywanego ze złóż krajowych oraz importowanego gazociągami i drogą morską, odpowiada PGNiG. Spółka poprzez wyspecjalizowaną komórkę organizacyjną – Oddział Obrotu Hurtowego – prowadzi handel: gazem ziemnym, gazem LNG, ropą naftową, energią elektryczną, uprawnieniami do emisji CO₂ i prawami majątkowymi. OOH jest również odpowiedzialny za politykę importową i dywersyfikację źródeł dostaw paliwa gazowego do Polski.

PGNiG w ramach wykonywanej działalności posiada koncesję na obrót paliwami gazowymi, obrót gazem ziemnym z za granicą, wytwarzanie energii elektrycznej, obrót energią elektryczną, skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego.

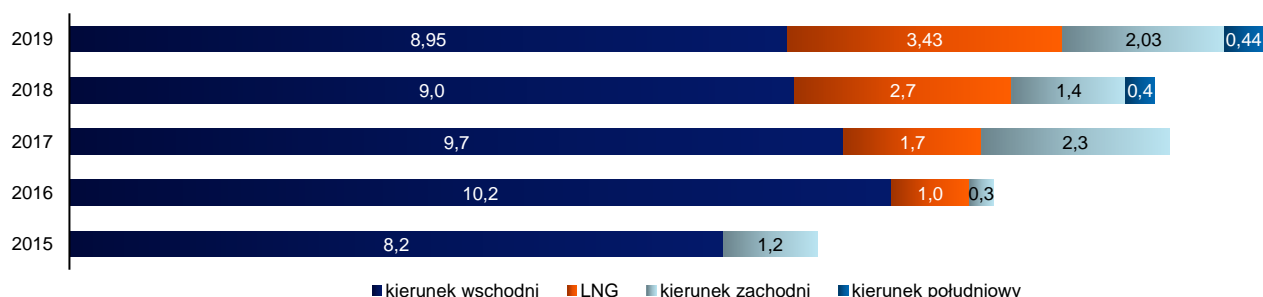
Import gazu

W 2019 r. PGNiG kupowało gaz ziemny głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów długoterminowych:

- kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 r. z PAO Gazprom/OOO Gazprom Export, obowiązującego do 2022 r. (tzw. kontrakt jamalski);
- umowy sprzedaży skroplonego gazu ziemnego z dnia 29 czerwca 2009 r. z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3), obowiązującej do 2034 r. (tzw. kontrakt katarski) oraz umowy dodatkowej do umowy długoterminowej z marca 2017 r. (obowiązuje od początku 2018 r. do 2034 r.);
- umowy sprzedaży / zakupu skroplonego gazu ziemnego z dnia 8 listopada 2018 r. Cheniere Marketing International, LLP, obowiązującą do 2042 r.

Dostawy realizowane były również w ramach średnio- i krótkoterminowych umów na dostawy sieciowe oraz LNG (m.in. 5-letni kontrakt, który wszedł w życie w 2019 r., na dostawę 9 ładunków gazu skroplonego z Centrica LNG Company Limited).

Wykres 14 Dostawy gazu ziemnego do Polski z zagranicy w latach 2015-2019 w mld m³



W 2019 r. zakupy gazu z importu wyniosły 162,9 TWh (14,9 mld m³). Zmniejszyły się zakupy gazu z kierunku wschodniego – zakupiono o 1,0 TWh (ok. 0,1 mld m³) gazu mniej z tego kierunku względem 2018 r. Istotnie wzrosły dostawy LNG z poziomu 29,8 TWh (2,7 mld m³) w 2018 r. do poziomu 37,6 TWh (3,4 mld m³) w 2019 r.

W 2019 r. PGNiG podjęło dalsze kroki w celu dywersyfikacji kierunków pozyskiwania gazu oraz budowy portfela. W dniu 12 września 2019 r. zawarto aneks do umowy długoterminowej z dnia 28 września 2018 r. na dostawy gazu skroplonego z firmą Venture Global Plaquemines LNG, LLC. Przedmiotem aneksu było 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 umowy, 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.

PGNiG aktywnie wspiera działania mające na celu budowę połączenia dającego Polsce bezpośredni dostęp do gazu ze złóż na Morzu Północnym. W styczniu 2018 r. została zawarta umowa na świadczenie usług przesyłu gazu w okresie od 1 października 2022 r. do 30 września 2037 r., w ramach procedury Open Season 2017 projektu Baltic Pipe dotyczącej przesyłu gazu z Norwegii do Polski przez Danię. Zawarcie umów przesyłowych z operatorami systemów przesyłowych, tj. GAZ-SYSTEM oraz Energinet o łącznej wartości 8,1 mld zł było ostatnim etapem Open Season 2017. Więcej informacji na temat projektu Baltic Pipe znajduje się w [rodziale 3.1.2.](#)

Renegocjacja warunków cenowych w ramach kontraktu z OOO Gazprom Export

W 2019 r. PGNiG kontynuowało rozpoczęte formalnie 1 listopada 2014 r. działania mające na celu zmianę warunków cenowych kontraktu jamalskiego. W dniu 29 czerwca 2018 r. Trybunał Arbitrażowy wydał wyrok częściowy w postępowaniu arbitrażowym z powództwa PGNiG przeciwko OOO Gazprom Export. Na mocy wyroku częściowego Trybunał Arbitrażowy *ad hoc*:

- ustalił, że w listopadzie 2014 r. PGNiG złożyło ważny i skuteczny wniosek o renegocjację ceny kontraktowej;
- ustalił, że spełniona została przesłanka opisana w kontrakcie jamalskim, uprawniająca PGNiG do żądania obniżenia ceny kontraktowej za gaz dostarczany przez OOO Gazprom Export na podstawie kontraktu jamalskiego, potwierdzając tym samym, że co do zasady roszczenie PGNiG o ustalenie nowej, niższej ceny kontraktowej jest zasadne;
- ustalił, wbrew twierdzeniom OOO Gazpromu Export, że ma prawo zmienić cenę kontraktową w granicach żądania pozwu, jednocześnie uznając, że pierwotne żądanie Spółki w zakresie nowej formuły cenowej jest zbyt daleko idące, przy czym jednocześnie Trybunał Arbitrażowy *ad hoc* orzekł, że kwestia ustalenia nowej ceny kontraktowej będzie rozstrzygnięta w dalszym etapie postępowania.

Zgodnie z zapisami kontraktu jamalskiego, nowa cena kontraktowa ustalona przez Trybunał Arbitrażowy powinna obowiązywać z mocą wsteczną od dnia 1 listopada 2014 r.

W dniach odpowiednio 1 listopada 2017 r. i 7 grudnia 2017 r. PGNiG i OOO Gazprom Export złożyły kolejne wnioski o renegocjację warunków cenowych.

Oświadczenie woli zakończenia kontraktu jamalskiego

W dniu 15 listopada 2019 r. PGNiG przekazało do PAO Gazprom i OOO Gazprom Export oświadczenie woli zakończenia obowiązywania kontraktu jamalskiego z dniem 31 grudnia 2022 r. Natomiast 12 grudnia 2019 r. Spółka ogłosiła, że Trybunał Arbitrażowy zakończył postępowanie dowodowe w sprawie i oczekuje wyroku końcowego w lutym lub marcu 2020 r.

Dostawy gazu LNG

W 2019 r. PGNiG odebrało w sumie 31 ładunków LNG do Polski 2,46 mln ton LNG, tj. około 37,58 TWh lub 3,43 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji, w tym:

- 18 ładunków w ramach kontraktów długoterminowych z Qatargas, a wolumen importu z Kataru wyniósł 1,65 mln ton, czyli około 25,08 TWh lub około 2,17 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji;
- 10 dostaw spot,
- 2 dostawy na bazie kontaktu średnioterminowego GK PGNiG z Centrica;
- 1 ładunek w ramach kontraktu długoterminowego zawartego z Cheniere.

Sprzedaż gazu przez PGNiG

Klienci nabywają od PGNiG paliwo gazowe po cenach rynkowych, zgodnie z formułami oraz mechanizmami wynikającymi z zawartych umów. Umowy zawierane przez Spółkę uwzględniają indywidualne wyceny sporządzane przy zastosowaniu jednolitej, obiektywnej metody wyceny. Rozliczenia z odbiorcami oparte są o formuły cenowe lub ceny stałe wyznaczone na podstawie indeksów giełdowych.

W 2019 r. z powodzeniem kontynuowano strategię sprzedaży, w wyniku której PGNiG utrzymało portfel dotychczasowych klientów. Głównymi odbiorcami gazu ziemnego PGNiG w Polsce są odbiorcy przemysłowi. Do największych odbiorców gazu ziemnego należą m.in.: PKN Orlen S.A., Polska Grupa Energetyczna S.A., KGHM Polska Miedź S.A., Grupa Kapitałowa ArcelorMittal, Grupa Lotos S.A. oraz Grupa Azoty S.A.

W czerwcu 2019 r. Grupa Azoty S.A. złożyła oświadczenie ws. przedłużenia do 30 września 2022 r. obowiązywania kontraktów na dostawy gazu ziemnego, zawartych 21 czerwca 2017 r.. Łączna wartość 4-letnich kontraktów, tj. obejmujących okres dostaw od 1 października 2018 r. do końca września 2022 r., szacowana jest na ponad 8 mld zł.

Sprzedaż gazu wysokometanowego sieciowego PGNiG na polskim rynku w 2019 r. wyniosła 175 TWh (ok. 16 mld m³). W porównaniu do analogicznego okresu w 2018 r., w którym sprzedaż PGNiG wyniosła 172 TWh (15,7 mld m³), odnotowano wzrost o 1,7%.

Sprzedaż gazu przez PST

W 2018 r. PST otworzyło oddział w Polsce. w celu nawiązania kontaktu z klientami na dostawy energii w Polsce i całej Europie, bazując na posiadanych kontaktach z oddziałami międzynarodowych firm.

W 2019 r. przeniesiono wyodrębniony portfel klientów z PGNiG do PST (ostatni kontrakt został przeniesiony w styczniu 2020 r.). W trakcie roku PST pozyskało 3 nowych klientów. Spółka uzyskała członkostwo na TGE i otworzyła biuro obrotu w Warszawie.

W 2019 r. PST dostarczało gaz do 20 klientów oraz 37 punktów dostawy w Polsce.

Eksport

W 2019 r. PGNiG kontynuowało sprzedaż gazu ziemnego na rynek ukraiński poprzez współpracę z ukraińską Grupą ERU. W 2019 r. Spółka sprzedała na rynek ukraiński 544 mln m³ (5,97 TWh) gazu ziemnego.

PGNiG zawarło umowy z ukraińskimi operatorami gazociągów przesyłowych i magazynów gazu na Ukrainie (Transmission System Operator of Ukraine LLC oraz JSC Ukrtransgaz). Spółka monitoruje możliwości rozwoju działalności na rynku ukraińskim.

Sprzedaż gazu na TGE realizowana przez PGNiG

Wolumen gazu sprzedanego przez PGNiG na TGE w 2019 r. (liczony po dacie dostawy w 2019 r.) wyniósł 97,8 TWh (8,91 mld m³) i wzrósł w porównaniu do 2018 r. o około 4,7 TWh.

Sprzedaż gazu LNG małej skali

W 2019 r. PGNiG rozwijało swoją działalność na rynku LNG małej skali, czyli sprzedaży gazu za pomocą transportu cysternami skroplonego gazu do zakładów lub stacji regazyfikacyjnych, które nie mają dostępu do sieci dystrybucyjnej. Systematycznie rośnie wolumen paliwa, które trafia do odbiorców końcowych w postaci skroplonej. W 2019 r. w Świnoujściu załadowano 2 306 cystern LNG, podczas gdy w 2018 r. – 1 794 ładunków, a w 2017 r. – 1 523. W 2019 r. Spółka wprowadziła na rynek 59,2 tys. ton LNG, z czego przez Świnoujście – 39,9 tys. ton, natomiast sprzedaż z Odolanowa i Grodziska wyniosła 20,1 tys. ton. Łącznie w okresie

2016-2019 Spółka wprowadziła na rynek 195,5 tys. ton LNG, z czego przez Świnoujście –107,7 tys. ton, natomiast sprzedaż z Odolanowa i Grodziska wyniosła 87,8 tys. ton.

Sprzedaż energii elektrycznej

PGNiG w zakresie działalności na rynku energii elektrycznej zajmuje się przede wszystkim obrotem hurtowym. Łączna sprzedaż energii elektrycznej do przedsiębiorstw obrotu i na giełdzie stanowiła w 2019 r. ponad 90% całości sprzedaży energii elektrycznej.

PGNiG realizowało usługi w ramach umowy bilansowania handlowego na rzecz PGNiG OD i GK PGNiG TERMIKA.

Rynek mocy

W wyniku aukcji zorganizowanych przez Polskie Sieci Energetyczne w 2018 i 2019 r. (związane z wdrożeniem rynku mocy oraz tzw. obowiązkami mocowym) PGNiG zawarła następujące umowy:

- elektrownia przy PMG Wierzchowice, roczne umowy na dostawy latach 2021-2024 (moc netto 17 MW);
- zespół jednostek wytwórczych Radoszyn-Lubiatów-Połęcko, roczne umowy na dostawy latach 2021-2023 (moc netto 4,5 MW), w 2024 r.;
- zespół jednostek wytwórczych Radoszyn-Lubiatów, roczna umowa na dostawy w 2024 r., moc netto 3,5 MW.

Perspektywy obrotu hurtowego w Polsce

W efekcie podjęcia decyzji inwestycyjnych przez operatorów przesyłowych Polski i Danii, a tym samym zgody na wspólną realizację projektu Baltic Pipe, PGNiG uzyska możliwość pozyskiwania kontraktów na dostawy gazu z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego (ze złóż własnych oraz z importu).

W perspektywie średnio- i długoterminowej PGNiG kierować się będzie realizacją warunków wynikających z długoterminowych kontraktów w zakresie odbioru minimalnych ilości kontraktowych (kontrakt jamalski) oraz zakontraktowanych ilości LNG – zarówno na warunkach delivery ex-ship (Qatargas i Cheniere – od 2019 r.), jak i free-on-board (Venture Global LNG, Inc., Port Arthur LNG, LLC – w perspektywie od 2023 r.), z uwzględnieniem tego, że kontrakty free-on-board dają PGNiG możliwość elastycznej sprzedaży LNG na rynkach zagranicznych.

W przypadku wystąpienia nieprzewidzianego wzrostu zapotrzebowania na paliwo gazowe PGNiG będzie dokonywać zakupów gazu ziemnego w ramach umów krótkoterminowych na rynkach ościennych lub na rynku LNG. Planowana rozbudowa terminala LNG w Świnoujściu – na I etapie do 7,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie, a następnie nawet do 10 mld m³ rocznie – umożliwi dostarczenie do Polski zwiększonych ilości gazu LNG.

Działalność hurtowa za granicą

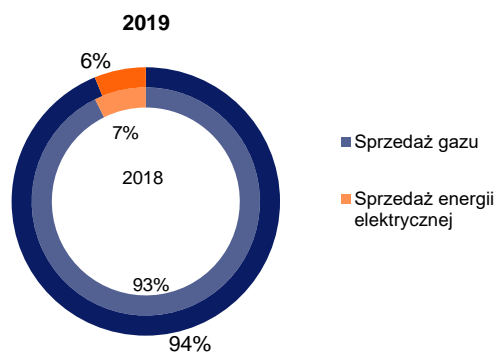
GK PGNiG rozwija swoją działalność w Europie w obszarach sprzedaży hurtowej i sprzedaży dla klientów końcowych, poprzez spółki PST (sprzedaż hurtowa) i PST Europe Sales GmbH (sprzedaż detaliczna). PST w ramach wykonywanej działalności posiada koncesję na obrót paliwami gazowymi.

Spółka aktywnie uczestniczy w handlu na zorganizowanych rynkach (giełdach) oraz w obrocie pozagiełdowym (OTC) współpracując z ponad 100 kontrahentami na bazie kontraktów EFET (umowy ramowe dotyczące obrotu gazem i energią elektryczną) oraz podobnych standaryzowanych kontraktach. W celu prowadzenia działalności handlowej na globalnym rynku LNG, spółka utworzyła oddział w Londynie. Więcej informacji na temat projektu Biura w Londynie znajduje się w [rozdział 4.2.2. w sekcji Dostawy gazu LNG](#).

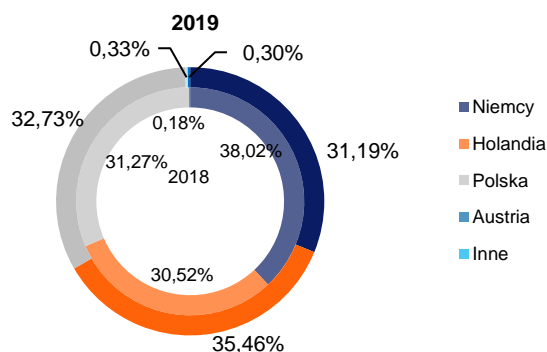
PST działa w Niemczech i krajach sąsiednich: Austrii, Czechach, Holandii oraz na brytyjskim rynku gazu (NBP) i osiągnęła gotowość operacyjną we Francji i w Polsce. PST jest także zarejestrowana jako spedytor w Danii, na Słowacji i od 2018 r. na Węgrzech. PST pełni rolę animatora rynku na giełdzie PEGAS na obszarze rynkowym hubu gazowego GASPOOL.

PST kontynuuje działalność w zakresie obrotu transakcjami terminowymi na ropę Brent na giełdzie ICE Futures Europe oraz zabezpieczenia dostawy LNG poprzez giełdę – ICE Futures U.S. Spółka prowadzi również handel energią elektryczną na rynku niemieckim, w ramach transakcji giełdowych (EEX) oraz na rynku pozagiełdowym (OTC).

Wykres 15 Struktura sprzedaży PST wraz ze spółkami zależnymi według produktów (wolumenowo)



Wykres 16 Struktura sprzedaży PST wraz ze spółkami zależnymi według krajów (wolumenowo)



Sprzedaż produktów i działalność w 2019 r.

W 2019 r. w ramach transakcji giełdowych i pozagiełdowych PST sprzedało 84,2 TWh gazu dostarczanego gazociągiem, 10,4 TWh LNG, 5,5 TWh energii elektrycznej. Największym rynkiem jest Polska, gdzie sprzedano 40% wolumenu, natomiast udział rynków holenderskiego i niemieckiego w sprzedaży wyniósł odpowiednio 32% i 27%.

Do głównych umów PST obowiązujących w 2019 r. należy zaliczyć umowę o świadczenie usługi biletowej w zakresie utrzymania obowiązkowych zapasów magazynowych gazu w Polsce na poziomie 576 GWh (z PGNiG) oraz umowy związane z zarządzaniem zdolnościami austriackich magazynów gazu (robocza ilość gazu 17 GWh).

Otoczenie konkurencyjne

Głównymi konkurentami PST są firmy tradingowe (Vitol, Trafigura, Trailstone i inne), które równolegle działają na rynku obrotu energią. Szczególnie widoczna jest obecność tych kontrahentów na rynku LNG, gdzie w nadchodzących latach (2020-2022) spodziewana jest sytuacja nadpodaży wynikająca z dodatkowych zdolności w zakresie skraplania w USA.

Perspektywy za granicą - PST

PST w obszarze handlu hurtowego, poza działalnością na rynku pozagiełdowym i giełdach, rozszerzy działalność o usługi dla przedsiębiorstw komunalnych i odsprzedawców, oferując standardowe i strukturyzowane produkty handlowe oraz usługi związane z handlem (np. usługi grupy bilansowej). PST rozpoczęła działalność handlową w zakresie nowych towarów (ropa naftowa, olej napędowy) i z nowymi rynkami (Henry Hub), aby mieć możliwość zabezpieczenia potencjalnych transakcji LNG, jak również wygenerowania marży na transakcjach własnych.

W celu realizacji kontraktów długoterminowych na dostawy free-on-board PST rozpoczęło postępowanie przetargowe na czarter dwóch gazowców, które będą mogły odbierać oraz transportować zakupione LNG. Przetarg powinien zakończyć się z końcem II kwartału 2020 r.

Perspektywy za granicą - PGNiG

PGNiG w dniu 29 listopada 2019 r. podpisało umowę na wyłączne użytkowanie przez 5 lat nabrzeżnej stacji odbioru i przeładunku LNG małej skali w Kłajpedzie. Dla PGNiG to istotny krok w budowie kompetencji i pozycji na tym rynku w Europie Środkowo-Wschodniej i basenie Morza Bałtyckiego. Umowa z Klaipedos Nafta będzie obowiązywać od kwietnia 2020 r.

PGNiG zyska również lepszy dostęp do rynku LNG małej skali w krajach nadbałtyckich oraz zwiększy konkurencyjność swojej oferty dla odbiorców z obszaru północno-wschodniej Polski oraz Europy Środkowo-Wschodniej. Kompetencje i relacje handlowe zdobyte przez Grupę PGNiG w Kłajpedzie pozwolą na płynne rozpoczęcie operacji i transakcji bunkrowania w terminalu Świnoujściu po jego rozbudowie i uruchomieniu nabrzeża umożliwiającego świadczenie tej usługi w 2023 r. Obecnie Grupa PGNiG dokonuje bunkrowań statków z autocystern stojących na nabrzeżach w portach (metoda tzw. truck-to-ship).

4.2.3 Obszar działalności detalicznej

Działalność detaliczna w Polsce

W dniu 1 sierpnia 2014 r. z PGNiG została wydzielona spółka PGNiG OD w celu prowadzenia sprzedaży detalicznej gazu ziemnego oraz handlowej obsługi klienta detalicznego. PGNiG OD specjalizuje się w sprzedaży gazu ziemnego (głównie pozyskanego z TGE), energii elektrycznej, sprężonego gazu ziemnego (CNG) oraz skroplonego gazu ziemnego (LNG).

PGNiG OD w ramach wykonywanej działalności posiada koncesję na obrót paliwami gazowymi oraz obrót energią elektryczną.

Zakup gazu

Zakup gazu ziemnego wysokometanowego realizowany jest z trzech podstawowych źródeł:

- zakup gazu na Towarowej Giełdzie Energii S.A. (TGE);
- zakup gazu na mocy umowy bilateralnej zawartej z PGNiG z dostawą do punktu wirtualnego w sieci przesyłowej GAZ-SYSTEM;
- zakup gazu na mocy umowy bilateralnej zawartej z PGNiG z dostawą do punktu fizycznego Słubice.

Największy udział w wolumenie zakupu gazu wysokometanowego przypada na transakcje przeprowadzane na TGE. W portfelu zakupowym PGNiG OD poza gazem ziemnym wysokometanowym występuje również gaz zaazotowany oraz gaz ziemny w postaci skroplonej LNG. Zakup gazu zaazotowanego oraz gazu skroplonego LNG realizowany jest na podstawie umów bilateralnych z PGNiG.

Sprzedaż gazu

Wśród klientów PGNiG OD znajdują się zarówno konsumenci, jak i klienci niebędący konsumentami (małe i średnie firmy). Odbiorców kwalifikuje się do grup taryfowych stosownie do:

- rodzaju pobieranego paliwa gazowego – gaz wysokometanowy lub gaz zaazotowany;
- mocy umownej;
- rocznej ilości pobieranego paliwa gazowego – dla odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilościach do 110 kWh/h;
- systemu rozliczeń – według częstotliwości rozliczeń odbiorców o mocy umownej nie większej niż 110 kWh/h.

Klienci rozliczani w grupach taryfowych 1-4 kupują paliwo gazowe przeznaczone głównie do przygotowywania posiłków, ogrzewania wody oraz pomieszczeń i w procesach produkcyjnych. Gospodarstwa domowe są objęte taryfą regulującą ceny gazu ziemnego do 1 stycznia 2024 r. W 2019 r. PGNiG OD stosowało następujące taryfy w zakresie obrotu paliwami gazowymi:

- zmiana nr 2 Taryfy PGNiG OD nr 6 – w okresie od 10 sierpnia 2018 r. do 14 lutego 2019 r. skutkujący wzrostem ceny paliwa gazowego o 5,9%;
- Taryfa nr 7 na okres do dnia 31.12.2019 r., skutkująca podwyżką cen za paliwo gazowe o 2,5%.

W grudniu 2019 r. Prezes URE zatwierdził Taryfę nr 8 na okres od dnia 01.01.2020 r. do 30.06.2020 r., w wyniku czego ceny paliwa gazowego spadły o 2,9%.

W segmencie klientów indywidualnych w 2019 r. PGNiG OD pozyskało łącznie ok. 163 tys. nowych odbiorców gazu ziemnego z grup taryfowych 1-4 (zarówno gazu ziemnego wysokometanowego, jak i gazu ziemnego zaazotowanego). Do odbiorców segmentu biznesowego należą klienci, którzy pobierają paliwo gazowe zarówno na cele technologiczne, jak i cele grzewcze, a rozliczenie z nimi następuje na podstawie tzw. cenników dla Biznesu oraz ofert specjalnych.

Sprzedaż pozostałych węglowodorów

PGNiG OD posiada ofertę produktów i usług realizowanych w obszarze gazu LNG i CNG skierowaną do odbiorców końcowych. Spółka prowadzi:

- sprzedaż CNG na stacjach tankowania CNG – sprzedaż prowadzona jest do podmiotów posiadających floty samochodów zasilanych CNG;
- sprzedaż CNG wraz z infrastrukturą – w ramach tego rozwiązania PGNiG OD oferuje podejście kompleksowe polegające na dostarczeniu paliwa gazowego wraz z infrastrukturą;
- sprzedaż paliwa LNG – sprzedaż paliwa LNG do odbiorców końcowych posiadających infrastrukturę odbiorczą (transport lub przemysł);
- sprzedaż LNG wraz z infrastrukturą – niezależnie od wykorzystania paliwa LNG przez odbiorcę końcowego (transport lub przemysł) oferowane jest podejście kompleksowe polegające na dostarczeniu paliwa gazowego wraz z infrastrukturą;
- bunkrowanie LNG – w 2019 r. wprowadzona została do oferty usługa bunkrowania statków paliwem LNG za pomocą autocystrym stojących na nabrzeżach w portach (metoda tzw. truck-to-ship).

W zakresie sprzedaży gazu LNG PGNiG OD koncentruje się na odbiorcach przemysłowych. W segmencie CNG głównymi odbiorcami są zakłady komunikacji miejskiej. Pozostali klienci w obszarze CNG to rynek pojazdów użytkowych i klienci indywidualni. W 2019 r. zawartych zostało 29 umów sprzedaży paliwa LNG, m.in. z: Synthos Dwory 7 Sp. z o.o., Miejskimi Zakładami Autobusowymi Sp. z o.o. w Warszawie, LOTOS Asphalt Sp. z o.o. - na dostawy LNG do floty statków.

W przypadku paliwa CNG, zawarto 76 umów sprzedaży, a wolumen sprzedanego na stacjach CNG paliwa w 2019 r. wyniósł 20,6 mln Nm³. Największy kontrakt na sprzedaż CNG w 2019 r. podpisano z firmą Arriva, który będzie obowiązywać przez 8 lat.

Polityka handlowa – segment business-to-customer (B2C)

PGNiG OD aktywnie monitoruje rynek detaliczny i rozwija ofertę sprzedaży gazu ziemnego, uwzględniając oczekiwania w obszarze konkurencyjnych warunków zakupu gazu, elastyczności i bezpieczeństwa realizacji dostaw. Spółka w 2019 r. uruchomiła nowe produkty (np. Pomocna Ekipa – produkt oferujący 4 warianty usług serwisowych dla domu) oraz szereg działań, które przyczyniły się do wzrostu zainteresowania ofertą.

Polityka handlowa – segment business-to-business (B2B)

W 2019 r. na rynku B2B PGNiG OD kontynuował strategię mającą na celu przyrost portfela paliwa gazowego oraz efektywniejsze zarządzanie marżą. Z punktu widzenia sprzedaży do niekonsumentów, w szczególności dużych i średnich firm, kluczowe znaczenie mają oferty o charakterze terminowym. W zależności od potrzeb poszczególnych klientów PGNiG OD oferuje wyceny indywidualne, ze stałą ceną i ustalonym okresem obowiązywania, wyceny oparte na indeksach giełdowych z możliwością zakupu transz lub produkty o konstrukcji mieszanej. W 2019 r. klientów inni niż odbiorcy paliw gazowych w gospodarstwach domowych rozliczono według cennika „Gaz dla Biznesu” oraz ofert specjalnych. W obszarze polityki rabatowej uruchomiono różne oferty promocyjne oraz produkty dodatkowe.

Sprzedaż awaryjna / rezerwowa / z urzędu paliwa gazowego

W 2019 r. PGNiG OD pełniło rolę „sprzedawcy awaryjnego” (w związku z rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 21.09.2018 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego) oraz rolę „sprzedawcy rezerwowego” i „sprzedawcy z urzędu” (w związku z ustawą z dnia 09.11.2018 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw). W 2019 r., w związku z zaprzestaniem dostarczania paliw gazowych przez spółki energetyczne m.in. Energy Match Sp. z o.o., Hermes Energy Group S.A. oraz Orange Energia, PGNiG OD zapewniło klientom tych spółek nieprzerwane dostawy paliwa gazowego. Przejęci odbiorcy przejęci rozliczani są według obowiązującej taryfy detalicznej PGNiG OD (konsumentów) oraz cennika Gaz dla Biznesu (niekonsumentów).

Sprzedaż energii elektrycznej

Wśród klientów PGNiG OD znajdują się zarówno konsumenci, jak i klienci nie będący konsumentami, którzy zawarli umowy kompleksowe dostarczania energii elektrycznej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej. Według stanu na koniec 2019 r. obsługiwano ok. 89 tys. klientów w ramach Pakietu „PiG” (Prąd i Gaz), w tym 89% konsumentów oraz 11% niekonsumentów (małe i średnie firmy).

Otoczenie konkurencyjne

Konkurentami na rynku detalicznym gazu ziemnego w Polsce są najwięksi sprzedawcy energii elektrycznej, którzy poszerzają swoją działalność o sprzedaż gazu ziemnego. Główni i najbardziej aktywni w 2019 r. na rynku gazu to: SIME Polska Sp. z o.o., Fortum Marketing and Sales Polska S.A., TAURON Polska Energia S.A., Enea S.A., Axpo Polska Sp. z o.o. oraz Hermes Energy Group S.A. (ogłoszenie upadłości z dniem 01.12.2019 r.).

W ramach rynku obrotu detalicznego LNG podstawowymi konkurentami są: DUON Dystrybucja Sp. z o.o.; NOVATEK Polska Sp. z o.o.; CRYOGAS M&T POLAND S.A., BARTER Sp. z o.o., Shell Polska Sp. z o.o. oraz Gaspol S.A.

Perspektywy w Polsce

Dla podnoszenia potencjału przychodowego PGNiG OD będzie kontynuowało rozbudowę zrównoważonego portfolio produktowego, umożliwiającego dopasowanie rozwiązań do potrzeb klientów. PGNiG OD dąży do uzyskania korzystnej dla klientów synergii w obszarze komplementarnych do gazu ziemnego rozwiązań energetycznych. Ma to związek między innymi z faktem, że rosną oczekiwania klientów w zakresie zapotrzebowania na rozwiązania hybrydowe, uwzględniające m.in. OZE, LNG, efektywność energetyczną. Spółka buduje stacje paliw CNG, współpracuje z samorządami, wdraża produkty dodatkowe (takie jak pakiety assistance). PGNiG OD wprowadza rozwiązania z zakresu odnawialnych źródeł energii oraz kogeneracji, wspierając inicjatywy zmierzające do wymiany źródeł ciepła na niskoemisyjne.

PGNiG OD prowadzi działania mające na celu rozwój biznesu w następujących sektorach:

- ogrzewanie dla budownictwa jednorodzinnego;
- produkcja ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu, w oparciu o źródła gazowe;
- przemysł (w tym energia dla celów technologicznych);
- transport drogowy i morski.

PGNiG OD rozwija zastosowanie CNG i LNG w transporcie jako naturalne uzupełnienie elektromobilności w drodze do czystego transportu miejskiego i ciężkiego. W zakresie rozwoju oferty produktowej CNG i LNG kładzie również nacisk na: obszar bunkrowania LNG oraz zwiększania udziału sprzedaży LNG w segmencie B2B poprzez budowę stacji regazyfikacji.

PGNiG OD kontynuuje rozwój nowej linii biznesowej w obszarze fotowoltaiki, uruchomionej w październiku 2019 r. oferty dla przedsiębiorstw.

Działalność detaliczna za granicą

W 2015 r. PST wyodrębniła swoją działalność w zakresie sprzedaży i prowadzi sprzedaż za pośrednictwem swojego podmiotu zależnego PST ES zajmującego się sprzedażą detaliczną gazu i energii elektrycznej odbiorcom końcowym w Niemczech i Austrii. Docelowymi odbiorcami są małe i średnie przedsiębiorstwa (MŚP) oraz gospodarstwa domowe, których zużycie oparte jest na standardowych profilach obciążenia.

Liczba odbiorców zmniejszyła się do 39,6 tys. klientów na dzień 31.12.2019 r. w porównaniu do 43,9 tys. odbiorców na koniec poprzedniego roku. W 2019 r. PST ES podpisała łącznie 26,3 tys. nowych umów, z czego 45% zostało potwierdzonych na dostawy, które miały się rozpocząć w 2019 r. i w latach następnych.

Otoczenie konkurencyjne

Na rynku sprzedaży detalicznej głównymi konkurentami dla PST ES pozostają duże przedsiębiorstwa (E.ON, RWE, EnBW, Vattenfall) oraz samorządowe przedsiębiorstwa komunalne - wszystkie walczące o utrzymanie lub zwiększenie udziału w rynku w sektorze odbiorców końcowych.

Perspektywy za granicą

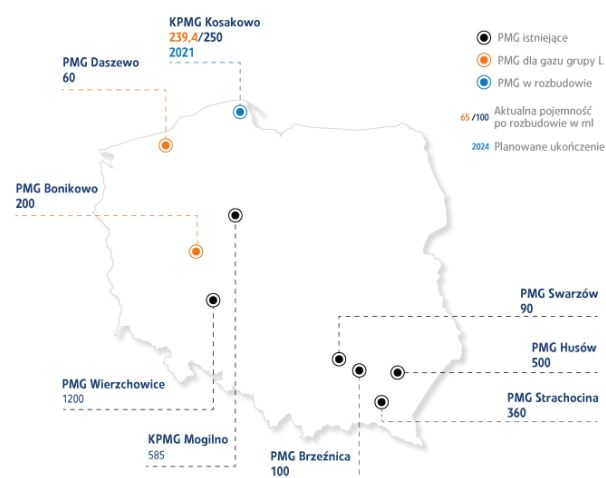
PST ES aktualnie podlega restrukturyzacji, która rozpoczęła się w 2019 r. i aktywnie przeszukuje rynek pod kątem potencjalnych nabywców dla swoich operacji detalicznych.

4.2.4 Magazynowanie

Segment wykorzystuje na swoje potrzeby pojemności czynne PMG Wierzchowice, PMG Husów, KPMG Mogilno, PMG Strachocina, PMG Swarzędów, PMG Brzeźnica oraz KPMG Kosakowo. Część pojemności czynnej KPMG Mogilno, która została udostępniona na potrzeby GAZ-SYSTEM w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne, wyłączona jest z definicji instalacji magazynowej. Zarządzanie zdolnościami instalacji magazynowych prowadzone jest przez spółkę GSP, działającą w dwóch podstawowych obszarach:

- działalności regulowanej – obszar obejmujący świadczenie usług magazynowania paliwa gazowego w instalacjach magazynowych stanowiących własność PGNiG, a także obsługę eksploatacyjną KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo;
- działalności nieregulowanej – obszar obejmujący świadczenie usług w zakresie projektowania, budowy i rozbudowy PMG.

Rysunek 6 Podziemne magazyny gazu



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Oddziału Geologii i Eksploatacji.

GSP w ramach wykonywanej działalności posiada koncesję na magazynowanie paliwa gazowego w instalacjach magazynowych. Prowadzenie rozliczenia w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego ze zleceniodawcami usług magazynowania („ZUM”) opiera się o następujące taryfy:

- zmieniona taryfa Nr 1/2018 do 15 kwietnia 2019 r., w stosunku do poprzedniej taryfy średnie stawki za świadczenie usługi magazynowania w stosunku do Taryfy 1/2018 podwyższono o 0,4%;
- Nr 1/2019 od dnia 15 kwietnia 2019 r. w stosunku do poprzedniej taryfy średnie stawki za świadczenie usługi magazynowania w stosunku do zmiany Taryfy 1/2018 obniżono o 6,3% .

GSP świadczy usługi magazynowania zgodnie z zawartą Umową powierzającą w oparciu o podziemne magazyny gazu wysokometanowego, których właścicielem jest PGNiG.

KPMG Mogilno i Kosakowo są magazynami utworzonymi w kawernach solnych o szczytowym charakterze pracy, wykorzystywane są do niwelowania krótkookresowych zmian zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny. PMG Wierzchowice, Husów, Strachocina, Swarzędów oraz Brzeźnica są magazynami o sezonowym charakterze pracy. Wykorzystywane są do kompensacji nierównomierności zapotrzebowania na gaz ziemny w sezonie letnim i zimowym, jak również do realizacji zobowiązań wynikających z kontraktów importowych zawierających klauzulę „take or pay” oraz zapewnienia ciągłości i bezpieczeństwa dostaw gazu oraz wywiązania się z zawartych z odbiorcami umów sprzedaży.

GSP pełniąc funkcję operatora systemu magazynowania świadczy usługi magazynowania paliw gazowych na rzecz użytkowników instalacji magazynowej w ramach ustandaryzowanych procedur, na zasadzie niedyskryminacji i równoprawnego traktowania zleceniodawców usługi magazynowania, z uwzględnieniem optymalnego i wydajnego wykorzystania instalacji magazynowych. Świadczenie usług magazynowania odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług magazynowania (USUM).

Na dzień 31 grudnia 2019 r., w ramach długoterminowych USUM, GSP rozdysponowała zdolności magazynowe w ilości 166,8 tys. pakietów, w tym 68,9 tys. pakietów w usługach magazynowania na warunkach ciągłych oraz 97,8 tys. pakietów na warunkach przerywanych. Natomiast w ramach krótkoterminowych usług magazynowania na warunkach przerywanych na dzień 31 grudnia 2019 r., GSP rozdysponowała zdolności magazynowe w ilości do 931 pakietów/pakietów elastycznych.

Udostępnione pojemności magazynowe

Na dzień 31 grudnia 2019 r. GSP posiadała łącznie 3 074,8 mln m³ pojemności magazynowych czynnych instalacji magazynowych. W ramach tych pojemności GSP udostępniła na zasadach TPA (tzw. dostępu stron trzecich) oraz na potrzeby GAZ-SYSTEM łącznie 3 039,59 mln m³ pojemności czynnych w ramach usług długoterminowych oraz ok. 23 mln m³ z ok. 30 mln m³ pojemności czynnej w ramach usług krótkoterminowych na warunkach przerywanych, ze względu na warunki techniczne. Ponadto, GSP przeznaczyła ok. 5 mln m³ pojemności czynnej na potrzeby zużycia własnego instalacji technologicznej KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

Usługa biletowa magazynowania - PGNiG

Usługa biletowa świadczona przez PGNiG umożliwia podmiotom importującym gaz ziemny do Polski lub dokonującym obrotu z zagranicą wywiązanie się z ustawowego obowiązku utrzymywania zapasu obowiązkowego. Spółka realizuje umowy na świadczenie usługi biletowej zawarte na rok gazowy 2019/2020, zawarte z 6 przedsiębiorstwami energetycznymi. Łączny wolumen zapasów gazu utrzymywanych przez PGNiG dla innych podmiotów to ponad 370 GWh gazu ziemnego.

PGNiG w ramach usługi biletowej utrzymuje zapasy gazu w magazynach gazu, których operatorem jest GSP.

Kluczowe projekty i wydatki inwestycyjne w obszarze magazynowania

W 2019 r. w KPMG Kosakowo kontynuowano budowę klastra B w celu uzyskania dodatkowej pojemności czynnej. Na początku roku dokonano odbioru końcowego oraz do eksploatacji trzy pierwsze komory Klastra B o łącznej pojemności czynnej 94 mln m³. Trwa proces ługowania dwóch pozostałych komór klastra B.

Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość w obszarze magazynowania

Zgodnie z założonym harmonogramem dla projektu „KPMG Kosakowo Budowa 5 komór klastra B” w 2020 r. kontynuowany będzie proces budowy komór K-7 i K-10 w KPMG Kosakowo w celu uzyskania kolejnych pojemności magazynowych. Zgodnie z umową na realizację inwestycji, zakończenie wszystkich prac planowane jest na 2021 r. Po zakończeniu budowy klastra B pojemność czynna będzie zwiększona do ok. 300 mln m³.

GSP planuje rozszerzyć działalność na rynki zagraniczne w celu poszerzenia swojej bazy klientów i zagwarantowania nowych źródeł przychodów. Oferowane usługi za granicą będą związane z przygotowaniem, realizacją i nadzorem inwestycji w zakresie budowy podziemnych magazynów gazu.

4.3 Segment Dystrybucja

Podstawową działalność segmentu stanowi dostarczanie siecią dystrybucyjną gazu wysokometanowego i zaazotowanego, a także niewielkich ilości gazu koksowniczego do klientów detalicznych i korporacyjnych. Ponadto, segment prowadzi prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej oraz dokonuje przyłączeń nowych klientów. Dystrybucją gazu ziemnego zajmuje się PSG, która jako operator systemu dystrybucyjnego prowadzi działalność gospodarczą na terenie wszystkich województw. Spółka ma dominujący udział w rynku, należy do niej większość krajowej sieci dystrybucyjnej oraz przyłączy.



DYSTRYBUCCJA



Przesyłanie gazu siecią dystrybucyjną do klientów detalicznych i korporacyjnych



GOSPODARSTWA
DOMOWE



INSTYTUCJE



MAŁE I ŚREDNIE
PRZEDSIĘBIORSTWA

191 TYS. KM
DŁUGOŚĆ SIECI
DYSTRYBUCYJNEJ
Z PRZYŁĄCZAMI

MLN M³
WOLUMEN
DYSTRYBUCJI GAZÓW

11 531



PALIWO GAZOWE CORAZ CZĘŚCIEJ UŻYWANE
JEST DO OGRZEWANIA POMIESZCZEŃ,
DLATEGO JEGO ZUŻYCIE ROŚNIE WRAZ
ZE SPADKIEM TEMPERATURY.



1595

LICZBA
ZGAZYFIKOWANYCH
GMIN



4.3.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne

Tabela 25 Wolumen dystrybucji gazów (gaz wysokometanowy, zaazotowany, propan-butan, koksowniczy)

mln m ³	2019	2018	2017	2016	2015
Razem wolumen dystrybucji gazów	11 531	11 747	11 645	10 858	9 823
- w tym gaz wysokometanowy	9 976	9 918	9 797	9 301	8 646
- w tym gaz zaazotowany	931	971	989	836	643

Tabela 26 Długość sieci dystrybucyjnych

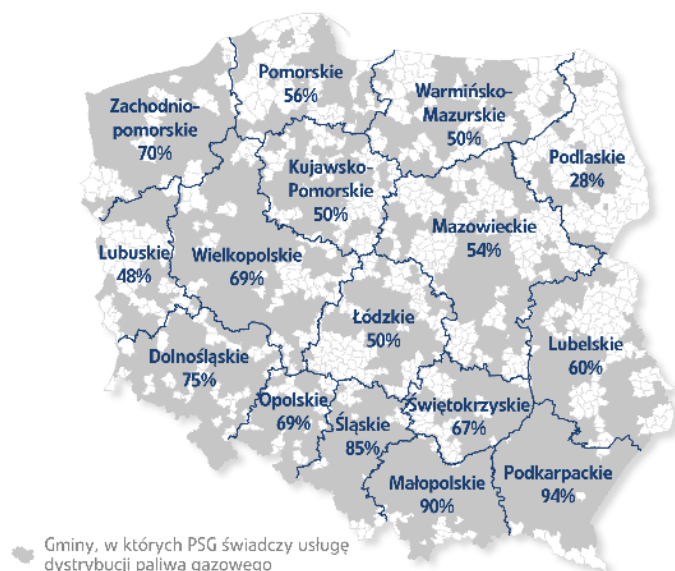
tys. km	2019	2018	2017	2016	2015
Długość sieci dystrybucyjnych	191	186	183	180	177

W całym 2019 r. zgazyfikowano 85 nowych gmin, a stopień pokrycia geograficznego pod kątem liczby gazyfikowanych gmin wyniósł 64,4%. (1 595 z 2 477).

4.3.2 Działalność w 2019 r.

PSG jako operator systemu dystrybucyjnego zobowiązana jest zapewnić wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego i odbywa się na podstawie stosownych umów dystrybucyjnych. W 2019 r. PSG zawarła łącznie 7 umów dystrybucyjnych oraz cztery Międzyoperatorskie Umowy Dystrybucyjne. W tym samym okresie miało miejsce około 61,7 tys. zmian sprzedawcy.

Rysunek 7 Gminy, w których PSG świadczy usługę dystrybucji paliwa gazowego

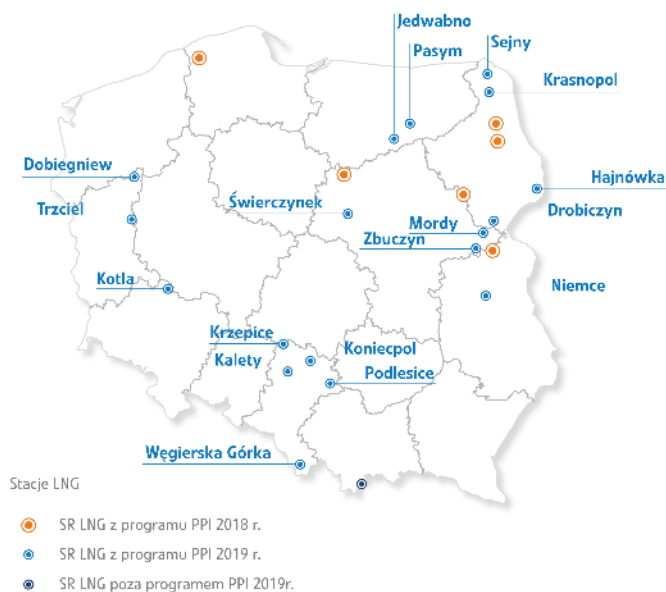


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PSG.

PSG realizuje działania, które w 2019 r. zaowocowały zawarciem ponad 113,5 tys. umów przyłączeniowych, w wyniku których zostanie wybudowanych 125,3 tys. przyłączy do sieci gazowej. W 2019 r. PSG planowała budowę ponad 63,4 tys. sztuk nowych przyłączy. Do końca 2019 r. wydano prawie 208,5 tys. warunków przyłączeniowych (o 17% więcej niż w roku poprzednim) i wybudowano 81,2 tys. sztuk przyłączy o łącznej długości 821 km.

W obszarze związanym z rozwojem rynku LNG PSG kontynuowała działania zmierzające do gazyfikacji nowych terenów z wykorzystaniem stacji regazyfikacji LNG. W 2019 r. odebrano protokołami technicznymi 19 stacji regazyfikacji LNG. Na koniec roku PSG przy wykorzystaniu stacji regazyfikacji LNG w 2019 r. dostarczyła do odbiorców końcowych na obszarach wyspowych paliwo gazowe w ilości ok. 110 GWh co oznacza wzrost wolumenu dystrybucji gazu LNG o ok. 24% w stosunku do 2018 r. Jednocześnie na koniec 2019 r. liczba odbiorców paliwa gazowego na obszarach wyspowych wynosiła blisko 21 tys.

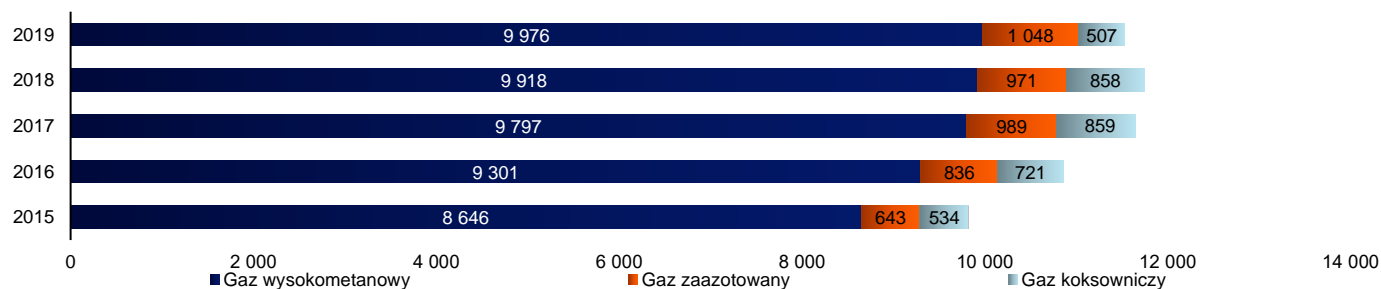
Rysunek 8 Stacje regazyfikacji LNG w Polsce



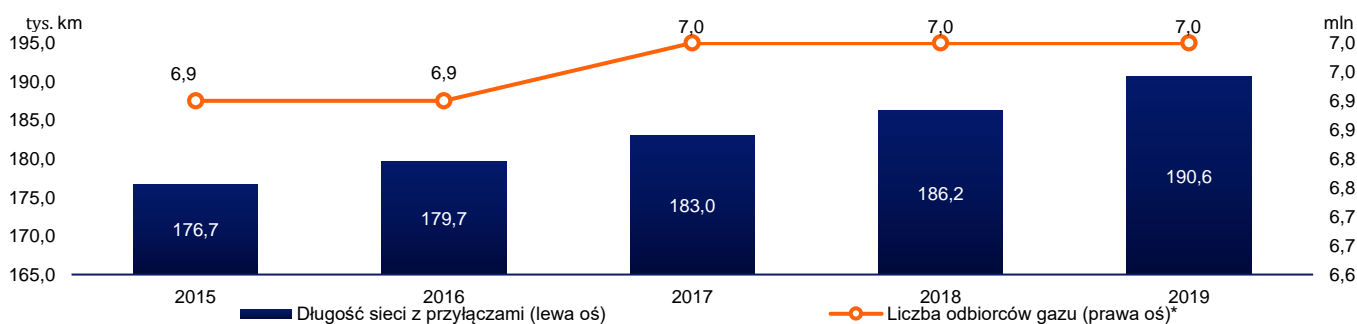
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PSG.

W ramach porządkowania systemu gazowego w Polsce, PSG realizowała zakup od PGNiG dystrybucyjnej infrastruktury gazowej dotyczącej składników majątku gazociągu wysokiego ciśnienia relacji KGZ Kościan – KGHM Żukowice / Polkowice (ok. 114 km) oraz składników majątku sieci gazowej wysokiego ciśnienia w tzw. „Pasie Nadmorskim” (ok. 111 km).

Wykres 17 Ilość gazu przesyłanego systemem dystrybucyjnym w mln m³



Wykres 18 Długość sieci własnych z przyłączami (tys. km) oraz liczba odbiorców (mln)



* Odbiorca - każdy, kto otrzymuje lub pobiera paliwa gazowe na podstawie umowy ze sprzedawcą.

Istotnym zdarzeniem, mającym wpływ na realizację obowiązków operatorskich PSG, było zawarcie umów kompleksowych dostarczania paliwa gazowego ze sprzedawcami rezerwowymi/sprzedawcą z urzędu w imieniu i na rzecz ok. 25 tys. odbiorców końcowych, w związku z zaprzestaniem dostarczania paliw gazowych przez Hermes Energy Group S.A., Orange Energia Sp. z o.o. oraz Energy Match Sp. z o.o.

Działalność PSG jest silnie regulowana, poprzez koncesjonowanie działalności związanej z dystrybucją paliw gazowych oraz usługą regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. W 2019 r. obowiązywały poniższe koncesje:

- Taryfa nr 6, od 1 marca 2018 r. do 14 lutego 2019 r., skutkująca obniżeniem średniej stawki za usługę dystrybucji o 7,37% w stosunku do wcześniej obowiązującej;
- Taryfa Nr 7, od 15 marca do 31 grudnia 2019 r. skutkująca obniżeniem średniej stawki za usługę dystrybucji o 5% w stosunku do wcześniej obowiązującej.

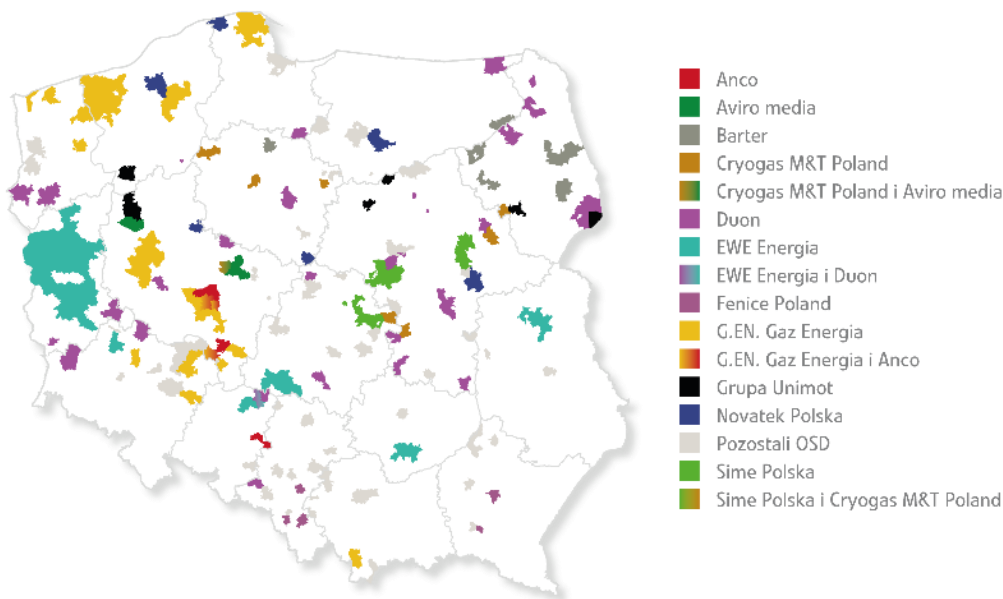
Otoczenie konkurencyjne

Na polskim rynku dystrybucji gazu funkcjonuje 52 konkurencyjnych OSD (Operatorów Systemów Dystrybucji), z czego:

- 19 podmiotów, to podmioty których podstawową działalnością jest pełnienie funkcji OSD, w tym 4 działa w tzw. zamkniętych strefach dystrybucyjnych,
- 33 podmioty nie pełnią funkcji OSD w ramach swojej podstawowej działalności, w tym 29 podmiotów działa w tzw. zamkniętych strefach dystrybucyjnych.

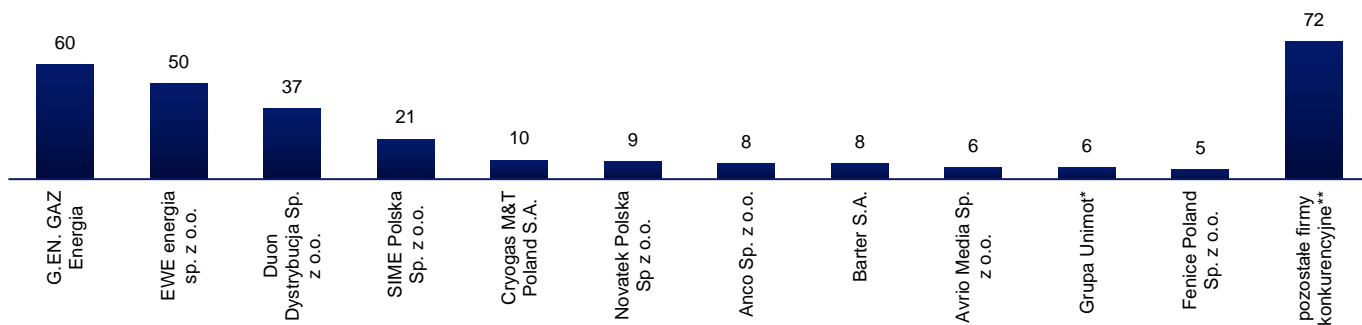
Łącznie na terenie 278 gmin prowadzą działalność konkurencyjne OSD oraz podmioty związane z regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego (bez koncesji na dystrybucję gazu ziemnego), natomiast w obszarach 133 gmin funkcjonują zarówno konkurencyjni OSD jak i PSG.

Rysunek 9 Obszar działania firm konkurencyjnych w Polsce



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PSG.

Wykres 19 Liczba gmin, na terenie których funkcjonują firmy konkurencyjne



* UNIMOT System Sp. z o.o. oraz Blue LNG Sp. z o.o.

** Pozostali OSD, którzy funkcjonują na terenie dwóch i mniej gmin.

Do firm o największym oddziaływaniu na rynek dystrybucji w Polsce zalicza się podmioty, które posiadają głównie niezależne od PSG punkty wejścia do własnych systemów dystrybucyjnych, w tym stacje regazyfikacji LNG i działają na obszarze ok. 40% gmin, w których funkcjonuje konkurencja bezpośrednia PSG. Należą do nich m.in. Duon Dystrybucja Sp. z o.o., G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o., Novatek Polska. Pozostali konkurenci charakteryzują się lokalnym obszarem działania lub mniejszą dynamiką ekspansji.

Kluczowe projekty i inwestycje

Łączne nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucji wyniosły 2,3 mld zł. PSG przeznaczyła w 2019 r. ok. 1 356 mln zł na rozbudowę sieci i przyłączanie nowych odbiorców, z czego ok. 186,5 mln zł na odkupy majątku. Przeznaczyła również ok. 676 mln zł na przebudowę i modernizację sieci gazowej, z czego blisko 214 mln zł na wymianę i legalizację gazomierzy oraz elementów układów pomiarowych.

W 2019 r. w PSG realizowane były między innymi projekty, tj. wspierające realizację Strategii GK PGNiG na lata 2017-2022 w obszarze dystrybucji, które mają na celu wdrożenie rozwiązań technologiczno-organizacyjnych w obszarze obsługi klienta, w obszarze odczytów oraz rozliczania usług dystrybucyjnych.

PSG jako dystrybutor gazu podejmuje także szereg działań wspierających walkę ze smogiem i zanieczyszczeniem powietrza. W 2017 r. uruchomiono szereg inicjatyw proekologicznych, które były realizowane w 2019 r. (często we współpracy z samorządami). Należą do nich m.in.:

- projekt „Nieczynne przyłącza”, którego celem jest zaktywizowanie klientów posiadających nieczynne przyłącze gazowe, zwłaszcza na terenach o dużym stopniu niskich emisji;
- projekt o charakterze edukacyjno-promocyjnym „Przyłącz się, liczy się każdy oddech”, który ma uświadamiać zagrożenia dla zdrowia związane z zanieczyszczeniem powietrza oraz promować paliwo gazowe jako ekologiczną alternatywę dla paliw stałych.

W 2019 r. PSG kontynuowała działania mające na celu pozyskiwanie dofinansowania w ramach perspektywy budżetowej Unii Europejskiej na lata 2014-2020. W ramach działania 7.1. – Rozwój inteligentnych systemów magazynowania, przesyłu i dystrybucji energii oś priorytetowa VII – Poprawa bezpieczeństwa energetycznego, PSG zawarła z Instytutem Nafty i Gazu - Państwowym Instytutem Badawczym umowy o dofinansowanie na realizację projektów inwestycyjnych. Planowany całkowity koszt realizacji 9 projektów to ponad 566 mln zł brutto (przy kwocie dofinansowania ponad 227 mln zł). Łączna długość planowanych do wybudowania lub zmodernizowania gazociągów dystrybucyjnych w ramach projektów wynosi 440 km.

W 2019 r. kontynuowane były działania związane z rozwojem obszaru badań i rozwoju, czego efektem ma być wzrost innowacyjności PSG. Zakończono realizację projektu „Pomysł na Innowacje”, którego celem było wypracowanie rozwiązania dotyczącego pozyskania innowacyjnych rozwiązań wspierających działalność podstawową PSG oraz wzrost zaangażowania pracowników w rozwój firmy. Efektem było zgłoszenie przez pracowników 35 pomysłów, z czego 10 zostało nagrodzonych i 2 wyróżnione.

PSG bierze aktywny udział w programach innowacyjnych. Do najważniejszych projektów w dziedzinie badań i rozwoju realizowanych w 2019 r. należą m.in.:

- pilotażowe wdrożenie i badanie różnych technologii transmisyjnych z gazomierzy wyposażonych w moduł telemetryczny;
- podpisanie listu Intencyjnego z Politechniką Warszawską w celu przygotowania i realizacji pierwszego w Polsce eksperymentalnego transportu mieszaniny gaz ziemny-wodór w sieci gazowej.
- utworzenie mobilnego stanowiska do odmierzania skroplonego gazu umożliwiając jego wykorzystanie na dowolnej stacji LNG i zapewniając dokładny pomiar masowy;
- w ramach działań na rzecz rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych - realizacja „Programu budowy stacji gazu ziemnego oraz przedsięwzięć w sprawie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci niezbędnych do przyłączenia tych stacji w latach 2019-2022”. Ogłoszono postępowanie przetargowe o zawarcie umowy koncesji na usługę tankowania gazu ziemnego i prowadzenia stacji gazu ziemnego w technologii CNG i/lub LCNG.

4.3.3 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość

W 2020 r. PSG będzie kontynuować swoje działania w celu rozbudowy sieci, zwiększenia liczby odbiorców oraz zapewnienia utrzymania i poprawy stanu technicznego gazociągów, a także zagwarantowania bezpieczeństwa eksploatacji. W kolejnych latach PSG kontynuować będzie działania związane z realizacją przedsięwzięć inwestycyjnych sieciowych (budowa sieci gazowych - także z wykorzystaniem technologii LNG, przyłączanie nowych odbiorców, modernizacja sieci) oraz inne przedsięwzięcia stymulujące rozwój rynku gazu.

Spółka zamierza konsekwentnie wykorzystywać pojawiające się w jej otoczeniu szanse umożliwiające m.in.:

- wzrost wykorzystania ekologicznego paliwa jakim jest gaz ziemny;
- stymulację rozwoju działalności B+R+I oraz infrastruktury umożliwiające wzrost wolumenu transportowanych gazów (także gazów „odnawialnych”);
- zaspokojenie rosnącego zapotrzebowania na gaz ziemny ze strony dużych i średnich odbiorców (w szczególności wytwórców energii i ciepła w kogeneracji, zakładów produkcyjnych i przemysłowych, centrów usług) oraz rozwój elektroenergetyki;
- dalszą ekspansję dystrybucyjnej sieci gazowej i przyłączanie nowych odbiorców w słabo zgazyfikowanych regionach Polski.

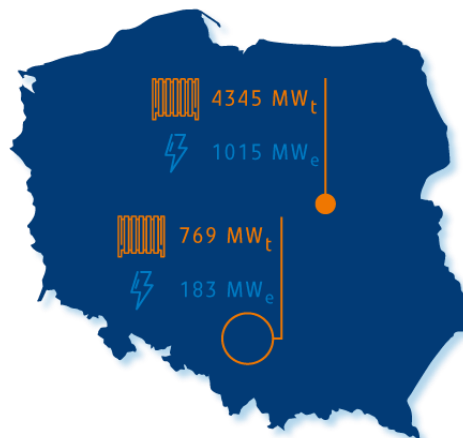
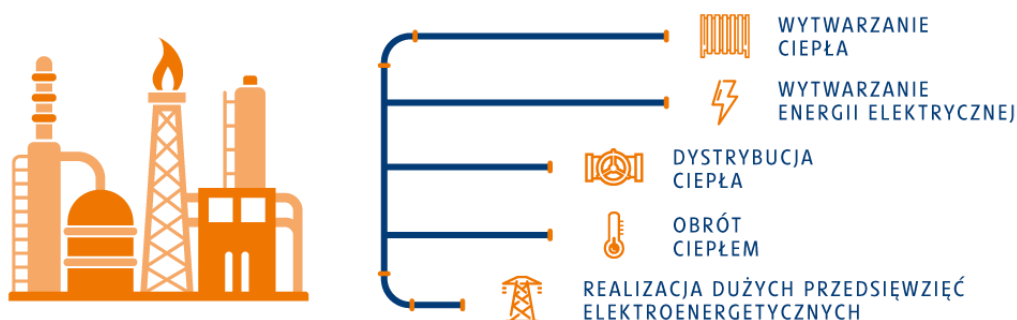
Ponadto, PSG angażować się będzie we współpracę pomiędzy GK PGNiG a podmiotami z sektora paliwowego, mającą na celu wypracowanie modelu biznesowego, który z uwzględnieniem warunków rynkowych i polityki państwa, pozwoli na rozwój infrastruktury paliw alternatywnych i stworzy warunki dające możliwość zaoferowania użytkownikom pojazdów odpowiedniej oferty tankowania sprężonym gazem CNG.

4.4 Segment Wytwarzanie

Podstawową działalnością segmentu jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, dystrybucja ciepła oraz realizacja dużych przedsięwzięć elektroenergetycznych, ukierunkowanych głównie na wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa. Centrum kompetencyjnym GK PGNiG w tym zakresie jest Grupa Kapitałowa PGNiG TERMIKA (dalej: Grupa PGNiG TERMIKA), do której należą: PGNiG TERMIKA (wraz ze spółkami zależnymi), PGNiG TERMIKA EP (wraz ze spółkami zależnymi).



WYTWARZANIE



4.4.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne

Tabela 27 Wolumeny sprzedaży poza GK PGNiG ciepła (w TJ) i energii elektrycznej (w GWh)

w TJ	2019	2018	2017	2016	2015
Razem wolumen sprzedaży ciepła z produkcji	39 263	40 659	42 611	39 527	36 209
w PGNiG TERMIKA	36 880	38 290	40 037	38 780	36 209
w PGNiG TERMIKA EP*	2 383	2 369	2 574	747	-
w GWh					
Razem wolumen sprzedaży energii elektrycznej z produkcji	3 948	3 974	3 882	3 604	3 487
w PGNiG TERMIKA	3 493	3 535	3 593	3 466	3 487
w PGNiG TERMIKA EP*	455	439	289	138	-

* Dane za 2016 r. dotyczą wolumenów sprzedaży wytworzonych przez PEC i SEJ. Od 2017 r. dane dotyczą PGNiG TERMIKA EP (w skład której wchodzi PEC i SEJ).

Tabela 28 Moce osiągalne wg koncesji, zakładu produkcyjnego i oddziału

Jednostka wytwórcza	Ciepło [MW]	Energia Elektryczna [MW]	Energia Chłodziwa [MW]	Zdolności wytwórcze w sprężonym powietrzu [tys.m ³ /h]
PGNiG TERMIKA	4 345	1 015	-	-
EC Siekierki	2 068	620	-	-
EC Żerań**	1 300	386	-	-
EC Pruszków	164	9	-	-
C Kawęczyn	465	-	-	-
C Wola	349	-	-	-
PGNiG TERMIKA EP	769	183	17	337
Oddział Zofiówka	279	113	-	117
Oddział Moszczenica	121	39	-	-
Oddział Pniówek	72	14	17	123
Oddział Suszec lokalizacja Suszec	38	11	-	97
Oddział Suszec lokalizacja Częstochowa	3	3	-	-
Oddział Wodzisław lokalizacja Wodzisław Śląski	55	2	-	-
Oddział Wodzisław lokalizacja Niewiadom	3	-	-	-
Oddział Racibórz lokalizacja Racibórz	87	-	-	-
Oddział Racibórz lokalizacja Kuźnia Raciborska	4	-	-	-
Oddział Żory lokalizacja Żory	87	-	-	-
Oddział Żory lokalizacja Czerwionka-Leszczyny	15	-	-	-
Biurowo Dystrybucji	3	-	-	-

* W EC Żerań trwałe odstawienie 2 kotłów wodnych WP120 (11,12) do likwidacji w związku z dostosowaniem zakładu do nowych wymagań emisyjnych.

** Kotły gazowe K15, K16, K17 w EC Żerań inwestycja niezakończona.

4.4.2 Działalność w 2019 r.

PGNiG TERMIKA specjalizuje się w produkcji i sprzedaży ciepła, energii elektrycznej, świadczeniu usług systemowych oraz obsłudze przyznanym certyfikatów pochodzenia energii. Dysponuje 4,3 GW mocy cieplnej oraz 1 GW mocy elektrycznej i zaspokaja większość potrzeb ciepłych rynku warszawskiego i niemal całe zapotrzebowanie na ciepło przez miejską sieć ciepłowniczą. Spółka jest również wytwórcą i dostawcą ciepła oraz jednocześnie właścicielem źródła i sieci cieplnej o długości ok. 82 km na terenie Pruszkowa, Komorowa i Piastowa. PGNiG TERMIKA to jeden z największych w Polsce wytwórców energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji.

Podstawową działalnością PGNiG TERMIKA EP jest wytwarzanie i dystrybucja energii elektrycznej, sprężonego powietrza oraz chłodu, a także wytwarzanie, dystrybucja i obrót ciepłem. PGNiG TERMIKA EP jest centrum kompetencyjnym GK PGNiG TERMIKA w zakresie energetyki przemysłowej oraz eksploatacji metanu wydobywanego przy drążeniu wyrobisk górniczych. Struktura PGNiG TERMIKA EP obejmuje instalacje wytwórcze o łącznej mocy ok. 769 MW_t i 183 MW_e oraz ok. 310 km sieci ciepłowniczych. Działalność prowadzi na terenie gmin: Jastrzębie-Zdrój, Czerwionka-Leszczyny, Knurów, Racibórz, Kuźnia Raciborska, Pawłowice, Rybnik, Wodzisław-Śląski, Żory oraz Częstochowa i sprzedaje swoje produkty głównie na potrzeby spółdzielni mieszkaniowych oraz kopalń.

Grupa PGNiG TERMIKA podejmuje działania w kierunku modernizacji wyeksploatowanych i nieefektywnych środowiskowo aktywów wytwórczych, aby sprostać wymaganiom regulacji środowiskowych, podwyższonym normom emisji przemysłowych oraz kryteriom BAT (najlepszej dostępnej technologii). W 2019 r. do najważniejszych inwestycji należały: realizacja kontraktu na budowę bloku gazowo-parowego oraz kotłowni szczytowej w EC Żerań oraz program inwestycyjny dotyczący modernizacji EC Pruszków. W sierpniu 2019 r. została wydana decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach dla realizacji projektu budowy jednostki wielopaliwowej w EC Siekierki o mocy 75 MW.

W 2019 r. przeprowadzono kolejną aukcję główną rynku mocy, która dotyczyła dostaw na 2024 r. W wyniku trzech aukcji głównych zorganizowanych przez Polskie Sieci Energetyczne w 2018 r. i jednej w 2019 r. PGNiG TERMIKA oraz PGNiG TERMIKA EP zawarły następujące umowy:

- blok gazowo-parowy EC Żerań 2: 17-letnia umowa na dostawy w latach 2021-2037, moc netto 433,3 MW;
- blok nr 7 oraz nr 8 EC Siekierki: roczne umowy na dostawy w latach 2021-2024, łączna moc netto 140 MW;
- blok EC Moszczenica: roczne umowy na dostawy w latach 2021-2022, moc netto 7 MW oraz w 2023 r. 6,4 MW;
- blok EC Wodzisław – Częstochowa roczne umowy na dostawy w latach 2021-2023, moc netto 1,2 MW;
- blok EC Moszczenica – Wodzisław roczna umowa na dostawy w 2024 r., moc netto 8 MW;
- blok CFB w EC Zofiówka roczna umowa na dostawy w 2024 r., moc netto 65,1 MW.

Dodatkowo, w 2018 r. EC Stalowa Wola (projekt budowy bloku gazowo-parowego realizowany przez PGNiG TERMIKA oraz Tauron Polska Energia S.A.) zawarła 7 letnią umowę na dostawy w latach 2021-2027 (moc netto 386 MW).

W 2019 r. PGNiG TERMIKA dostarczała ciepło do dwóch sieci miejskich: w Warszawie, będącej własnością Veolia Energia Warszawa S.A. oraz własnej, położonej na terenie Pruszkowa, Piastowa i Michałowic. Wyprodukowana moc cieplna w 2019 r. odpowiadała wymaganiom zawartym w uzgodnieniu rocznym z Veolia Energia Warszawa S.A. w ramach „Wieloletniej umowy sprzedaży ciepła z obiektów wytwórczych PGNiG TERMIKA S.A.” z okresem obowiązywania do dnia 31 sierpnia 2028 r. Siecią Veolia Energia Warszawa S.A. dostarczano również ciepło do własnych odbiorców końcowych, zasilanych w ramach zawartej z umowy przesyłowej i rozliczanych wg osobnej grupy taryfowej (OKW) PGNiG TERMIKA.

PGNiG TERMIKA posiada koncesje: na wytwarzanie energii elektrycznej, na wytwarzanie ciepła, na przesył ciepła. W 2019 r. PGNiG TERMIKA obowiązywała taryfa dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA, tj. EC Żerań, EC Siekierki, EC Pruszków, C Wola i C Kawęczyn oraz przesyłu i dystrybucji ciepła sieciami ciepłowniczymi w rejonie Pruszkowa (zasilana z własnego źródła ciepła EC Pruszków) oraz w rejonach: Annapol, Chełmżyńska, Jana Kazimierza, Marsa Park oraz Marynarska. Taryfy obowiązuje w 2019 r.:

- od 1 września 2018 r. do 31 sierpnia 2019 r. skutkująca wzrostem średnich cen stosowanych przez PGNiG TERMIKA o 0,58%;
- od 1 września 2019 r. do 31 sierpnia 2020 r. skutkująca wzrostem średnich cen stosowanych przez PGNiG TERMIKA o 7,29%.

PGNiG TERMIKA EP posiada koncesje: na wytwarzanie energii elektrycznej, na wytwarzanie ciepła, na przesył ciepła, obrót ciepła oraz dystrybucję energii elektrycznej. W 2019 r. obowiązywały m.in.:

- od 1 stycznia do 30 czerwca 2019 r. taryfa dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA EP;
- od 1 lipca do 31 grudnia 2019 r. taryfa dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych skutkująca wzrostem średnich cen stosowanych przez PGNiG TERMIKA EP o 3,51% oraz usług dystrybucyjnych skutkująca wzrostem średnich cen stosowanych przez PGNiG TERMIKA EP o 2,29%. Taryfa obowiązuje do 30 czerwca 2020 r.;
- od 1 stycznia do 30 kwietnia 2019 r. obowiązywała taryfa dla usług dystrybucyjnych energii elektrycznej PGNiG TERMIKA EP;
- od dnia 1 maja 2019 r. do dnia 31 grudnia 2019 r. – taryfa dla usług dystrybucyjnych energii elektrycznej PGNiG TERMIKA EP.. Taryfa obowiązuje do 30 kwietnia 2020 r.

Otoczenie konkurencyjne

Ciepło

PGNiG TERMIKA w obszarze produkcji ciepła usytuowana jest na rynkach ograniczonych zasięgiem dwóch niepołączonych ze sobą miejskich sieci ciepłowniczych: na terenie m.st. Warszawy oraz na terenie Pruszkowa, Piastowa i Michałowic. Udział w produkcji ciepła w Warszawie oraz Pruszkowie sytuuje PGNiG TERMIKA w roli naturalnego monopolisty. W zakresie wytwarzania ciepła jedynym rzeczywistym konkurentem jest Zakład Utylizacji Stałych Odpadów Komunalnych w Warszawie (ZUSOK). Istotnym obszarem konkurencji jest sprzedaż ciepła do klientów końcowych, gdzie prowadzona jest działalność w oparciu o zasady TPA (tzw. dostępu stron trzecich).

Energia Elektryczna

PGNiG TERMIKA w zakresie sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej działa niemal wyłącznie na rynku hurtowym (sprzedaż klientom końcowym ma znaczenie marginalne). W 2019 r., podobnie jak w latach poprzednich, głównymi podmiotami działającymi na rynku hurtowym były trzy grupy kapitałowe PGE, TAURON, ENEA dysponujące łącznie ok 67% zainstalowanej mocy wytwórczej i generujące ok. 70% ogólnej ilości produkcji w kraju (dane procentowe – za 2018 r. z uwagi na brak publikacji rocznego raportu z pracy KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny). Największy udział w wytwarzaniu energii elektrycznej posiada grupa kapitałowa PGE. (w roku 2018 - 42,9%). Wymienione podmioty, z uwagi na ich udział w rynku hurtowym niewątpliwie mają przeważający wpływ na tworzenie się cen energii w kontraktach terminowych.

Kluczowe projekty i inwestycje

W 2019 r. PGNiG TERMIKA realizowała projekty inwestycyjne, które w kolejnych latach mogą przynieść znaczącą kontrybucję do wyniku finansowego spółki. Nakłady inwestycyjne PGNiG TERMIKA i PGNiG TERMIKA EP w 2019 r. wyniosły ok. wyniosły 1 628 mln zł (w tym z tytułu CO₂ 493 mln zł) i zostały poniesione na modernizację i budowę jednostek wytwórczych.

Jednym z kluczowych projektów inwestycyjnych realizowanych w 2019 r. jest budowa bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej ok. 500 MW w EC Żerań (BGP Żerań). W ramach prac budowlanych zostały wykonane wszystkie główne konstrukcje stalowe i żelbetowe głównych budynków oraz obiektów wchodzących w skład BGP m.in. maszynowni turbiny gazowej i parowej, kotła odzysknicowego, kotłowni rozruchowej czy stanowisk transformatorów. Dodatkowo realizowane były prace związane z infrastrukturą towarzyszącą oraz realizację przyłączy do sieci przesyłowych gazu i energii elektrycznej. Na skutek wprowadzonych w życie konkluzji BAT zostały podjęte działania do zabudowy instalacji katalitycznego odzotowania spalin (SCR). Planowane całkowite wydatki inwestycyjne wynoszą ok. 1,6 mld zł. Planowany termin przekazania do eksploatacji BGP Żerań, uwzględniający wystąpienie siły wyższej (tajfun „Jebi” w Japonii), powinien nastąpić do listopada 2020 r.

W 2019 r., zakończono prace budowlano-montażowe kotłowni szczytowej w EC Żerań, składającej się z 3 kotłów gazowych o mocy 130 MWt każdy. W III kwartale 2019 r. rozpoczęto rozruch instalacji.

Kolejna inwestycja, na której kontynuowano pracę to blok gazowo-parowy o mocy elektrycznej ok. 450 MW w Elektrociepłowni Stalowa Wola (ECSW). W 2019 r. prowadzono prace budowlano-montażowe związane z dokończeniem budowy BGP oraz budową rezerwowego źródła ciepła w zakresach zgodnych z udzielonymi zamówieniami. Rozpoczęto prace rozruchowe instalacji

technologicznych BGP. Planowane całkowite wydatki inwestycyjne wynoszą ok. 1,4 mld zł, a termin przekazania bloku do eksploatacji został przesunięty na początek II kwartału 2020 r.

W ramach projektu modernizacji EC Pruszków w 2019 r. zakończono prace przy realizacji zadań inwestycyjnych mających na celu przebudowę istniejącej infrastruktury nawęglania oraz dwóch kotłów wodnych wraz z budową instalacji ochrony środowiska. Ponadto kontynuowano pracę przy opracowaniu szczegółowej koncepcji oraz materiałów przetargowych dla wyboru wykonawców zadań inwestycyjnych przewidzianych do realizacji w latach 2020-2022, w skład których wchodzi: budowa dwóch kotłów węglowych, kotłowni olejowej (ze zbiornikiem oleju lekkiego) oraz silników gazowych o łącznej mocy do 12 MWe.

Do najważniejszych inwestycji prowadzonych w PTEP można zaliczyć, m. in.:

- inwestycję związaną z zaopatrzeniem w ciepło miasta Rybnik z własnych źródeł wytwórczych;
- modernizację pompowni wody chłodzącej i sprężarek w Oddziale Pniówek;
- rozbudowę i modernizację sieci ciepłowniczych na terenie miasta Jastrzębie-Zdrój.

Nakłady inwestycyjne dla w PTEP wyniosły łącznie ok. 57,3 mln zł (ok. 34 mln zł bez CO₂). w 2019 r.

W 2019 r. PGNiG TERMIKA poprzez swoją spółkę zależną PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona przejęła eksploatację systemu ciepłowniczego w Dęblinie. Prowadzono również procesy związane z przejęciem/inwestycjami ciepłowniczymi w Przemyślu i Śremie.

Grupa PGNiG TERMIKA bierze aktywny udział w programach innowacyjnych. Do najważniejszych projektów w dziedzinie badań i rozwoju realizowanych w 2019 r. należą m.in.:

- rozpoczęcie prac związanych z przygotowaniem przed-inwestycyjnej dokumentacji do realizacji projektu budowy instalacji fotowoltaicznej w Ciepłowni Kawęczyn;
- rozpoczęcie negocjacji handlowo-technicznych z potencjalnym wykonawcą „Zabudowy zespołów pulsacyjnych na kotle nr 7 w EC Siekierki” – jako projektu mającego na celu obniżenie stężenia emisji pyłu w strudze spalin poniżej 10 mg/Nm³.

Opis wyników zaangażowania kapitałowego w Polską Grupę Górniczą S.A.(PGG)

W 2019 r. PGG kontynuowała zapoczątkowane w 2016 r. procesy związane z restrukturyzacją oraz optymalizacją operacyjną przede wszystkim w zakresie: zmian organizacyjnych, przekazywania do Spółki Restrukturyzacji Kopalń S.A. nieefektywnych ekonomicznie składników majątku i optymalizacji strony przychodowej. Na koniec 2019 r. przeprowadzona przez PGNiG TERMIKA analiza pod kątem utraty wartości udziałów w spółce wykazała wartość użytkową posiadanych przez spółkę akcji w wysokości 612 mln zł. Więcej informacji znajduje się w [rozdziale 5.2.2.](#)

4.4.3 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość

PGNiG TERMIKA będzie kontynuować realizację projektów strategicznych oraz aktywnie poszukiwać projektów akwizycyjnych w obszarze elektroenergetyki i ciepłownictwa. Spółka zamierza istotnie zwiększyć wolumen sprzedaży energii elektrycznej poprzez realizację inwestycji ukierunkowanych na budowę nowych, efektywnych kosztowo mocy wytwórczych oraz modernizację istniejących źródeł przy zastosowaniu niskoemisyjnych technologii.

W 2020 r. w GK PGNiG TERMIKA będą kontynuowane prace związane z realizacją inwestycji, m.in.: bloku gazowo-parowego w EC Żerań, bloku gazowo-parowego w ECSW Stalowa Wola, budową kotłowni szczytowej w EC Żerań, budową jednostki wielopaliwowej o mocy 75 MWe w EC Siekierki, przygotowaniem budowy bloku gazowo-parowego w EC Siekierki.

Natomiast planowane nakłady inwestycyjne w obszarze nakładów środowiskowych obejmą w 2020 r. m.in: program dostosowania kotłów fluidalnych do Konkluzji BAT w EC Żerań, dostosowanie C Kawęczyn do konkluzji BAT, program dostosowania Emitora 5 do nowych emisji pyłu w EC Siekierki (zakres programu obejmuje zabudowę filtra workowego na K11 oraz modernizację absorbera 1 i 2), zabudowę instalacji SCR dla K16 w EC Siekierki, modernizację EC Pruszków.

W grudniu 2018 r. uchwalona została Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Wejście w życie przepisów wraz z pakietem rozporządzeń wykonawczych umożliwi ubieganie się – przez planowane do budowy nowe jednostki opalane gazem ziemnym należące GK PGNiG TERMIKA – o udział w nowym systemie wsparcia, który zastąpi dotychczasowy, oparty o świadectwa pochodzenia i opisany w Ustawie – Prawo energetyczne. W wyniku wdrożenia systemu rynku mocy oraz przeprowadzonych aukcji zagwarantowane zostało uzyskanie dodatkowych przychodów, które będą osiągnięte w latach 2021-2037.

PGNiG TERMIKA EP podejmować będzie działania mające na celu przede wszystkim utrzymanie pozycji znaczącego wytwórcy i głównego dostawcy ciepła w regionie. Spółka dążyć będzie również m.in. do umocnienia pozycji krajowego lidera gospodarczego wykorzystania metanu w układach kogeneracyjnych. Do zadań stojących przed spółką w 2020 r., można zaliczyć kontynuowanie projektu zabezpieczenia dostaw ciepła dla miasta Rybnik oraz realizację zadania dotyczącego połączenia systemów ciepłowniczych Ec Zofiówka i Ec Pniówek.

Do największych wzywań stojących przed realizacją planów strategicznych w GK PGNiG TERMIKA można zaliczyć:

- realizacja planu inwestycyjnego zapewniającego dostosowanie majątku wytwórczego do obecnych i przyszłych wymagań środowiskowych;

- zwiększenie wolumenu sprzedaży i dystrybucji ciepła, który będzie efektem akwizycji aktywów ciepłowniczych i rozwoju działalności wytwórczej na terenie całego kraju;
- zwiększenie wolumenu sprzedaży energii elektrycznej poprzez realizację inwestycji ukierunkowanych na budowę nowych, efektywnych kosztowo mocy wytwórczych oraz modernizację istniejących źródeł przy zastosowaniu niskoemisyjnych technologii;
- osiągnięcie 1 mld zł EBITDA w 2022 r.

4.5 Pozostałe segmenty

4.5.1 Działalność w 2019 r.

Centrum korporacyjne

Głównym zadaniem obszaru jest dążenie do budowania sprawnego modelu organizacji i zarządzania GK PGNiG. W tym celu wyznaczono trzy podstawowe aspiracje, czyli zwiększenie zaangażowania oraz efektywności w realizacji projektów badawczo-rozwojowych oraz innowacyjnych (łącznie planowane wydatki na ten obszar przewidziano na poziomie ok. 680 mln zł), poprawę efektywności operacyjnej GK PGNiG oraz budowę wizerunku Grupy.

W skład Centrum Korporacyjnego wchodzi Centrala PGNiG, składająca się z 16 Departamentów, 2 Biur oraz Centralnego Laboratorium Pomiarowo-Badawczego.

Spółki wspierające i poboczna działalność Grupy PGNiG

PGNiG Technologie

PGNiG Technologie działa przede wszystkim na krajowym rynku sektora naftowo-gazowego oraz w mniejszym zakresie na rynkach zagranicznych. Jej działalność można podzielić na trzy obszary: gazociągi i infrastruktura gazowa, poszukiwanie i wydobywanie oraz magazynowanie gazu. W ramach pierwszego obszaru spółka świadczy usługi budowlano-montażowe oraz dostarcza wyroby gotowe związane z budową, rozbudową, pracami remontowymi sieci gazowych oraz obiektów infrastruktury gazowej. W zakresie poszukiwania i wydobywania jest dostawcą usług budowlano-montażowych oraz wyrobów gotowych wyspecjalizowanych w kierunku eksploatacji oraz poszukiwania złóż węglowodorów. W ramach obszaru magazynowania jest dostawcą wyrobów i usług związanych z rozbudową, remontami oraz eksploatacją magazynów gazu.

W 2019 r. świadczone usługi dla spółek z GK PGNiG oraz dla podmiotów zewnętrznych, takich jak: GAZ-SYSTEM, Lotos Petrobaltic S.A., Orlen Upstream Sp. z o.o oraz MHWirth AS. Dla PGNiG w 2019 r. została wykonana m.in. instalacja służąca do osuszania zawadzonego gazu na wyjściu z gazociągu jamalskiego, celem podniesienia bezpieczeństwa dostaw z kierunku wschodniego.

PGNiG Serwis

Podstawową działalnością PGNiG Serwis jest świadczenie kompleksowych usług finansowo-księgowych, kadrowo-płacowych, teleinformatycznych, bezpośredniej ochrony fizycznej, obsługi zabezpieczeń technicznych, zarządzania nieruchomościami i obsługa terenów przyległych dla spółek z Grupy PGNiG. PGNiG Serwis pełni funkcję Centrum Usług Wspólnych dla 15 spółek GK PGNiG.

Gazoprojekt

PGNiG GAZOPROJEKT S.A. wykonuje dokumentację przedprojektową i projektową w branży gazowniczej, paliwowo-energetycznej i ogólnobudowlanej. Warunki funkcjonowania w wymienionych branżach są uzależnione od ogólnego stanu gospodarki, jak i realizacji planów inwestycyjnych największych przedsiębiorstw. W 2019 r. wystąpiło wysokie nasycenie rynku co do popytu na prace projektowe głównie w zakresie dużych strategicznych podmiotów, takich jak PERN S.A., GAZ-SYSTEM i PSG. Dotyczyły one przede wszystkim inwestycji infrastrukturalnych w obszarze przesyłu (gazociągi, tłocznie, rurociągi paliwowe) i wydobywania węglowodorów. Ponadto, ze względu na sytuację na rynku paliw płynnych wciąż duży potencjał wykazuje rynek magazynowania i dystrybucji paliw płynnych.

Geovita

Geovita prowadzi działalność o profilu wypoczynkowym, odnowy biologicznej, profilaktyki leczniczej, rehabilitacji leczniczej i konferencyjno-szkoleniowym. Obiekty spółki Geovita położone są w: Dąbkach, Mrzeżynie, Dźwirzynie, Jadwisinie koło Serocka, Płotkach koło Piły, Gronowie koło Łagowa, Jugowicach, Łądku Zdroju, Zakopanem, Wiśle, Złockiem koło Muszyny, Krynicy-Zdroju, Czarnej koło Ustrzyk Dolnych oraz Krakowie. W 2019 r. kontynuowano zapoczątkowany w 2017 r. proces restrukturyzacji zmierzający do zwiększenia wartości spółki, w tym redukcję znaczącego zadłużenia wobec wierzycieli. W okresie sprawozdawczym, Zarząd spółki podjął działania zmierzające do sprzedaży nierentownych aktywów

Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych (Polski Gaz TUW)

Polski Gaz TUW oferuje ochronę ubezpieczeniową spółkom z GK PGNiG, obejmującą m.in.: ubezpieczenia mienia, komunikacyjne, OC, ochronę prawną, jak również gwarancje ubezpieczeniowe i ubezpieczenia zdrowotne. Polski Gaz TUW ubezpiecza również

podmioty spoza GK PGNiG, w szczególności z sektora energetycznego. W 2019 r. kontynuowano współpracę w zakresie umów ubezpieczenia dla spółek w Grupie PGNiG.

Kluczowym projektem zrealizowanym w okresie sprawozdawczym był projekt związany z utworzeniem Polski Gaz Towarzystwa Ubezpieczeń Wzajemnych na Życie, podmiotu zależnego od Polski Gaz Towarzystwa Ubezpieczeń Wzajemnych, którego głównym obszarem działalności w pierwszym okresie funkcjonowania będzie oferowanie Pracowniczych Programów Emerytalnych w formie grupowego ubezpieczenia na życie z ubezpieczeniowym funduszem kapitałowym. W 2019 r. Komisja Nadzoru Finansowego wydała zgodę na prowadzenie działalności ubezpieczeniowej przez Polski Gaz TUW na Życie oraz w obszarze ubezpieczeń zdrowotnych.

Oddział PGNiG - Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze (CLPB)

CLPB świadczy usługi w zakresie m.in. badania poprawności i wiarygodności pomiarów jakości i ilości gazu ziemnego, badania urządzeń i systemów pomiarowych oraz analiz technicznych, opinii i ekspertyz technicznych. Podmiot sprawuje nadzór nad systemami pomiarowymi w kluczowych transgranicznych punktach wejścia do systemu przesyłowego, w tym w terminalu LNG w Świnoujściu. Świadczy usługi m.in. w obszarze walidacji procesowych chromatografów gazowych na potrzeby rozliczeń gazów ziemnych, wzorcowania układów pomiarowych na obiektach infrastruktury gazowej. W 2019 r. przeprowadzono pierwszą w Europie walidację na cieczy kriogenicznej, ciekłym LNG, przy wykorzystaniu przepływomierzy kriogenicznych w instalacjach typu SMOK w Odolanowie. Do największych klientów oddziału należą spółki i oddziały GK PGNiG, GAZ-SYSTEM, EuroPolGaz S.A.

4.5.2 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość

PGNiG Technologie

W latach 2020-2022 podmiot, wykorzystując plany inwestycyjne GK PGNiG, skupi się na rozwoju w ramach dotychczasowych sektorów, w szczególności w zakresie inwestycji oraz dostaw dla górnictwa węglowodorów. Spółka będzie budować przewagę konkurencyjną poprzez przywództwo kosztowe w sektorze oraz zróżnicowanie (jakość, elastyczność, tempo wykonywanych prac). W ramach sektora Oil&Gas podjęto działania rozwojowe, mające na celu budowę nowych kompetencji związanych z pozyskiwaniem zadań w zakresie budowy zestawów sprzężających gaz oraz energetyki ciepłno-gazowej.

Dodatkowo, w ramach uzupełnienia portfela projektów oraz zamówień podjęte będą starania o kontrakty w zakresie przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego oraz rozwój sprzedaży eksportowej wyrobów gotowych (Norwegia, Ukraina).

PGNiG Serwis

W 2020 r. PGNiG Serwis planuje kontynuować udział w realizacji planów strategicznych Grupy PGNiG. PGNiG Serwis dostrzega szanse w postępującym procesie optymalizacji i redukcji kosztów operacyjnych, czego skutkiem mogłoby być przejmowanie obowiązków w zakresie działalności pomocniczej oraz świadczenie usług wsparcia dla kolejnych spółek z Grupy PGNiG. PGNiG Serwis zamierza również rozszerzyć działalność w obszarze bezpośredniej ochrony fizycznej osób i mienia, IT, zarządzania i obsługi nieruchomości oraz usług wsparcia w zakresie realizacji obowiązków wynikających z ustawy o odpadach.

Gazoprojekt

Gazoprojekt w 2020 r. będzie dążył do utrzymania świadczenia usług dla już pozyskanych klientów – nie tylko w ramach Grupy PGNiG, ale także innych czołowych firm na rynku gazu i ropy. W szczególności interesujące wydają się projekty związane z przesyłem oraz magazynowaniem ropy i gazu, a także rozbudowy mocy wytwórczych ciepła i energii elektrycznej opartych o gaz ziemny. W nieodległej przyszłości planowane są również duże inwestycje w pokrewnej branży chemicznej. W perspektywie długoterminowej, Gazoprojekt ma na celu m.in. rozwój swojej działalności na rynkach zagranicznych.

Geovita

W najbliższym okresie Geovita będzie kontynuować działania restrukturyzacyjne w obszarze optymalizacji kosztowej, poprawę efektywności we wszystkich obszarach działalności biznesowej oraz procedurę sprzedaży nierentownych obiektów.

Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych (Polski Gaz TUW)

W 2020 r. Polski Gaz TUW planuje rozwinąć ofertę ubezpieczeń zdrowotnych, która skierowana do szerokiego grona odbiorców, zarówno w GK PGNiG, jak i poza nią. Towarzystwo planuje rozpoczęcie sprzedaży produktów ubezpieczeniowych w biurach obsługi klienta spółki PGNiG OD, m.in. Gazek Opiekun Domu, czyli ubezpieczenie ruchomości domowych i assistance oraz ochrony prawnej (affinity), której przedmiotem jest pokrycie kosztów zastępstwa procesowego oraz zorganizowanie i pokrycie kosztów porady prawnej. Wyzwaniem na 2020 r. dla Polski Gaz TUW jest również uruchomienie operacyjne podmiotu zależnego, Polski Gaz TUW na Życie i przejęcie przez ten podmiot zarządzania aktywami zgromadzonymi w ramach PPE spółek z GK PGNiG. Długoterminowym celem Polski Gaz TUW jest utrzymanie i umocnienie pozycji lidera ubezpieczeń upstream oraz stałe dostosowywanie oferty ubezpieczeniowej do potrzeb Grupy PGNiG.

CLPB

Celem CLPB jest utrzymanie pozycji wiodącego laboratorium badawczego i punku legalizacyjnego w zakresie urządzeń i systemów pomiarowych stosowanych w przemyśle gazu ziemnego oraz laboratorium kontroli jakości gazów ziemnych w zakresie wszystkich

rodzajów gazów ziemnych (L i E) i ich form (CNG, LNG) oraz biogazu. Podmiot sprawuje nadzór nad systemami pomiarowymi w kluczowych transgranicznych punktach wejścia do systemu przesyłowego, w tym na terminalu LNG w Świnoujściu. W najbliższych latach CLPB zamierza również rozszerzyć kompetencje w zakresie badań wodoru jako niskoemisyjnego paliwa do pojazdów (brak tego typu laboratorium w Polsce przy powstającym rynku paliwa wodorowego), analiz geologicznych (badania porozymetryczne i gazów rdzeniowych oraz analizy ciekłych kopaliny węglowodorowych) oraz przygotowanie instalacji SMOK-4 (krajowy wzorzec do legalizacji dystrybutorów do paliw LNG).

4.6 Badania, rozwój i innowacje

Jednym z celów Strategii GK PGNiG jest rozwój działalności innowacyjnej poprzez efektywną realizację projektów badawczo-rozwojowych oraz innowacyjnych. Centrala PGNiG nadzoruje działalność w obszarze innowacji (identyfikacja rozwiązań, rozwój, wdrożenia/komercjalizacja), efektywności energetycznej oraz zarządza projektami B+R i prawami własności intelektualnej i realizuje współpracę z jednostkami naukowo-badawczymi.

4.6.1 Badania i rozwój

W 2019 r. z nadzorowanych 57 projektów badawczo-rozwojowych, 28 znajdowało się w fazie realizacji na koniec roku: 41 projektów realizowanych i finansowanych/współfinansowanych przez PGNiG (w tym 9 projektów współfinansowanych przez PGNiG w 50% i przez NCBiR w 50% w ramach programu INGA – Innowacyjne Gazownictwo) oraz 16 projektów realizowanych i finansowanych przez Spółki GK PGNiG (w tym PSG – 10 projektów, Geofizyka Toruń – 4, PGNiG TERMIKA – 2 projekty).

W 2019 r. zakończonych zostało 14 projektów. Na projekty badawczo-rozwojowe realizowane w GK PGNiG wydatkowano łącznie ok. 13,5 mln zł. Do najbardziej istotnych projektów B+R realizowanych bądź zakończonych w 2019 r. należą m.in.:

- rozpoczęcie drugiej fazy (prototypowej) projektu wierceń kierunkowych. Mini Drill mającego na celu intensyfikację wydobycia złóż gazu ziemnego przy redukcji ponoszonych kosztów;
- uruchomienie projektu Hydra Tank mającego na celu budowę pilotażowej stacji badawczej tankowania wodoru i podpisano list intencyjny z wybranym partnerem biznesowym, będącym docelowym dostawcą floty samochodowej napędzanej wodorem;
- zakończono proces zawierania umów oraz rozpoczęto fazę realizacji 9 projektów w ramach I Edycji Programu INGA (łącznie 9 umów), w tym m.in.:
 - poszukiwanie i optymalizacja wydobycia metanu ze złóż węglowych na etapach przed- jak i poeksploatacyjnych (PGNiG OGiE);
 - wdrożenie inteligentnego systemu obsługi klientów wykorzystującego rozpoznawanie mowy, biometrię głosową oraz analizę danych „big data” (PGNiG OD);
 - opracowanie autonomicznego systemu analitycznego typu GC/DMS do ciągłej i zdalnej analizy transportowanego paliwa gazowego oraz jego domieszek dla potrzeb usprawnienia zarządzania inteligentną siecią gazową (smart grid) – PSG.
- zakończono z powodzeniem projekt ELIZA – dający podstawy do stworzenia „Programu budowania kompetencji wodorowych w GK PGNiG”.

4.6.2 Innowacje i rozwój biznesu

W 2019 r. spółkach GK realizowano 121 projektów innowacyjnych, czego 30 projektów zostało zakończonych. Nakłady na działalność B+R+I w GK PGNiG utrzymały się na poziomie porównywalnym z okresem poprzednim (ok. 400 mln zł). W PGNiG realizowano 23 projekty w tym m. in. Geo Metan II, Centrum Startupowe InnVento, Kelvin, utworzenie PGNiG Ventures, Cyfrowe złożo, Smok 3D.

W okresie sprawozdawczym w rozpoczęto prace zmierzające do komercjalizacji (bezpośrednich i pośrednich) dwóch rozwiązań rozwijanych przez CLPB, w tym: „System pomiarowo-rozliczeniowy skroplonego gazu ziemnego SMOK 3D”, który umożliwi bezpośredni pomiar masowego strumienia LNG wg. metod opracowanych w CLPB. Bezpośredni pomiar ma docelowo zastąpić stosowane dotychczas metody rozliczeniowe, które ze względu na swoją niedokładność powodują rozbieżności w bilansowaniu. Kolejne rozwiązanie dotyczy próbkowania LNG jednak ze względu na trwający proces uzyskania ochrony patentowej nie jest możliwe przekazywanie bardziej szczegółowych informacji na temat rozwiązania.

Centrum Startupowe InnVento

W 2019 r. aktywność InnVento koncentrowała się wokół czterech filarów:

- Rozwój sieci współpracy z wyspecjalizowanymi partnerami w zakresie poszukiwania i akceleracji startupów

W 2019 r. PGNiG oraz Fundacja Startup Hub Poland współpracowały przy realizacji programu Startup Hub: Poland Prize (element rządowego programu Start in Poland), którego głównym założeniem było zdywersyfikowanie polskiej sceny startupowej. Z 1 250 zgłoszonych startupów wybrano 26 innowacyjnych zespołów z kilkunastu państw, biorących udział trzech rundach akceleracji. Po zakończeniu programu kilka startupów dalej rozwija swoje projekty m.in. w ramach Szybkiej Ścieżki NCBiR, jednocześnie pozostając w gotowości do współpracy z PGNiG.

W 2019 r. zakończyła się współpraca w ramach programu akceleracji MIT Enterprise Forum Poland realizowanego we współpracy z Fundacją Przedsiębiorczości Technologicznej. W ramach programu przeprowadzono 12 pilotaży startupów, których rozwiązania

dotyczyły m.in.: wykorzystania dronów do tworzenia ortofotomap lub do monitorowania zanieczyszczeń powietrza, zwiększenia wydajności wydobywania ropy naftowej czy też wykorzystania wirtualnej rzeczywistości do szkoleń pracowników na symulatorze stacji pomiarowo-redukcyjnej.

- Wsparcie wyselekcjonowanych startupów oraz ich opiekunów biznesowych w PGNiG w pilotażowych wdrożeniach.

Kontynuowano prace związane ze wsparciem startupów przy współpracy i pilotażach w PGNiG. W 2019 r. z projektów pozyskanych przez partnerów 8 zostało skierowanych do akceleracji bądź pilotaży.

- Promocja oferty InnVento oraz marki PGNiG połączona z aktywnym poszukiwaniem innowacyjnych startupów

InnVento uczestniczyło w około 40 wydarzeniach skupiających środowiska startupowe, technologiczne i energetyczne. Zorganizowano 2 spotkania Pitch Day, w trakcie których przedstawiciele startupów mogli zaprezentować swoje innowacyjne rozwiązania przed kapitułą złożoną z ekspertów GK PGNiG; pomysły zaprezentowało 10 startupów. Przeprowadzono również około 20 indywidualnych spotkań specjalistów Spółki ze startupami chcącymi nawiązać współpracę.

- Działania na rzecz rozwoju innowacyjności i budowy kultury innowacyjności w GK PGNiG

W 2019 r. kontynuowano działania na rzecz pobudzenia wewnętrznego potencjału i kultury innowacyjności w PGNiG organizując m.in. warsztatowe Spotkania Liderów Innowacji, umożliwiające wymianę informacji i dzielenie się doświadczeniami pomiędzy osobami bezpośrednio zaangażowanymi w rozwój innowacji. Zorganizowano 9 spotkań z cyklu „Spotkania z technologią” oraz „Spotkanie z innowacjami”, w trakcie których ponad 150 przedstawicieli startupów, świata biznesu oraz pracownicy PGNiG poszerzali wiedzę związaną m.in. z wykorzystaniem sztucznej inteligencji w biznesie, ochroną praw własności intelektualnej, zarządzanie danymi, zastosowaniem technologii 5G, czy technologii kosmicznych w przemyśle. Pracownicy Spółki wzięli udział w pilotażowym programie Akademia Menadżera Innowacji, realizowanym przez Polską Agencję Rozwoju Przedsiębiorczości oraz Ministerstwo Przedsiębiorczości i Technologii.

Efektywność Energetyczna

W 2019 r. wprowadzone zostały systemowe rozwiązania stanowiące integralny element Polityki Energetycznej PGNiG i został wdrożony System Zarządzania Energią wg normy ISO:50001. W celu pobudzenia oddolnych inicjatyw pracowniczych związanych z poprawą efektywności energetycznej w Spółce, decyzją Zarządu zostały wprowadzone „Zasady zgłaszania i nagradzania inicjatyw poprawiających efektywność energetyczną dla pracowników spółki”.

Geo-Metan II

W lutym 2019 r. podpisano z PGG. umowę o współpracy przy realizacji projektu na obszarze KWK Ruda Ruch Bielszowice. Rozpoczęto prace związane z wykonaniem otworów wiertniczych Bielszowice-1K i Bielszowice-2H. Minister Środowiska wydał decyzję zatwierdzającą projekt robót geologicznych na wykonanie powyższych prac. Przygotowano i złożono do NFOŚiGW wnioski o dofinansowanie dla powyższych prac.

4.6.3 Perspektywy obszaru B+R+

B+R

W kolejnych latach obszar badań i rozwoju będzie ukierunkowany na uzyskiwanie bezpośrednich korzyści biznesowych dla spółki oraz komercjalizację wdrożonych rozwiązań. Równolegle stale będą analizowane nowe obszary biznesu, które mogą przynieść Spółce zwiększenie konkurencyjności i wzmocnienie pozycji rynkowej. Działania zaplanowane są w dwóch horyzontach czasowych.

Horyzont krótkoterminowy (do roku 2021):

- umocnienie pozycji GK PGNiG w obszarze technologii wodorowych m.in. poprzez budowanie kompetencji z zakresu paliw wodorowych czy utworzenie pierwszego w Polsce akredytowanego laboratorium analitycznego z kompetencjami m.in. w kierunku analiz wodoru;
- rozstrzygnięcie konkursu INGA II;
- przekazanie do komercjalizacji projektów badawczo-rozwojowych: MiniDrill, EkoGłowica i innych:
 - zaproponowanie nowych, biznesowo atrakcyjnych obszarów dla Grupy, w tym w szczególności: zastosowanie fotowoltaiki oraz do produkcji tzw. „zielonego” wodoru, pilotażowe instalacje do uszlachetniania biogazu z istniejących i planowanych biogazowni, stworzenie metodyki oceny wpływu działalności PGNiG na środowisko w postaci śladu środowiskowego oraz rozwój nowoczesnych systemów zarządzania środowiskowego.

Horyzont średnioterminowy (w latach 2022-2023) gdzie planowane i podejmowane będą następujące działania:

- kontynuowanie realizacji Strategii Grupy PGNiG 2017-2022 w obszarze badań i rozwoju;
- rozwój i ekspansja na rynku technologii wodorowych, w tym m.in.: magazynowanie energii P2G, magazynowanie wodoru;
- komercjalizacja projektów B+R w tym produktów i technologii wytworzonych na bazie projektów INGA;

- wybór technologii/projektów o skali przełomowej dla Grupy PGNiG oraz uruchomienie procesu komercjalizacji w oparciu o konsorcja międzynarodowe.

Innowacje

W ramach GK PGNiG w kolejnych latach podejmowane będą działania związane z aktywnym pozyskiwaniem i realizacją projektów innowacyjnych oraz sprawnym wdrożeniem wybranych rozwiązań. Kontynuowane będzie zaangażowanie w rządowy program Start in Poland, jak również współpracy ze środowiskiem startupowym.

Realizowane będą działania zmierzające do certyfikacji Systemu Zarządzania Energią wg normy PN-EN ISO 50001.

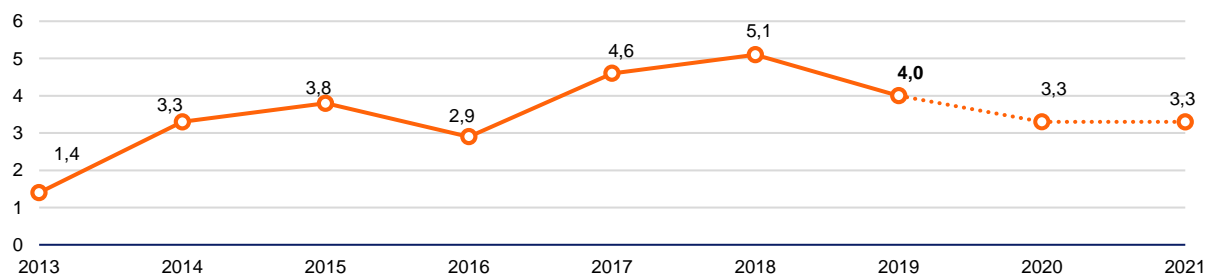
W styczniu 2020 r. podpisano z Jastrzębską Spółką Węglową S.A. umowę o współpracy przy realizacji projektu na KWK Budryk. W lutym 2020 r. Zarząd PGNiG podjął decyzję o zmniejszeniu zakresu i budżetu projektu. Z planowanych do wykonania trzech systemów otworów wiertniczych na trzech różnych lokalizacjach realizowany będzie jeden system otworów na KWK Budryk. W najbliższym czasie planowane jest przygotowanie i złożenie projektu robót geologicznych do Ministerstwa Klimatu, a następnie przygotowanie i złożenie do NFOŚiGW wniosku o dofinansowanie dla prac realizowanych na KWK Budryk.

5. Sytuacja finansowa Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG w 2019 r.

5.1 Sytuacja makroekonomiczna

5.1.2 Sytuacja gospodarcza i kursy walut

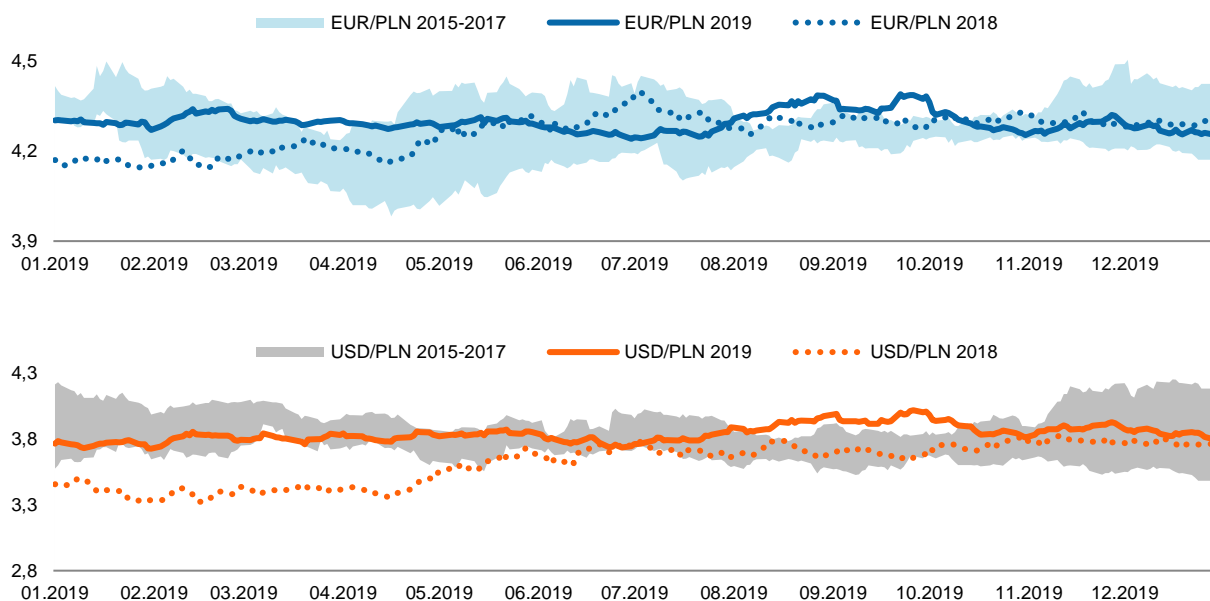
Wykres 20 Produkt Krajowy Brutto r/r (%) w latach 2013-2019 i prognoza na lata 2020-2021



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z GUS oraz Komisji Europejskiej.

Szacunkowa dynamika PKB Polski wyniosła 4,0% w 2019 r. Wysoki popyt wewnętrzny pomógł w utrzymaniu wzrostu PKB na poziomie 4,5% w pierwszej połowie 2019 r. Czynnikiem niepewności dla perspektyw gospodarczych Polski jest otoczenie zewnętrzne, a w szczególności możliwe zakłócenia w globalnych łańcuchach dostaw, które mogą dotknąć polskich producentów. Według Komisji Europejskiej prognozy wzrostu gospodarczego dla Polski w 2020 r. wynoszą w 3,3%. Mimo spowolnienia polska gospodarka pozostanie w gronie liderów wzrostu. Szybciej mają rosnąć jedynie gospodarki Malty (4,2%), Rumunii (3,6%) oraz Irlandii (3,5%). W kolejnym roku prognozowane tempo wzrostu powinno zostać utrzymane - wynieść 3,3%.

Wykres 21 Kursy walut EUR/PLN i USD/PLN



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Narodowego Banku Polskiego.

Kursy wskazanych walut są istotnym wskaźnikiem z punktu widzenia Grupy PGNiG głównie ze względu na jego wpływ na koszty pozyskania gazu w segmencie Obrót i Magazynowanie. Kurs dolara wpływa na rozliczenie z dostawcami gazu i przychody ze sprzedaży ropy, a kurs euro ma wpływ na zakup gazu z kierunku zachodniego.

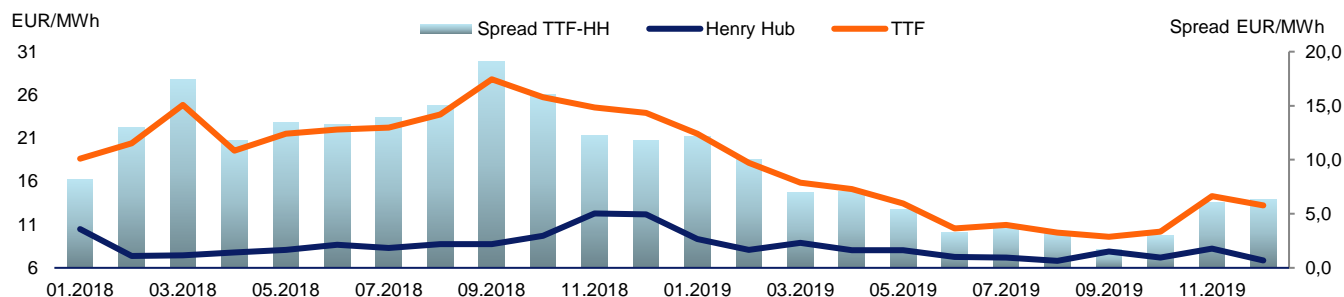
5.1.2 Tendencje na rynku gazu ziemnego

Ceny gazu w Europie i na świecie

W 2019 r. ceny gazu ziemnego w Europie zanotowały istotny spadek w stosunku do cen notowanych na amerykańskim Henry Hub. Średnia cena gazu ziemnego na holdenderskim hubie TTF wyniosła w tym czasie 13,58 EUR/MWh - spadek o 40,7% w porównaniu do analogicznego okresu r/r. Porównując te same okresy, notowania gazu ziemnego na Henry Hub spadły o 1,33 EUR/MWh do poziomu średnio 7,82 EUR/MWh. Średnia cena surowca w Stanach Zjednoczonych zmniejszyła się w tym czasie o 14,6%. Tym

samym, w minionym roku spread między tymi dwoma obszarami handlu zmniejszył się o blisko 58%, tj. o 8,0 EUR/MWh i wyniósł w 2019 r. średnio 5,76 EUR/MWh. Największy spread cenowy odnotowano w styczniu: 10,06 EUR/MWh.

Wykres 22 Średnie miesięczne fronth month gazu ziemnego na hubach Henry Hub i TTF (kontrakt *ang. fronth month* – kontrakt z datą wykonania w następnym miesiącu)

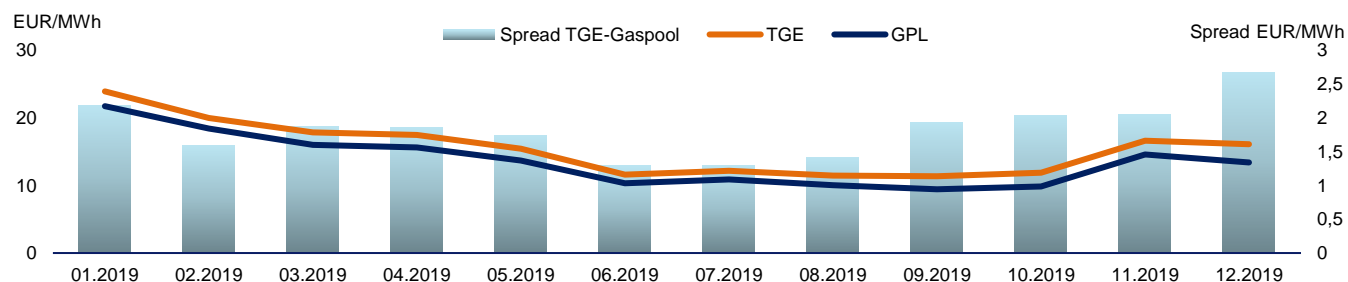


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych NYMEX oraz ICE.

Ceny gazu w Polsce

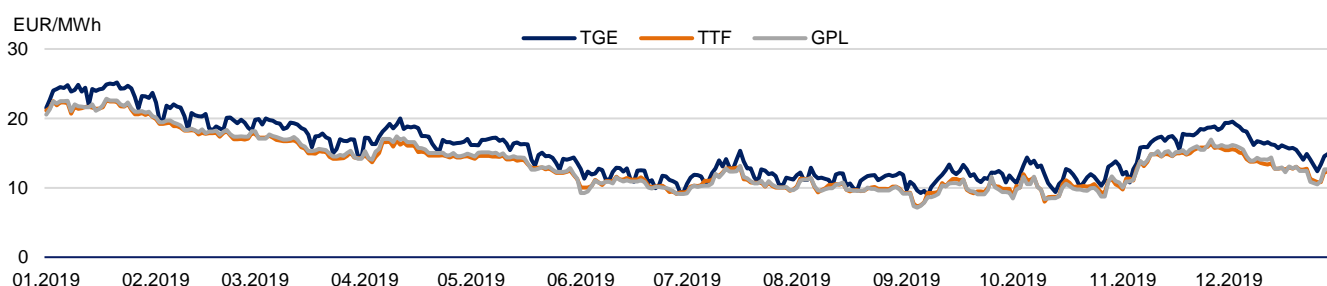
W 2019 r. średnioważona spotowa (RDNiBg) cena gazu w Polsce wyniosła średnio 72,72 PLN/MWh, o 33,30 PLN/MWh mniej niż w 2018 r. Ceny gazu były silnie skorelowane z cenami gazu w Niemczech i szerzej, na rynkach europejskich. Średni spread pomiędzy spotowymi cenami (dla produktu Day Ahead) na TGE oraz na GASPOOL w 2019 r. wyniósł 1,83 EUR/MWh.

Wykres 23 Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego w Polsce i w Niemczech w 2019 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz EEX.

Wykres 24 Cena gazu ziemnego spot na giełdzie TGE, TTF i GPL w 2019 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz EEX.

Sytuacja na rynku gazu ziemnego w Europie i na świecie ma przełożenie na wyniki finansowe Grupy głównie ze względu na jego wpływ na segment Obrót i Magazynowanie zarówno po stronie kosztowej, jak i przychodowej.

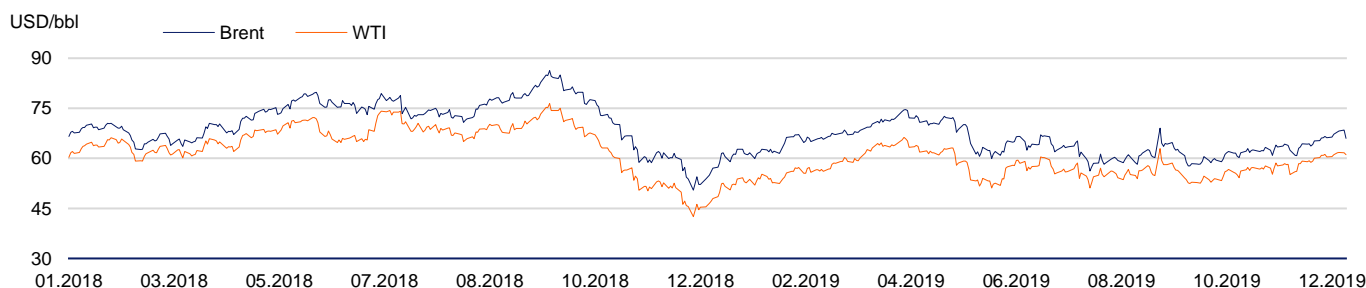
5.1.3 Tendencje na rynku ropy naftowej

W I kwartale 2019 r. cena ropy utrzymywała trend wzrostowy. Głównym czynnikiem wpływającym na utrzymanie stabilnego wzrostu cen było nałożenie sankcji przez Stany Zjednoczone na eksport ropy z Iranu i Wenezueli. Pozwoliło to na zwiększenie udziału w rynku Stanów Zjednoczonych, które konsekwentnie zwiększały swoją podaż przez cały rok. W II kwartale cena surowca zaczęła spadać. Główną przyczyną były pogarszające się prognozy gospodarcze, przede wszystkim produkcji przemysłowej Chin i Stanów Zjednoczonych. Wojna handlowa tych państw osłabiła oczekiwania wobec globalnego wzrostu gospodarczego oraz popytu na ropę.

Na początku III kwartału grupa OPEC (*ang. Organization of the Petroleum Exporting Countries* – Organizacja Krajów Eksportujących Ropę Naftową) ogłosiła wprowadzenie limitów produkcyjnych dla krajów członkowskich. Zakładano, że łącznie doprowadzi to do ograniczenia podaży o 1,2 mln baryłek dziennie. Niewywiązywanie się z ustaleń przez niektóre państwa oraz rosnące wydobycie Stanów Zjednoczonych sprawiły, że cena ropy nie rosła. Poza krótkim okresem po ataku na saudyjską rafinerię Abqaiq, notowania kontraktów month-ahead indeksu Brent wahały się wokół 60 USD/bbl.

IV kwartał 2019 r. przyniósł wzrosty cen ropy. Grupa OPEC, niezadowolona z niedostatecznej zmiany ceny oraz nieprzestrzegania przez niektóre kraje członkowskie ostatnich limitów podaży, zdecydowała się na dalsze pogłębienie cięć. Osiągnięcie porozumienia w sprawie treści pierwszej części umowy handlowej pomiędzy Stanami Zjednoczonymi a Chinami również dało bodziec dla wzrostu ceny.

Wykres 25 Cena ropy Brent i WTI, kontrakt month ahead (kontrakt *ang. month ahead* – kontrakt z datą wykonania w następnym miesiącu)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z ICE oraz NYMEX.

Średnie zapotrzebowanie na ropę naftową w 2019 r. wzrosło o 0,83% względem roku poprzedniego i wyniosło 100,78 mln baryłek dziennie. Zapotrzebowanie na ropę w grupie największych światowych konsumentów spoza OECD (*ang. Organisation for Economic Cooperation and Development* – Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju) wzrosło najsilniej w Chinach, o 3,54%. Pozostałe kraje azjatyckie również zanotowały wzrost zapotrzebowania, średnio o 2,01%. Podaż ropy na świecie została zmniejszona w 2019 r. o 0,11% względem roku poprzedniego. Produkcja najmocniej wzrosła w Stanach Zjednoczonych – o 9,13%, czyli ok. 1,64 mln baryłek dziennie. Wydobycie zostało także zwiększone przez Kanadę - o 2,15% (0,12 mln baryłek dziennie). Kraje dawnego Związku Radzieckiego nie zmieniły wolumenu swojej podaży. Najmocniejszy spadek produkcji (o 8,5%; 0,18 mln baryłek dziennie) zanotowano w Meksyku. Również kraje OPEC nieznacznie zmniejszyły swoją produkcję o 5,65% do średniej wartości 35,2 mln baryłek dziennie.

Tabela 29 Globalny popyt na rynku ropy

mln bbl/dzień	Popyt	2019		2018	
		I półrocze	II półrocze	I półrocze	II półrocze
OECD		47,05	47,79	47,43	47,81
<i>w tym Stany Zjednoczone</i>		20,35	20,65	20,35	20,65
Spoza-OECD		53,08	53,63	52,06	52,60
<i>w tym Chiny</i>		14,53	14,50	14,05	13,99
Razem Świat		100,14	101,42	99,49	100,41

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z EIA.

Tabela 30 Globalna podaż na rynku ropy

mln bbl/dzień	Podaż	2019		2018	
		I półrocze	II półrocze	I półrocze	II półrocze
OECD		31,20	32,15	29,32	31,03
<i>w tym Stany Zjednoczone</i>		19,14	19,99	17,13	18,74
Spoza-OECD		69,30	68,85	70,33	71,03
<i>w tym Chiny</i>		4,79	4,79	4,82	4,75
<i>w tym kraje byłego ZSRR</i>		14,67	14,68	14,43	14,76
<i>w tym OPEC</i>		35,78	34,64	37,27	37,37
Razem Świat		100,50	101,00	99,65	102,06

źródło: opracowanie własne na podstawie danych z EIA.

Tabela 31 Bilans popytu i podaży na rynku ropy

mln bbl/dzień	Nadwyżka / Niedobór	2019		2018	
		I półrocze	II półrocze	I półrocze	II półrocze
Razem Świat		0,36	-0,42	0,16	1,65

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z EIA.

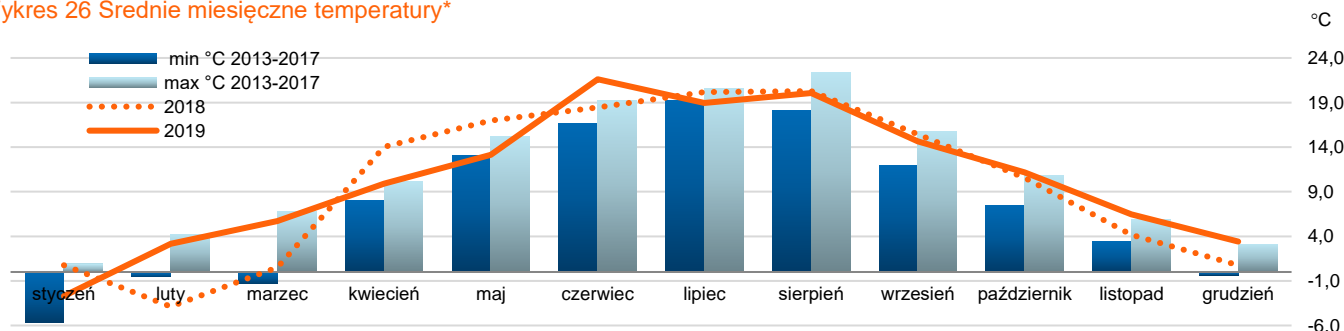
Sytuacja na rynku ropy naftowej w Europie i na świecie ma przełożenie na wyniki finansowe GK PGNiG głównie ze względu na jego wpływ na segment Poszukiwanie i Wydobycie (głównie sprzedaż ropy naftowej wydobywanej w Norwegii) oraz koszt pozyskania gazu z importu w segmencie Obrót i Magazynowanie.

5.1.4 Średnie miesięczne temperatury

W miesiącach zimowych temperatura w 2019 r. kształtowała się w okolicy maksimum obserwowanych w latach poprzednich i wyniosła średnio 2°C w I kwartale i 7°C w IV kwartale w porównaniu do -1°C i 5°C w 2018 r. W sezonie wiosenno-letnim temperatury oscylowały w okolicy średnio 15°C w II kwartale i 18°C w III kwartale w porównaniu do 17°C i 19°C w 2018 r.

Wskaźnik jest istotny z punktu widzenia GK PGNiG ze względu na jego wpływ na wyniki operacyjne segmentów Obrót i Magazynowanie, Dystrybucja i Wytwarzanie.

Wykres 26 Średnie miesięczne temperatury*



* Punkt referencyjny pomiaru temperatury: Rzeszów.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Oddziału Obrótu Hurtowego.

5.2 Sytuacja finansowa GK PGNiG w 2019 r.

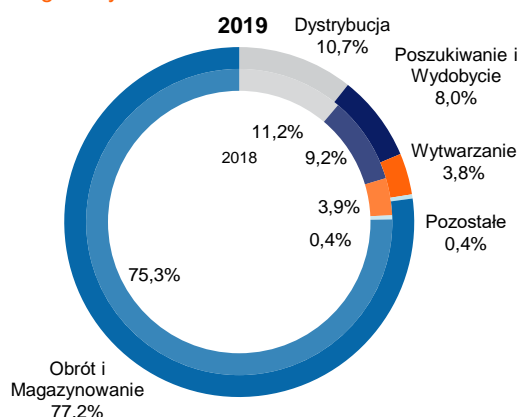
Tabela 32 Dane finansowe GK PGNiG w latach 2017-2019

GK PGNiG	2019	2018	2017	Zmiana 2019/2018 %	Zmiana 2019/2018
Przychody ze sprzedaży	42 023	41 234	35 685	2%	789
Koszty operacyjne razem	(39 575)	(36 839)	(31 775)	7%	(2 736)
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	5 504	7 115	6 579	(23%)	(1 611)
Amortyzacja	(3 056)	(2 720)	(2 669)	12%	(336)
Zysk z działalności operacyjnej	2 448	4 395	3 910	(44%)	(1 947)
Zysk przed opodatkowaniem	2 159	4 502	3 922	(52%)	(2 343)
Zysk netto	1 371	3 209	2 921	(57%)	(1 838)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	4 938	5 814	4 816	(15%)	(876)
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(6 152)	(4 704)	(3 863)	31%	(1 448)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	327	237	(4 204)	38%	90
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	(887)	1 347	(3 251)	(166%)	(2 234)
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017	Zmiana 2019/2018 %	Zmiana 2019/2018
Aktywa razem	59 185	53 271	48 203	11%	5 914
Aktywa trwałe (długoterminowe)	43 939	38 898	36 364	13%	5 041
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym	15 246	14 373	11 839	6%	873
Zapasy	4 042	3 364	2 748	20%	678
Zobowiązania i kapitał własny razem	59 185	53 271	48 203	11%	5 914
Kapitał własny razem	38 107	36 632	33 627	4%	1 475
Zobowiązania długoterminowe razem	10 378	7 255	7 004	43%	3 123
Zobowiązania krótkoterminowe razem	10 700	9 384	7 572	14%	1 316
Zobowiązania razem	21 078	16 639	14 576	27%	4 439

5.2.1 Omówienie skonsolidowanego rachunku zysków i strat GK PGNiG

Przychody ze sprzedaży

Wykres 27 Przychody ze sprzedaży w podziale na segmenty działalności w latach 2018-2019



PiW : spadek przychodów ze sprzedaży gazu r/r o -1 450 mln zł (-32%) przy spadku wolumenu sprzedaży o -3% (-127 mln m³) oraz spadek przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu o -442 mln zł (-17% r/r) przy spadku wolumenu sprzedaży o -14% (-200 tys. ton).

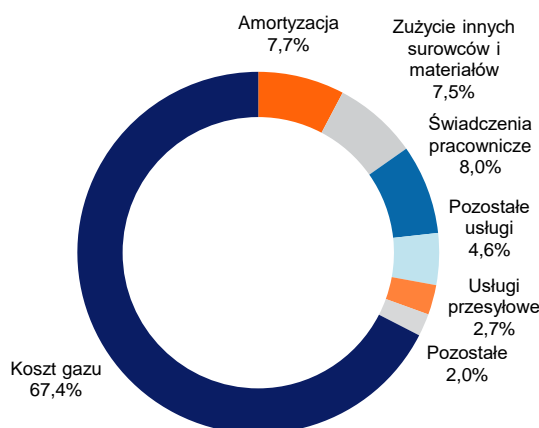
OiM: wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 3% r/r (o +787 mln zł), przy wyższym o +6% wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę oraz wyższej o +2,5% taryfie detalicznej.

D: niższy wolumen dystrybuowanego gazu o -217 mln m³ (-2% r/r) oraz niższe o -5% (-206 mln zł) przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej przy niższej o -5% taryfie dystrybucyjnej.

W: przychody ze sprzedaży ciepła na stabilnym poziomie przy wyższej o 0,6°C średniej temperaturze r/r i -3% niższych wolumenach sprzedaży ciepła; wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o +25% r/r (+190 mln zł) przy stabilnym wolumenie sprzedaży.

Koszty działalności operacyjnej

Wykres 28 Podział kosztów operacyjnych w 2019 r.



Wzrost kosztów gazu o +7% r/r (+1 745 mln zł).

Wzrost zużycia innych surowców i materiałów o 458 mln zł (+18% r/r), w tym energii elektrycznej na cele handlowe o 332 mln zł (+29% r/r).

Wzrost kosztów z tytułu świadczeń pracowniczych o 10% r/r (+297 mln zł) głównie na skutek wzrostu świadczeń pracowniczych w segmencie Dystrybucji.

Koszty 10 odwiertów negatywnych i sejsmiki wyniosły -259 mln zł) w 2019 r. vs -687 mln zł (31 odwiertów negatywnych) w 2018 r.

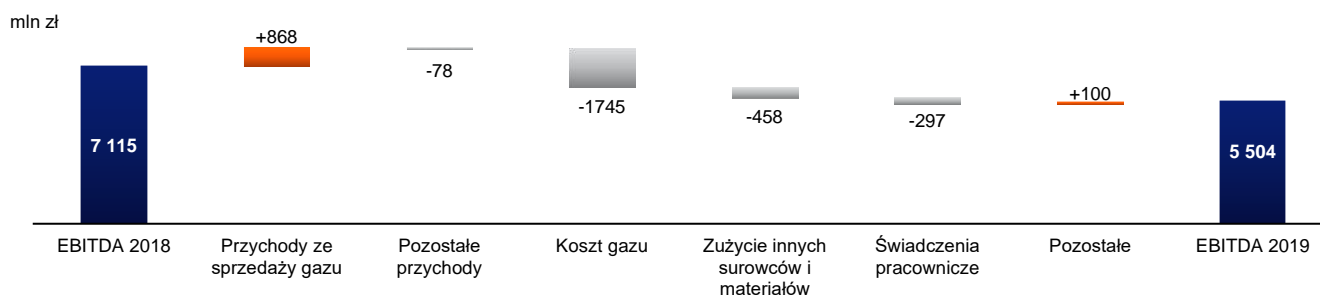
Wpływ zawiązania odpisu na zapasie gazu o -305 mln PLN w 2019 r. vs zawiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie -21 mln PLN w 2018 r.

Wpływ zawiązania odpisu aktualizującego wartość składników majątku trwałego: -400 mln zł w 2019 r. vs rozwiązanie na +224 mln zł w 2018 r.

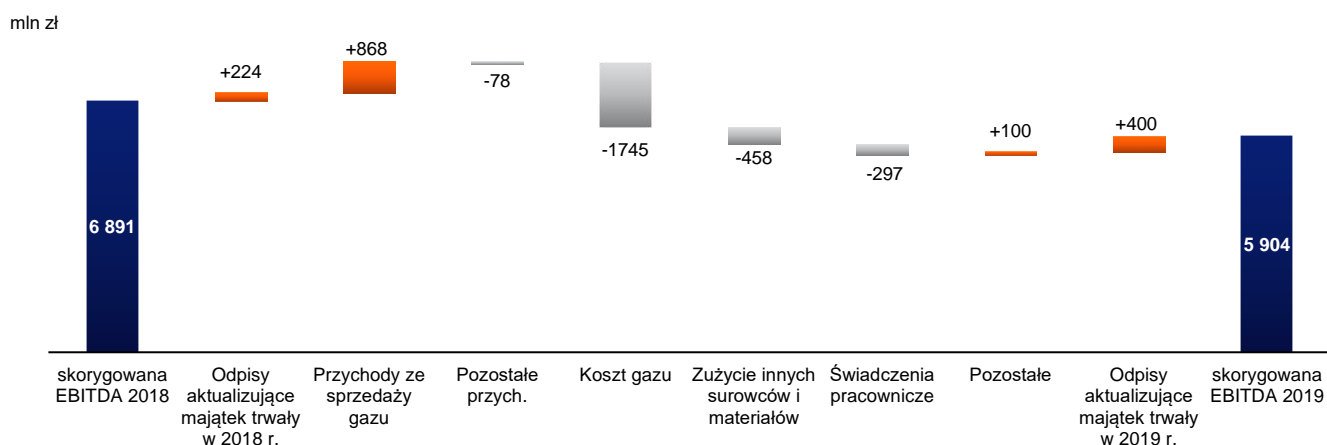
Amortyzacja w 2019 r. na poziomie -3 056 mln zł, w Norwegii -347 mln zł.

EBITDA

Wykres 29 Zmiany w EBITDA w latach 2018-2019



Wykres 30 Zmiany w skorygowanym wyniku EBITDA w latach 2018-2019



Koszty finansowe netto i wynik netto

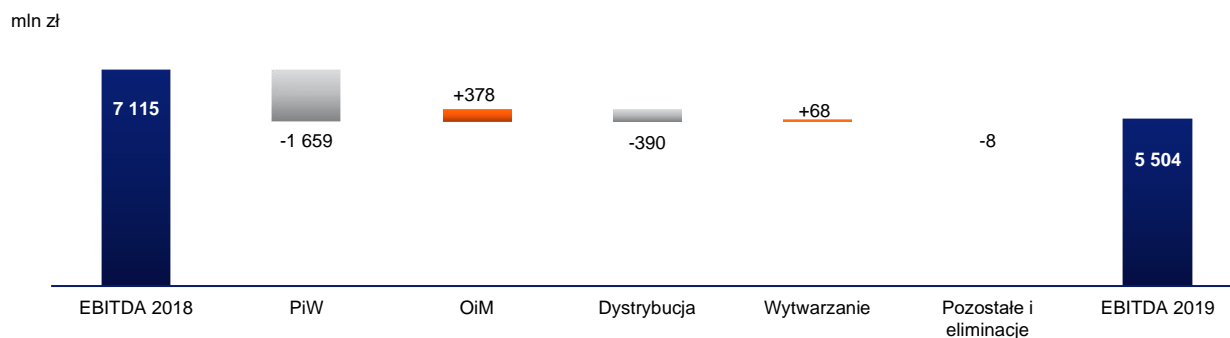
Koszty finansowe netto w 2019 r. wyniosły -54 mln zł i obejmowały głównie odsetki od zadłużenia (-48 mln zł) oraz odsetki od zobowiązań z tytułu leasingu (-69 mln zł).

Po uwzględnieniu wyniku z inwestycji wycenianych metodą praw własności -235 mln zł (z czego -239 mln zł to wpływ wyceny metodą praw własności udziałów w PGG na skonsolidowany wynik netto GK PGNiG w 2019 r.) oraz obciążeń podatkowych w kwocie -788 mln zł, zysk netto Grupy za 2019 r. wyniósł 1 371 mln zł i był niższy o -1 838 mln zł r/r.

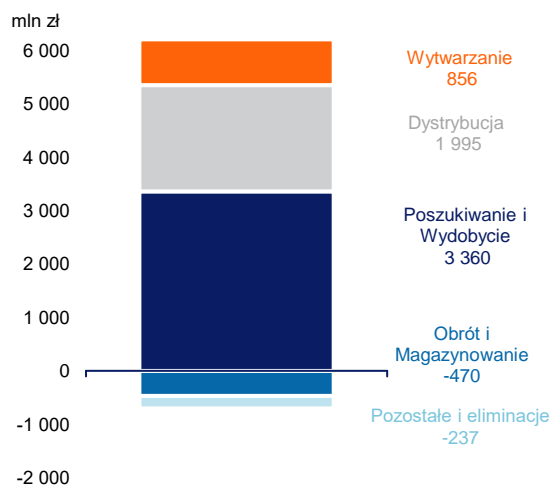
Szczegółowe noty w zakresie przychodów i kosztów finansowych (nota 3.4), inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności (nota 2.4) oraz podatku dochodowego (nota 4.1) są dostępne w [Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy Kapitałowej PGNiG za 2019 r.](#)

5.2.2 Omówienie wyników segmentów

Wykres 31 Zmiany EBITDA pomiędzy latami 2018-2019



Wykres 32 EBITDA w 2019 r. w podziale na segmenty



Poszukiwanie i Wydobywanie (PiW)

Tabela 33 Przychody ze sprzedaży w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie w latach 2017-2019

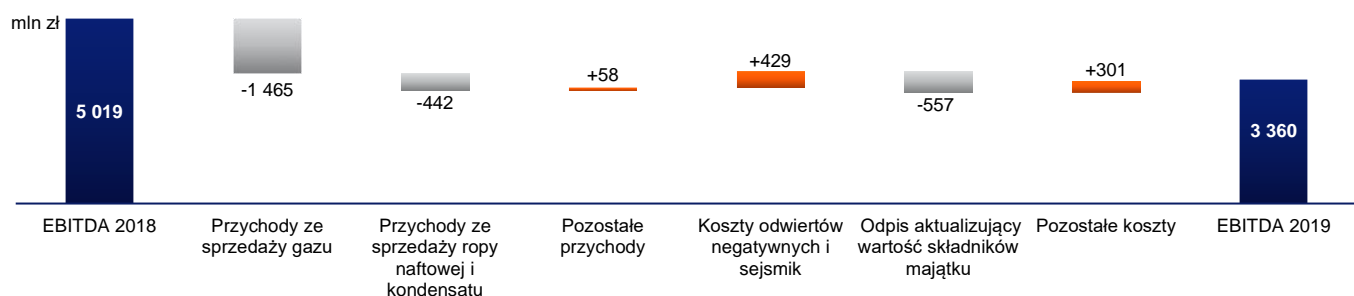
	2019	2018	2017
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG	3 351	3 795	3 092
Przychody ze sprzedaży między segmentami	2 471	3 876	3 026
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:	5 822	7 671	6 119
- gaz wysokometanowy i zaazotowany	3 086	4 536	3 604
- ropa naftowa, kondensat i NGL	2 112	2 554	1 862
- usługi geofizyczne, geologiczne i wiertnicze	277	275	369

Tabela 34 Koszty operacyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie w latach 2017-2019

	2019	2018	2017
Koszty ogółem	(3 518)	(3 714)	(3 313)
- amortyzacja	(1 056)	(1 063)	(1 060)
- zużycie surowców i materiałów	(356)	(380)	(363)
- świadczenia pracownicze	(890)	(867)	(795)
- usługi obce	(590)	(667)	(639)
- usługi przesyłowe	(223)	(261)	(197)
- spisane w koszty odwierty negatywne i sejsmiki	(258)	(687)	(400)
- odpisy aktualizujące majątek trwały	(354)	203	(79)
- koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	488	506	481
- pozostałe koszty operacyjne, netto	(279)	(498)	(261)

* Dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 9 i MSSF 15 ze skutkiem od 1 stycznia 2018 r.

Wykres 33 Zmiany w EBITDA PiW pomiędzy latami 2018-2019



- Spadek przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (-17% r/r, o -442 mln zł) przy spadku wolumenu sprzedaży w Polsce (-6% r/r) i w Norwegii (-26% r/r) oraz o -10% niższej średniej ceny ropy wyrażonej w USD (64 USD/boe)
- Wolumeny wydobywania ropy w Norwegii niższe o -16% r/r na poziomie 440 tys. ton
- Spadek przychodów ze sprzedaży gazu w segmencie (-32% r/r, o -1 450 mln zł) w wyniku spadku o -35% ceny gazu RDN na TGE i niższych o -3% r/r wolumenów sprzedaży
- Spisane koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki: -258 mln zł w 2019 r. wobec -687 mln zł w 2018 r.
- Zawiązanie odpisów na majątek trwały: -354 mln zł w 2019 r. wobec rozwiązania na poziomie +203 mln zł w 2018 r.
- Pozycja overlift / underlift w Norwegii w 2019 r. – wpływ wyceny na wynik w 2019 r. na poziomie -12 mln zł. W 2018 r. odnotowano pozycję overlift / underlift – wpływ wyceny na wynik 2018 r. to -110 mln zł

Tabela 35 Nakłady inwestycyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie w latach 2018-2019

Nakłady inwestycyjne ¹ poniesione na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w 2019 r.				Stopień wykonania planu 2019 ²
	2019	2018	2017	
Poszukiwanie i Wydobywanie, w tym:	2 508	2 232	1 214	58%
1 Norwegia	1 414	1 149	275	60%
2 Pakistan	136	94	100	55%
3 Libia	4	9	4	48%

1) w tym m.in. skapitalizowane koszty finansowania zewnętrznego.

2) na podstawie nakładów wykonanych oraz planowanych w latach 2017-2019 nieuwzględniających wydatków na akwizycje złóż węglowodorów w Norwegii.

Więcej informacji na temat kluczowych projektów i wydatków inwestycyjnych w segmencie w rozdziale 4.1.3. w sekcji Kluczowe projekty i inwestycje.

Tabela 36 Wyniki finansowe PGNiG UN

PGNiG UN (mln NOK)	2019	2018	2017
Przychody ze sprzedaży	2 358	3 569	2 463
EBITDA	1 515	2 247	1 779
EBIT	721	1 343	872
Zysk/strata netto	143	157	21
Aktywa ogółem	13 244	10 145	8 394
Kapitał własny	1 894	751	594

Obrót i Magazynowanie (OiM)

Tabela 37 Przychody ze sprzedaży w segmencie Obrót i Magazynowanie w latach 2017-2019

	2019	2018	2017*
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG	32 415	31 038	29 932
Przychody ze sprzedaży między segmentami	835	666	563
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:	33 250	31 704	30 496
- gazu wysokometanowego i zaazotowanego	29 334	29 503	28 167
- energii elektrycznej	2 488	2 010	2 012

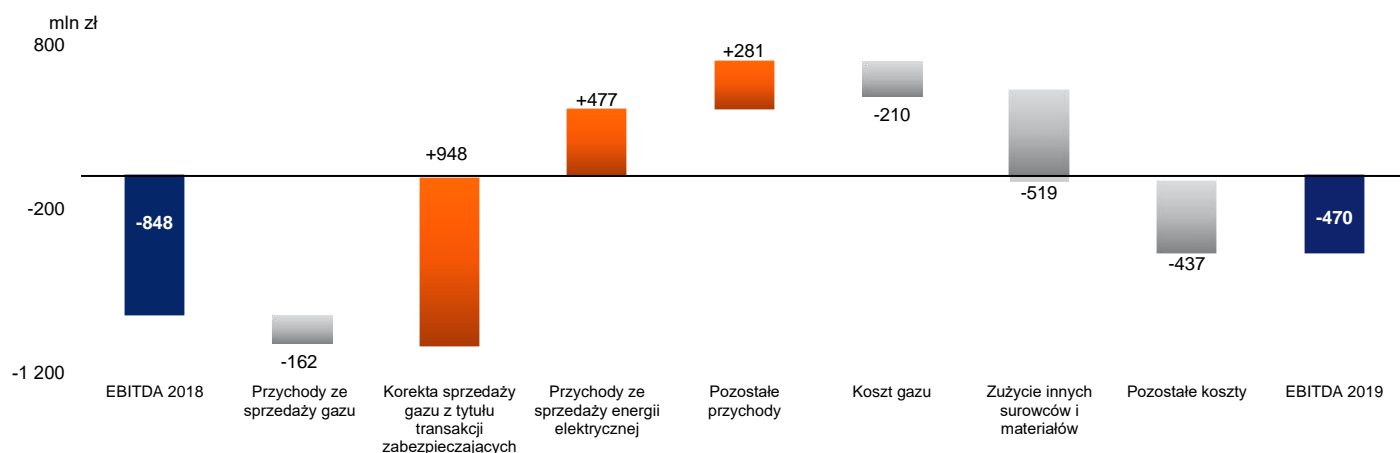
* Dane z uwzględnieniem potencjalnego wpływu MSSF 15.

Tabela 38 Koszty operacyjne w segmencie Obrót i Magazynowanie w latach 2017-2019

	2019	2018	2017*
Koszty ogółem	(33 934)	(32 741)	(27 179)
- amortyzacja	(214)	(189)	(205)
- zużycie surowców i materiałów	(31 669)	(30 940)	(25 271)
- świadczenia pracownicze	(401)	(384)	(326)
- usługi obce	(745)	(707)	(591)
- usługi przesyłowe	(175)	(143)	(154)
- odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	(5)	-	(364)
- koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	22	29	62
- pozostałe koszty operacyjne, netto	(747)	(406)	(331)

* Dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 9 i MSSF 15 ze skutkiem od 1 stycznia 2018 r.

Wykres 34 Zmiany EBITDA OiM pomiędzy latami 2018-2019



- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu r/r (z uwzględnieniem wpływu transakcji zabezpieczających) o 0,8 mld zł (do ok. 30 mld zł) przy wyższym wolumenie sprzedaży o +6% w segmencie poza Grupę
- Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń odniesionych w wynik finansowy w wysokości +571 mln zł w 2019 r. vs -362 mln zł w 2018 r.
- Niższy wolumen importu gazu do Polski r/r z kierunku wschodniego (2019 r.: 8,95 mld m³ vs 2018 r.: 9,04 mld m³). Wyższy wolumen importu LNG (+0,71 mld m³ r/r) oraz z kierunku zachodniego (2019 r.: 2,03 mld m³ vs 2018 r.: 1,42 mld m³).
- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej łącznie: 2,5 mld zł, wzrost o 0,5 mld zł r/r (+24%) przy jednoczesnym wzroście kosztów energii na cele handlowe o 524 mln zł (+27% r/r).
- Zwiększenie odpisu na zapasie gazu o -305 mln zł w 2019 r. W 2018 r. zawiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie -21 mln zł. Stan odpisu na koniec 2019 r. wyniósł -376 mln zł.
- Wpływ zawiązania rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej: -196 mln zł w 2019 r. wobec -69 mln zł w 2018 r.

Nakłady inwestycyjne poniesione na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w 2019 r. w segmencie Obrót i Magazynowanie wyniosły 159 mln zł, co stanowiło 72% planu. W porównaniu do 2018 r. nakłady inwestycyjne wzrosły o 47%.

Więcej informacji na temat kluczowych projektów i wydatków inwestycyjnych w segmencie w [rozdziale 4.2.3. w sekcji Kluczowe projekty i inwestycje](#).

Tabela 39 Wyniki finansowe PGNiG OD

PGNiG OD (mln zł)	2019	2018	2017
Przychody ze sprzedaży	10 965	9 097	11 934
EBITDA	561	76	432
EBIT	534	67	425
Zysk/strata netto	425	54	346
Aktywa ogółem	3 445	3 183	2 549
Kapitał własny	1 188	809	1 056

Tabela 40 Wyniki finansowe GK PST

GK PST (mln EUR)	2019	2018	2017
Przychody ze sprzedaży	1 671	1 531	1 077
EBITDA	3	0	(1)
EBIT	2	0	(2)
Zysk/strata netto	0	(1)	(2)
Aktywa ogółem	350	418	199
Kapitał własny	6	6	7

Dystrybucja

Tabela 41 Przychody ze sprzedaży w segmencie Dystrybucja w latach 2017-2019

	2019	2018	2017
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG	4 481	4 604	4 753
Przychody ze sprzedaży między segmentami	106	323	184
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:	4 587	4 927	4 937
- usługa dystrybucji	4 208	4 414	4 595

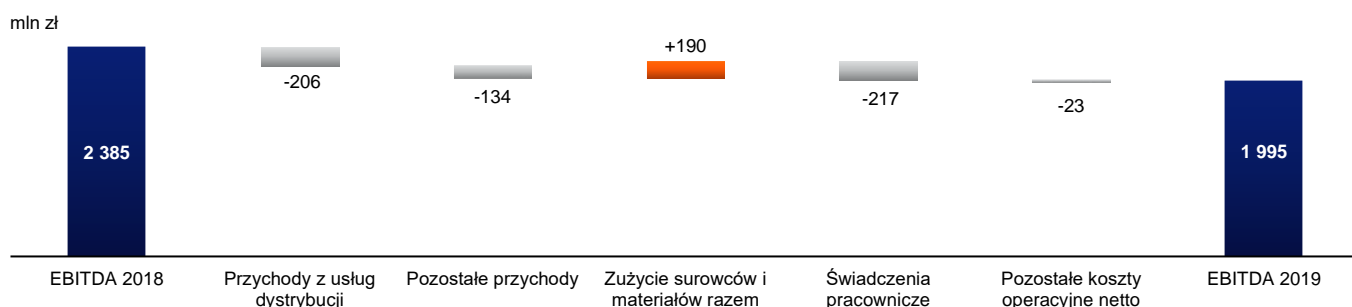
* Dane z uwzględnieniem potencjalnego wpływu MSSF 15.

Tabela 42 Koszty operacyjne w segmencie Dystrybucja w latach 2017-2019

	2019	2018	2017
Koszty ogółem	(3 607)	(3 469)	(3 369)
- amortyzacja	(1 015)	(927)	(925)
- zużycie surowców i materiałów	(246)	(436)	(365)
- świadczenia pracownicze	(1 394)	(1 177)	(1 149)
- usługi obce	(250)	(259)	(193)
- usługi przesyłowe	(655)	(635)	(641)
- odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	6	(2)	3
- koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	346	288	230
- pozostałe koszty operacyjne, netto	(399)	(321)	(329)

* Dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 9 i MSSF 15 ze skutkiem od 1 stycznia 2018 r.

Wykres 35 Zmiany w EBITDA Dystrybucji pomiędzy latami 2018-2019



- Stabilny wolumen dystrybuowanego gazu (-2% r/r) sięgający 11,53 mld m³, przy wyższej o 0,6°C średniej temperaturze r/r
- Przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej niższe o 206 mln zł (-5% r/r), na skutek niższego poziomu taryfy od 15 lutego 2019 r. (ok. -5% w porównaniu do wcześniej taryfy)
- Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: -30 mln zł w 2019 r. wobec -57 mln zł rok wcześniej
- Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 217 mln zł (+18% r/r) ze względu na wzrost wynagrodzeń oraz innych składników tj. premii i ubezpieczeń społecznych

Nakłady inwestycyjne poniesione na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w 2019 r. w segmencie Dystrybucja wyniosły 2 278 mln zł, co stanowiło 114% planu. W porównaniu do 2018 r. nakłady inwestycyjne wzrosły o 26%.

Więcej informacji na temat kluczowych projektów i wydatków inwestycyjnych w segmencie w [rozdziale 4.3.2. w sekcji Kluczowe projekty i inwestycje](#).

Tabela 43 Wyniki finansowe GK PSG

GK PSG (mln zł)	2019	2018	2017
Przychody ze sprzedaży	4 587	4 927	4 937
EBITDA	1 985	2 346	2 469
EBIT	960	1 412	1 535
Zysk/strata netto	700	1 121	1 250
Aktywa ogółem	17 642	15 190	14 834
Kapitał własny	11 750	12 123	11 937

Wytwarzanie

Tabela 44 Przychody ze sprzedaży w segmencie Wytwarzanie w latach 2017-2019

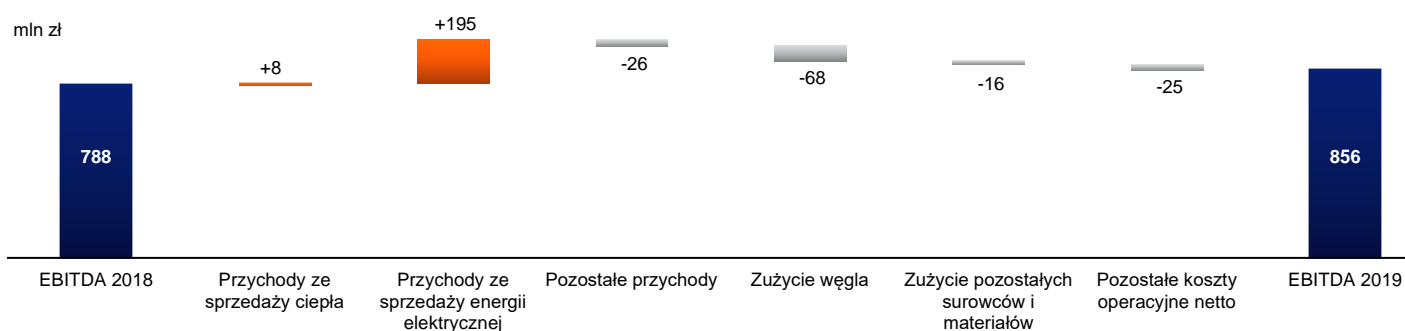
	2019	2018	2017
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG	1 606	1 617	1 655
Przychody ze sprzedaży między segmentami	959	770	596
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:	2 565	2 387	2 251
- ciepło	1 330	1 322	1 347
- energia elektryczna	997	802	644

Tabela 45 Koszty operacyjne w segmencie Wytwarzanie w latach 2017-2019

	2019	2018	2017
Koszty ogółem	(2 417)	(2 072)	(1 826)
- amortyzacja	(707)	(472)	(418)
- zużycie surowców i materiałów	(1 120)	(1 034)	(857)
- świadczenia pracownicze	(219)	(205)	(199)
- usługi obce	(195)	(191)	(179)
- odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-	16	3
- koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	-	1	2
- pozostałe koszty operacyjne, netto	(176)	(186)	(178)

* Dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 9 i MSSF 15 ze skutkiem od 1 stycznia 2018 r.

Wykres 36 Zmiany w EBITDA Wytwarzania pomiędzy latami 2018-2019



- Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o +25% r/r do poziomu 946 mln zł przy wyższych cenach rynkowych i niższym wolumenie sprzedaży (-3%).
- Stabilne przychody ze sprzedaży ciepła (+1% r/r) na poziomie 1,3 mld zł przy wyższej średniej temperaturze, niższych wolumenach sprzedaży ciepła (-3% r/r) oraz średnim wzroście taryfy na sprzedaż ciepła w PGNiG TERMIKA w stosunku do dotychczas obowiązującej o około 7,3% (od 1 września 2019 r.)
- Wyższe o 8% r/r koszty zakupu węgla na poziomie 873 mln zł w 2019 r. i wyższe o 16 mln zł r/r koszty biomasy
- Wzrost kosztów amortyzacji o -235 mln zł r/r głównie w wyniku wzrostu kosztów umorzenia uprawnień do emisji CO₂
- Wolumen sprzedaży w 2019 r.:
 - Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 39,27 PJ.
 - Energia elektryczna z produkcji: 3,95 TWh.

Nakłady inwestycyjne poniesione na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w 2019 r. w segmencie Wytwarzanie wyniosły 1 628 mln zł (w tym z tytułu CO₂ 493 mln zł), co stanowiło 88% planu. W porównaniu do 2018 r. nakłady inwestycyjne wzrosły o 169%.

Więcej informacji na temat kluczowych projektów i wydatków inwestycyjnych w segmencie w [rozdziale 4.4.2. w sekcji Kluczowe projekty i inwestycje](#).

Tabela 46 Wyniki finansowe PGNiG TERMIKA

PGNiG TERMIKA (mln zł)	2019	2018	2017
Przychody ze sprzedaży	2 176	2 016	1 925
EBITDA	777	687	744
EBIT	147	286	381
Zysk/strata netto	(89)*	208	228
Aktywa ogółem	6 876	5 949	5 718
Kapitał własny	3 133	3 415	3 418

* Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności, w tym PGG S.A. -239 mln zł.

5.2.3 Wahania wyników finansowych

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

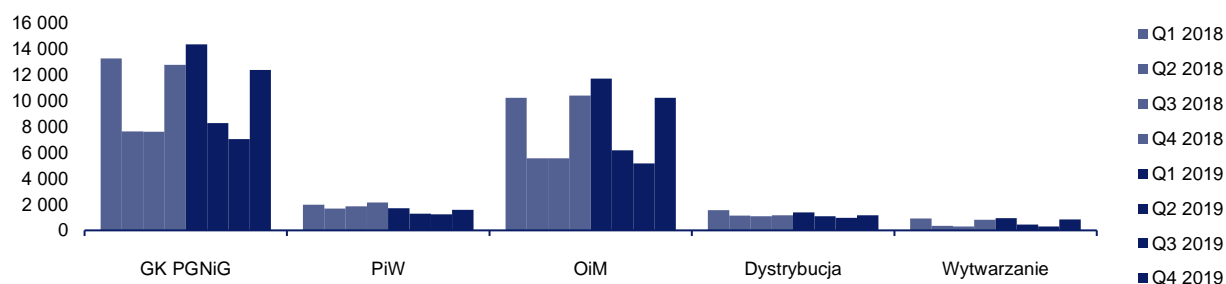
W przypadku sprzedaży gazu ziemnego i ciepła, przychody w miesiącach zimowych (I i IV kwartał roku) znacznie przewyższają wartości osiągnięte w miesiącach letnich (II i III kwartał roku). Sezonowość jest przede wszystkim skutkiem zmiennych warunków klimatycznych w Polsce, a zakres wahań wyznaczają wartości 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 konieczność utrzymania bezpieczeństwa dostaw gazu, wymagane jest zapełnienie podziemnych magazynów gazu w okresie letnim oraz zwiększenie zamówień na moce w systemie przesyłowym oraz dystrybucyjnym w okresie zimowym.

Wyniki segmentów podlegają również znaczącym wahaniom spowodowanym zmianami cen produktów. Ponadto, wyniki segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie odzwierciedlają zmienność profilu produkcji ze złóż węglowodorów.

Wykres 37 Wahania przychodów ze sprzedaży GK PGNiG w latach 2018-2019



Wykres 38 Wahania EBITDA GK PGNiG w latach 2018-2019

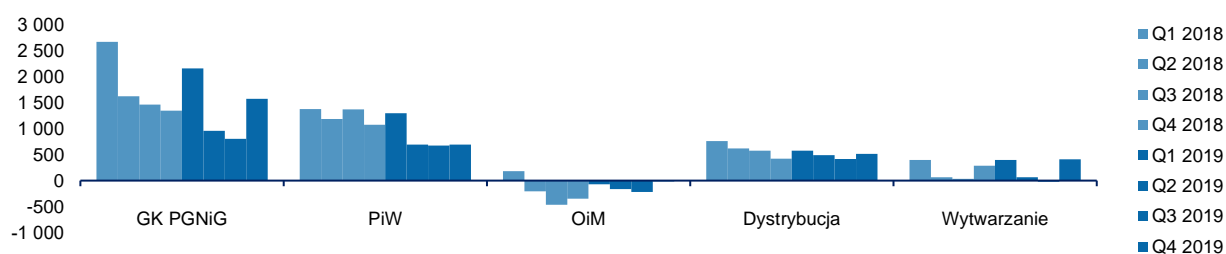


Tabela 47 Kwartalny wynik EBITDA i EBITDA skorygowana w podziale na segmenty operacyjne w 2019 r.

mln zł	2019				
	GK PGNiG	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie
EBITDA I kw	2 165	1 298	(71)	580	400
Skor. EBITDA I kw.	2 147	1 280	(71)	579	400
EBITDA II kw	961	692	(160)	490	62
Skor. EBITDA II kw.	1 201	898	(160)	487	62
EBITDA III kw	804	676	(221)	415	-19
Skor. EBITDA III kw.	756	630	(221)	413	-19
EBITDA IV kw	1 575	694	(16)	510	413
Skor. EBITDA IV kw.	1 801	906	(14)	511	413

Tabela 48 Kwartalny wynik EBITDA i EBITDA skorygowana w podziale na segmenty operacyjne w 2018 r.

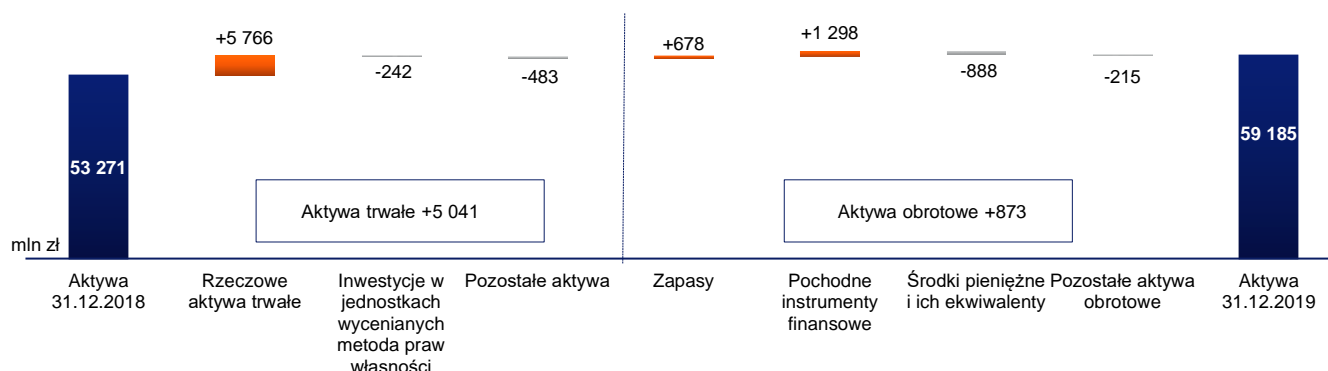
mln zł	2018				
	GK PGNiG	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie
EBITDA I kw	2 674	1 380	179	763	401
Skor. EBITDA I kw.	2 433	1 139	179	763	401
EBITDA II kw	1 627	1 187	(209)	622	65
Skor. EBITDA II kw.	1 555	1 116	(209)	620	65
EBITDA III kw	1 468	1 376	(469)	579	34
Skor. EBITDA III kw.	1 329	1 245	(469)	579	34
EBITDA IV kw	1 347	1 076	(349)	422	288
Skor. EBITDA IV kw.	1 574	1 315	(349)	424	272

5.2.4 Omówienie sprawozdania z sytuacji finansowej GK PGNiG

Bilans na dzień 31 grudnia 2019 r. wykazuje sumę bilansową w wysokości 59 185 mln zł, która jest wyższa od wartości na koniec 2018 r. o 5 914 mln zł, czyli 10%.

Aktywa

Wykres 39 Wybrane pozycje sprawozdania z sytuacji finansowej - Aktywa

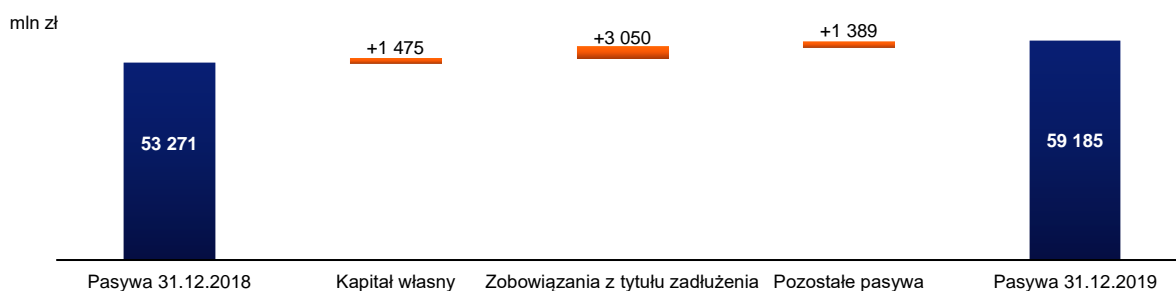


Największą pozycję aktywów GK PGNiG stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których wartość na dzień 31 grudnia 2019 r. wyniosła 40 002 mln zł i była o 5 766 mln zł (17%) wyższa od stanu na dzień 31 grudnia 2018 r. Saldo odpisów aktualizujących te aktywa w stosunku do końca poprzedniego roku wzrosło o 400 mln zł. Pozycja inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności, w stosunku do końca poprzedniego roku, spadła o 242 mln zł (-13%), co jest wynikiem wyceny inwestycji głównie w Polską Grupę Górnictwą SA.

Aktywa obrotowe GK PGNiG na koniec 2019 r. wynosiły 15 246 mln zł i były o 873 mln zł (6%) wyższe niż na koniec 2018 r. przy spadku o 23% (888 mln zł) r/r środków pieniężnych i ich ekwiwalentów. Wpływ na wzrost aktywów obrotowych miał przede wszystkim wzrost pochodnych instrumentów finansowych o 1 298 mln zł r/r. Jednocześnie wzrósł poziom zapasów, które na koniec 2019 r. wyniosły 4 042 mln zł, czyli o 678 (20%) więcej niż na koniec 2018 r.

Kapitał własny i zobowiązania

Wykres 40 Wybrane pozycje sprawozdania z sytuacji finansowej – Pasywa



Podstawowym źródłem finansowania aktywów GK PGNiG jest kapitał własny, którego wartość na koniec 2019 r. wynosiła 38 107 mln zł, co oznacza wzrost o 1 475 mln zł (4%) w relacji do 2018 r. Na zmianę poziomu kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim osiągnięty w bieżącym okresie zysk netto - wartość zysku zatrzymanego r/r wzrosła o 851 mln zł oraz wzrost wartości kapitału z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń o 666 mln zł r/r.

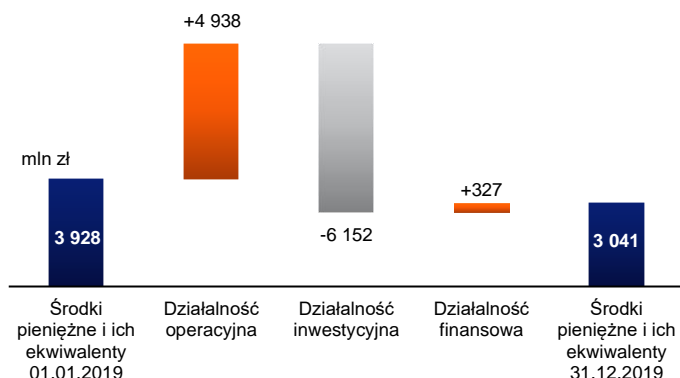
Stan zobowiązań długoterminowych na koniec 2019 r. wyniósł 10 378 mln zł i był wyższy od poziomu z dnia 31 grudnia 2018 r. o 3 123 mln zł (43%). Na zmianę poziomu zobowiązań długoterminowych wpływ miały głównie zobowiązania z tytułu leasingu – wpływ stosowania MSSF 16 w wysokości 1 036 mln zł w 2019 r.

Na dzień 31 grudnia 2019 r. GK PGNiG posiadała zobowiązania krótkoterminowe na poziomie 10 700 mln zł, co oznacza wzrost o 1 316 mln zł (14%) w relacji do końca 2018 r. Na wzrost zobowiązań krótkoterminowych wpłynął głównie wzrost zobowiązań z tytułu leasingu – wpływ stosowania MSSF 16 w wysokości 793 mln zł w 2019 r. oraz wpłacone wadła w 2019 r. w wysokości 463 mln zł.

Pełna wersja skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej dostępna jest w [Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy Kapitałowej PGNiG za 2019 r.](#)

5.2.5 Omówienie sprawozdanie z przepływów pieniężnych GK PGNiG

Wykres 41 Wybrane pozycje sprawozdania z przepływów pieniężnych



Nakłady inwestycyjne w 2019 r. w GK PGNiG w podziale na segmenty: Poszukiwanie i Wydobywanie – 2 446 mln zł; Obrót i Magazynowanie – 79 mln zł; Dystrybucja 2 265 mln zł i Wytwarzanie – 1 074 mln zł

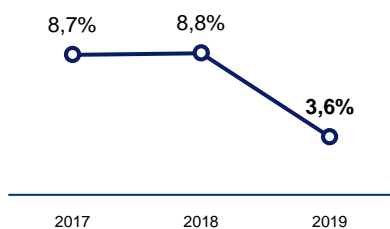
Wyplacona dywidenda w kwocie 636 mln zł, czyli 0,11 zł na akcję

Zobowiązania z tytułu leasingu, w tym długoterminowy - 1 043 mln zł i krótkoterminowy -793 mln zł

Pełna wersja skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych dostępna jest w [Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy Kapitałowej PGNiG za 2019 r.](#)

5.2.6 Wskaźniki rentowności

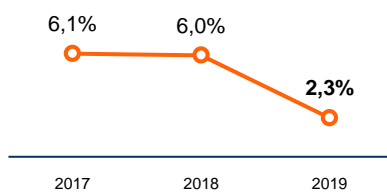
Wykres 42 ROE



ROE liczone jako zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu.

Spadek wskaźnika ROE spowodowany spadkiem zysku netto (blisko 60%) przy jednoczesnym wzroście kapitału własnego o 4% w 2019 r. w porównaniu do 2018 r.

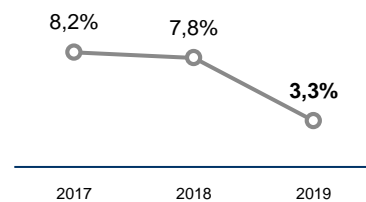
Wykres 43 ROA



ROA liczone jako zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu.

Spadek wskaźnika ROA spowodowany spadkiem zysku netto (blisko 60%) przy jednoczesnym wzroście aktywów o 11 % w 2019 r. w porównaniu do 2018 r.

Wykres 44 Rentowność sprzedaży netto



Rentowność sprzedaży netto liczone jako zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży.

Spadek wskaźnika rentowności sprzedaży netto spowodowany spadkiem zysku netto (blisko 60%) przy jednoczesnym wzroście przychodów ze sprzedaży o 2% w 2019 r. w porównaniu do 2018 r.

5.2.7 Przewidywana sytuacja finansowa oraz tendencje na rynku kluczowych produktów

Przewidywana sytuacja finansowa GK PGNiG

Na sytuację finansową GK PGNiG w przyszłych okresach będą w istotnym stopniu oddziaływać zmiany cen węglowodorów na rynkach surowców oraz zmiany kursów walut. Powyższe czynniki będą szczególnie istotne dla wyników generowanych przez GK PGNiG w segmentach Poszukiwanie i Wydobywanie oraz Obrót i Magazynowanie.

Zmiana notowań cen węglowodorów przekłada się na przychody ze sprzedaży realizowane przez podmioty GK PGNiG zajmujące się wydobywaniem oraz ma wpływ na poziom popytu na usługi sejsmiczne i poszukiwawcze świadczonych przez spółki GK PGNiG. Wzrost cen gazu i ropy naftowej wpływa pozytywnie na wyniki w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie. Długoterminowe prognozy cen węglowodorów mają znaczący wpływ na prognozowane przepływy pieniężne z majątku produkcyjnego i w konsekwencji na konieczność aktualizacji wartości aktywów trwałych.

Z uwagi na powiązanie cen ropy naftowej z ceną gazu w ramach kontraktu jamalskiego i kontraktu katarskiego, cena ropy naftowej ma przeciwne do obserwowanego w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie oddziaływanie na wyniki segmentu Obrót i Magazynowanie. Wzrost cen ropy naftowej przekłada się na wzrost kosztów zakupu gazu ziemnego przez PGNiG. Zależność ta może ulec zmianie za sprawą wyroku Trybunału Arbitrażowego w Sztokholmie w kwestii dotyczącej stosowanej w kontrakcie jamalskim formuły cenowej.

Na wyniki realizowane przez GK PGNiG istotny wpływ będzie miała także sytuacja na krajowym rynku walutowym. Umocnienie się złotego względem walut obcych (głównie względem dolara amerykańskiego) będzie oddziaływać pozytywnie na wyniki segmentu

Obrót i Magazynowanie, obniżając koszt importu gazu ziemnego przez PGNiG, przy czym należy zaznaczyć, iż w wyniku prowadzonej przez spółki GK PGNiG polityki zabezpieczeń, wpływ zmian kursów walutowych na wyniki jest optymalizowany.

Na sytuację finansową GK PGNiG wpłynie także stanowisko Prezesa URE odnośnie poziomu taryf sprzedaży i dystrybucji paliw gazowych oraz sprzedaży ciepła. Dodatkowo, postępująca liberalizacja rynku gazu w Polsce będzie w dalszym ciągu wywoływać presję na wyniki realizowane przez spółki GK PGNiG świadczące usługi sprzedaży gazu działające w segmencie Obrót i Magazynowanie. Efektem konkurencyjnej walki o klienta są m.in. programy rabatowe kierowane do klientów oraz zmiany warunków cenowych na rynkowe. Powyższe czynniki mogą wpłynąć na obniżenie rentowności segmentu Obrót i Magazynowanie poprzez zmniejszenie uzyskiwanych marż na sprzedaży.

Należy jednak dodać, iż spółki GK PGNiG realizują inicjatywy poprawiające efektywność ich funkcjonowania. Podjęte inicjatywy dotyczą m.in. optymalizacji kosztów działalności, co w pozytywny sposób przełoży się na wyniki realizowane przez GK PGNiG.

W przypadku segmentu Wytwarzanie ważnym z punktu widzenia działalności GK PGNiG będzie kształt programów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz ze źródeł odnawialnych. Zmiany rynkowe cen uprawnień do emisji CO₂ będą w coraz większym stopniu wpływać na sytuację finansową GK PGNiG w tym segmencie. Istotnym elementem kształtującym wyniki segmentu Wytwarzanie będzie poziom cen paliw produkcyjnych wykorzystywanych na potrzeby produkcji ciepła i energii elektrycznej.

Perspektywy rynku ropy naftowej, gazu ziemnego, energii elektrycznej i uprawnień do emisji CO₂

Na początku 2020 r. amerykańska Administracja Informacji Energetycznej (EIA) opublikowała prognozę ceny ropy naftowej Brent w 2020 r., według której średnia cena kontraktu month-ahead wyniesie 64,83 USD/bbl. W przypadku ropy WTI EIA przewiduje cenę na poziomie 59,25 USD/bbl. EIA wyjaśnia, że brak większych zmian cenowych wynika z równoważenia się efektów zwiększenia podaży ropy krajów niezrzeszonych w grupie OPEC oraz polepszających się perspektyw światowego wzrostu gospodarczego po podpisaniu umowy handlowej między Stanami Zjednoczonymi a Chinami. Ponadto, kraje grupy OPEC stabilizują rynek, ograniczając podaż w zależności od poziomu ceny rynkowej. W 2019 r. pogłębiali limity wydobycia, gdy cena spadała poniżej \$60/bbl indeksu Brent.

W dłuższej perspektywie ceny ropy mogą być uwarunkowane czynnikami politycznymi. Stany Zjednoczone pod koniec 2019 r. stały się po raz pierwszy w historii eksporterem netto ropy naftowej. Iran i Wenezuela dysponują wysokimi wolnymi mocami produkcyjnymi, lecz ich eksport jest ograniczany przez nałożone sankcje. Od czasu ich nałożenia, wydobycie ropy w tych krajach spadło łącznie o 3 mln baryłek dziennie. Grupa OPEC również produkuje mniej ropy niż wynikałoby to z ich możliwości technicznych. Minister energii Arabii Saudyjskiej podczas grudniowego szczytu państw OPEC zapowiedział, że jeśli inne kraje nie będą wywiązywać się ze swoich kwot produkcyjnych to zacznie eksportować ropę w maksymalnych możliwych ilościach. Oznaczałoby to trafienie na rynek dodatkowych 3 milionów baryłek dziennie i w konsekwencji wystąpienie nadwyżki, która mogłaby doprowadzić do analogicznej sytuacji z I kwartału 2016 r., gdy cena kontraktu month-ahead indeksu Brent nie przekraczała 40 USD/bbl.

Cena ropy Brent w 2020 r. może wynosić średnio \$61/bbl. Rok 2020 i początek 2021 r. może być okresem niższych cen, po którym powinien nastąpić powolny, lecz konsekwentny wzrost wartości ropy naftowej, utrzymujący się przez około 15 lat. Spowodowane jest to pozyskiwaniem surowca z coraz mniej opłacalnych źródeł. Szczyt światowego zapotrzebowania na ropę naftową jest przewidziany na drugą połowę lat trzydziestych.

W ocenie analityków, cena gazu ziemnego w Europie utrzyma się na poziomie obserwowanym w drugiej połowie 2019 r. Zwiększone wydobycie gazu łupkowego w Ameryce Północnej i Australii oraz otwarcie nowych instalacji skraplających gaz ziemny sprawią, że produkcja LNG będzie kontynuować swoje szybkie tempo wzrostu. Na 2020 r. zaplanowane jest oddanie do użytku mocy skraplających o rocznej wydajności około 364 TWh, z czego 307 TWh będzie pochodzić ze Stanów Zjednoczonych. Nadpodaż LNG na globalnym rynku oraz zwiększony wolumen dostaw rosyjskiego gazu do Niemiec zostaną zbilansowane przez spadające wydobycie w Europie kontynentalnej (m.in. ze złoża w Groningen), okresową opłacalność eksportu gazu do Azji oraz zwiększenie popytu na gaz w sektorze energetycznym. Wejście w życie regulacji IMO 2020 może również zwiększyć popyt na LNG w transporcie morskim. Część tankowców LNG korzysta z przewożonego skroplonego gazu do napędzania silników, a paliwo to spełnia wymagania środowiskowe zawarte w dyrektywie. Konwencjonalny transport morski również może korzystać ze skroplonego gazu jako paliwa dominującego. W obliczu zaostrzających się norm środowiskowych można spodziewać się dalszego rozwoju tego segmentu. Analitycy szacują, że w ciągu obecnej dekady światowe zużycie LNG jako paliwa w transporcie morskim będzie rosnąć w tempie 23% rocznie, osiągając wartość 318 TWh w 2030 r. Zapotrzebowanie na LNG najmocniej wzrośnie w krajach azjatyckich, z prawie dwukrotnie wyższą dynamiką wzrostu niż w latach 2018-2019. Europa pozostanie rynkiem bilansującym dla światowych dostaw LNG.

Cena uprawnień do emisji CO₂ (EUA - ang. *European Emission Allowances*) będzie w głównej mierze zależeć od kształtu umowy o opuszczeniu Unii Europejskiej przez Wielką Brytanię, kształtowania się relacji cenowej gazu ziemnego do węgla oraz tempa wzrostu gospodarczego w Europie. W 2019 r. wzrost cen pozwoleń na emisję był ograniczany przez ryzyko tak zwanego wyjścia Wielkiej Brytanii z Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (ESHE) w trakcie obowiązywania kontraktów zakupionych przez brytyjskie przedsiębiorstwa. Taki scenariusz przyniósłby dużą nadpodaż pozwoleń na emisję w części kontynentalnej, a w konsekwencji silny spadek ceny. Obecnie za najbardziej prawdopodobne uznaje się wyjście Wielkiej Brytanii z ESHE z końcem 2020 r., więc podaż kontraktów na 2021 r. uwzględniałaby mniejsze zapotrzebowanie. W takim wypadku na cenę uprawnień do emisji CO₂ będzie mieć wpływ relacja ceny węgla do gazu. Wytworzenie jednej jednostki energii elektrycznej z gazu ziemnego uwalnia do atmosfery średnio ponad dwa razy mniej dwutlenku węgla niż w przypadku generacji węglowej, więc niskie ceny gazu mogą doprowadzić do zmniejszonego popytu na certyfikaty EUA, a w konsekwencji utrzymania się ceny obserwowanej w II połowie 2019 r. (około 25 euro).

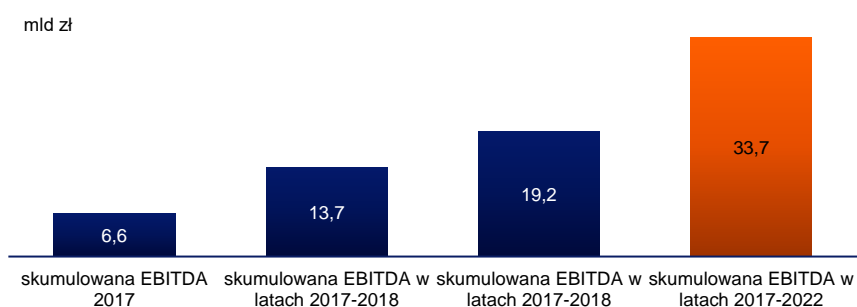
Analicyści prognozują, że cena energii elektrycznej w Polsce w 2020 r. nie wzrośnie względem średnich cen z 2019 r. Otwarcie nowych mocy wytwórczych elektrowni w Żeraniu i Stalowej Woli (generacja gazowa) oraz Jaworznie (generacja węglowa), połączenie polskiego systemu z europejskim Rynkiem Dnia Bieżącego SIDC (XBID) oraz rozwój rynku odnawialnych źródeł energii mają zapobiec wzrostowi cen. Popularyzacja technologii fotowoltaicznych może doprowadzić do zmiany sezonowości cen, gdyż największa generacja ze źródeł solarnych występuje w II i III kwartale roku, gdy ceny osiągają zazwyczaj swoje maksymalne roczne poziomy.

5.2.8 Publikacja prognoz wyników finansowych i operacyjnych

Spółka nie publikuje prognoz wyników finansowych.

W opublikowanej w 2017 r. strategii Spółka zapowiedziała wygenerowanie skumulowanego wyniku EBITDA Grupy na poziomie ok. 33,7 mld zł w latach 2017-2022 dzięki programowi inwestycyjnemu. Na koniec 2019 r. skumulowana EBITDA wyniosła 19,2 mld zł, co stanowi 57% zaplanowanego wyniku do 2022 r.

Wykres 45 Skumulowana EBITDA GK PGNiG w latach 2017-2022



W dniu 31 lipca 2019 r. Spółka opublikowała prognozę wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej w latach 2019 – 2021.

Tabela 49 Prognoza wydobycia gazu ziemnego w latach 2019-2021*

mld m ³	2019	2019 wykonanie	2020	2021
Polska	3,9	3,8	3,9	4,0
Zagranica, w tym:	0,7	0,7	0,9	1,2
- Norwegia	0,5	0,5	0,5	0,7
- Pakistan	0,2	0,2	0,4	0,5
Razem	4,6	4,5	4,8	5,2

* W przeliczeniu na gaz wysokometanowy o ciepłe spalania 39,5 MJ/m³.

Wydobycie gazu ziemnego w Polsce, Norwegii i Pakistanie utrzymało się na stabilnym poziomie m.in. w efekcie włączenia do eksploatacji nowych odwiertów.

Planowane włączenie do eksploatacji złoża Ærflugl w Norwegii spowoduje wzrost wydobycia surowca po 2020 r.

Tabela 50 Prognoza wydobycia ropy naftowej wraz z kondensatem i NGL w latach 2019-2021

tys. ton	2019	2019 wykonanie	2020	2021
Polska	778	776	747	733
Zagranica, w tym:	475	440	611	671
- Norwegia	475	440	611	671
Razem	1 253	1 216	1 358	1 404

Wydobycie ropy naftowej w Polsce stopniowo spada wraz z postępującym naturalnym szczypaniem złóż. Podobnie w Norwegii gdzie dodatkowo wpływ na zmniejszenie produkcji miały problemy techniczne na złożach Vilje i Vale.

Planowanie rozpoczęcie eksploatacji ze złóż Skogul i Ærflugl w 2020 r. oraz Duva w 2021 r. przyczyni się natomiast do istotnego wzrostu wydobycia w latach 2020-2021.

5.2.9 Zarządzanie zasobami finansowymi oraz płynność GK PGNiG

Kredyty, pożyczki oraz dłużne papiery wartościowe

W dniu 24 czerwca 2019 r. PGNiG zawarło 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. Spółka zamierza wykorzystać udostępnione w ramach kredytu środki pieniężne m.in. na finansowanie bieżącej działalności oraz wydatków inwestycyjnych PGNiG i spółek z Grupy Kapitałowej PGNiG.

Tabela 51 Najistotniejsze umowy kredytów GK PGNiG na 31 grudnia 2019 r.

Bank	Maksymalna wartość zadłużenia w ramach umów w mln	Waluta	Rodzaj oprocentowania	Rodzaj kredytu	Termin wymagalności
Konsorcjum 8 banków	450	USD	zmiennie	obrotowy/ inwestycyjny	30.06.2026
Bank Gospodarstwa Krajowego	271	PLN	zmiennie	długoterminowy	27.08.2027
Bank Gospodarstwa Krajowego	45	PLN	zmiennie	inwestycyjny	31.12.2023
Pekao S.A.	20	PLN	zmiennie	w rachunku bieżącym	27.06.2025
Deutsche Bank	35	EUR	zmiennie	obrotowy w rachunku bieżącym, krótkoterminowy	na wezwanie
PKO Bank Polski	20	EUR	zmiennie	obrotowy w rachunku bieżącym, krótkoterminowy	31.03.2020
Bank Gospodarstwa Krajowego Bank Pekao S.A. ING Bank Śląski S.A. PKO BP S.A. Caixa Bank S.A. Oddział w Polsce BNP Paribas Bank Polska S.A. Societe Generale S.A. Santander Bank Polska S.A. Intesa Sanpaolo S.P.A	10 000	PLN	zmiennie	kredyt konsorcjalny	24.06.2024

Szczegółowe informacje na temat pożyczek udzielonych przez PGNiG spółkom zależnym i innym spółkom powiązanim zaprezentowane zostały w [nocie 7.4 Jednostkowego Sprawozdania Finansowego PGNiG za 2019 r.](#)

Emisja papierów wartościowych oraz wykorzystanie wpływów z emisji

W 2019 r. GK PGNiG mogła emitować obligacje w ramach 3 programów. Szczegółowe informacje dot. terminów obowiązywania, stopnia wykorzystania programów oraz zadłużenia z tytułu emisji znajdują się w [nocie 5.2 Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG za 2019 r.](#)

Na 31 grudnia 2019 r. nie wystąpiło zadłużenie PGNiG z tytułu emisji obligacji w ramach GK PGNiG.

Instrumenty finansowe

Tabela 52 Główne pozycje bilansowe aktywów finansowych w podziale na kategorie

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

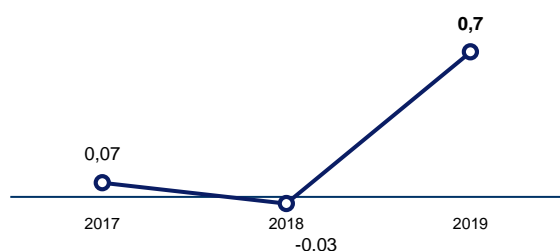
Tabela 53 Główne pozycje bilansowe zobowiązań finansowych w podziale na kategorie

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

Szczegółowe informacje dotyczące instrumentów finansowych znajdują się w [nocie 7.1 Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG za 2019 r.](#)

Wskaźniki zadłużenia

Wykres 46 Dług netto/EBITDA

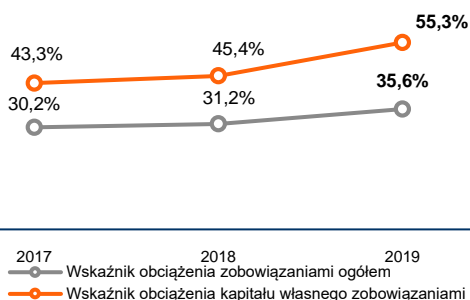


Dług netto liczony jako suma posiadanych kredytów bankowych (zarówno krótko jak i długoterminowych), dłużnych papierów wartościowych oraz zobowiązań z tytułu leasingu oraz pożyczek, pomniejszoną o środki pieniężne i ich ekwiwalenty oraz środki pieniężne prezentowane jako aktywa długoterminowe.

W celu analizy zadłużenia GK PGNiG Zarząd korzysta ze wskaźnika Dług netto/EBITDA. Zgodnie ze Strategią wskaźnik ten nie powinien przekroczyć poziomu 2,0.

Wzrost wskaźnika w 2019 r. spowodowany jest głównie wzrostem zobowiązań z tytułu leasingu (1,8 mld zł w 2019 r. w porównaniu z 19 mln zł w 2018 r.) i znacznym wzrostem nakładów inwestycyjnych (6,6 mld zł w 2019 r. vs 4,9 mld zł w 2018 r.) przy obniżeniu wyniku EBITDA r/r o 1,6 mld zł.

Wykres 47 Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem; wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami



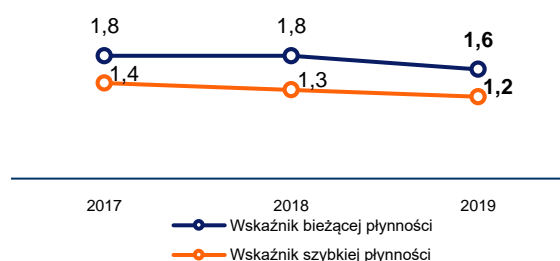
Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem liczony jako suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów.

Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem liczony jako suma zobowiązań do kapitału własnego.

Wzrost wskaźników w 2019 r. spowodowany jest wzrostem zobowiązań z tytułu zadłużenia (w tym z tytułu leasingu) o 82% r/r przy wzroście pasywów o 11% i kapitału własnego o 4% r/r.

Wskaźniki płynności

Wykres 48 Wskaźnik bieżącej i szybkiej płynności



Wskaźnik bieżącej płynności liczony jako aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów).

Wskaźnik szybkiej płynności liczony jako aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów).

Na skutek wyższego poziomu wzrostu zobowiązań w stosunku do aktywów obrotowych r/r wskaźnik bieżącej płynności osiągnął w 2019 r. wartość 1,6 wobec poziomu 1,8 z 2018 r., a wskaźnik szybkiej płynności osiągnął w 2019 r. wartość 1,2 wobec poziomu 1,3 z 2018 r.

Ocena zarządzania zasobami finansowymi oraz możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych

GK PGNiG aktywnie zarządza zasobami finansowymi optymalizując zarówno strukturę zadłużenia, jak i koszty finansowania. Spółki GK PGNiG dostosowują formę finansowania w zależności od celu na jaki przeznaczone jest dane finansowanie (działalność operacyjna, inwestycyjna) oraz okresu na jaki finansowanie ma zostać udzielone. Wśród dostępnych dla spółek GK PGNiG form finansowania należy wymienić, kredyty bankowe, leasing finansowy oraz pożyczki wewnątrzgrupowe udzielane przez PGNiG.

Ważnym elementem podnoszącym efektywność zarządzania zasobami finansowymi jest system zarządzania płynnością finansową, w ramach którego możliwe jest wzajemne bilansowanie sald wskazanych rachunków bankowych PGNiG i spółek zależnych, tzw. cash pooling. Dzięki systemowi cash pooling w obrębie jednej grupy kapitałowej środki pieniężne podmiotów posiadających nadpłynność są wykorzystywane do finansowania działalności podmiotów wykazujących niedobór środków pieniężnych. Dzięki systemowi cash pooling podnosi się nie tylko efektywność wykorzystania środków pieniężnych w ramach GK PGNiG, ale także obniża się istotnie koszty odsetek ponoszonych przez spółki finansujące niedobory środków pieniężnych w ramach tego systemu.

Oceniając efektywność zarządzania zasobami finansowymi należy wskazać na optymalny poziom dywersyfikacji portfela instytucji finansowych. Należy także zauważyć, iż różnorodność dostępnych źródeł finansowania oraz narzędzi zarządzania płynnością w ramach GK PGNiG powoduje, iż nie występują problemy z wywiązywaniem się spółek GK PGNiG z zaciągniętych zobowiązań finansowych.

Grupa posiada stabilną pozycję finansową, a generowane przepływy pieniężne oraz dostępne źródła finansowania pozwalają na realizację planowanych zadań inwestycyjnych. Grupa PGNiG zarządza strukturą nakładów inwestycyjnych w zależności od sytuacji

rynkowej i koncentruje się na najbardziej efektywnych projektach inwestycyjnych. Najważniejsze zadania inwestycyjne przewidziane do realizacji w kolejnych latach znajdują się w rozdziale 2.3.3 Inwestycje w 2020 r.

Udzielone poręczenia, gwarancje oraz pozostałe aktywa i zobowiązania warunkowe

Na dzień 31 grudnia 2019 r. najistotniejszą pozycją pozabilansową GK PGNiG stanowiły zobowiązania warunkowe, których łączna wartość ujawniona w skonsolidowanym sprawozdaniu wynosiła 4,6 mld zł (na dzień 31 grudnia 2018 r. wynosiły 4,3 mld zł).

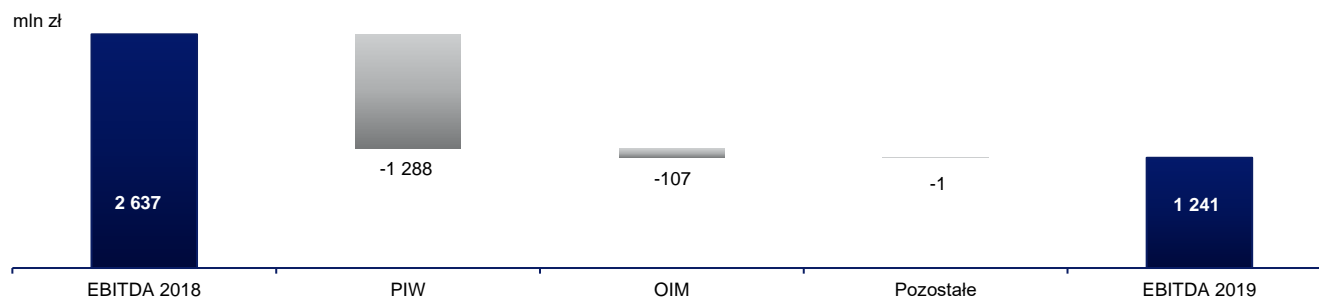
5.3 Sytuacja finansowa PGNiG w 2019 r.

Tabela 54 Dane finansowe PGNiG w latach 2017-2019

PGNiG	2019	2018	2017	Zmiana 2019/2018	Zmiana 2019/2018 %
Przychody ze sprzedaży	22 615	22 344	19 061	271	1%
Koszty operacyjne razem, w tym	(22 229)	(20 505)	(17 967)	(1 724)	8%
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	1 241	2 637	1 869	(1 396)	(53%)
Amortyzacja	(856)	(798)	(766)	(58)	7%
Zysk z działalności operacyjnej	386	1 839	1 094	(1 453)	(79%)
Zysk przed opodatkowaniem	1 989	3 677	2 290	(1 688)	(46%)
Zysk netto	1 748	3 289	2 034	(1 541)	(47%)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 989	2 658	862	(669)	(25%)
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(2 256)	644	(88)	(2 900)	(4,5)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(52)	(138)	(4 017)	86	(62%)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	(319)	3 164	(3 243)	(3 483)	(1,1)
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017	Zmiana 2019/2018	Zmiana 2019/2018 %
Aktywa razem	41 044	36 993	33 447	4 051	11%
Aktywa trwałe (długoterminowe)	28 885	25 742	24 234	3 143	12%
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym	12 159	11 251	9 213	908	8%
Zapasy	3 230	2 691	2 231	539	20%
Zobowiązania i kapitał własny razem	41 044	36 993	33 447	4 051	11%
Kapitał własny razem	30 618	28 833	26 033	1 785	6%
Zobowiązania długoterminowe razem	3 315	2 551	2 288	764	30%
Zobowiązania krótkoterminowe razem	7 111	5 609	5 126	1 502	27%
Zobowiązania razem	10 426	8 160	7 414	2 266	28%

W 2019 r. PGNiG odnotowało wynik EBITDA na poziomie 1 241 mln zł, a więc niższym o 1 396 mln zł niż w roku ubiegłym.

Wykres 49 Zmiany w EBITDA PGNiG pomiędzy latami 2018-2019



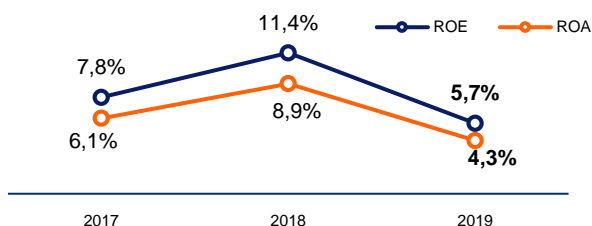
Spadek wyniku EBITDA (-1 288 mln zł r/r) w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie spowodowany jest niższym wynikiem na sprzedaży gazu wysokometanowego oraz ropy naftowej wywołanym spadkami cen surowców notowanych na giełdach (TTF, TGE, Brent), dodatkowo pogłębiony na skutek niższego wolumenu wydobywania i sprzedaży ropy naftowej. Negatywny wpływ na wynik EBITDA segmentu wywarła również zmiana stanu odpisów aktualizujących wartość środków trwałych oraz środków trwałych w budowie dotyczących poszukiwania i oceny zasobów mineralnych.

Obniżenie wyniku EBITDA (-107 mln zł r/r) w segmencie Obrót i Magazynowanie nastąpiło w efekcie niższego wyniku na sprzedaży gazu wysokometanowego na skutek spadku cen surowców notowanych na giełdach. Negatywny wpływ na wynik EBITDA segmentu wywarła także zmiana stanu odpisów aktualizujących wartość zapasu gazu.

Analiza wskaźnikowa

Rentowność

Wykres 50 ROE i ROA

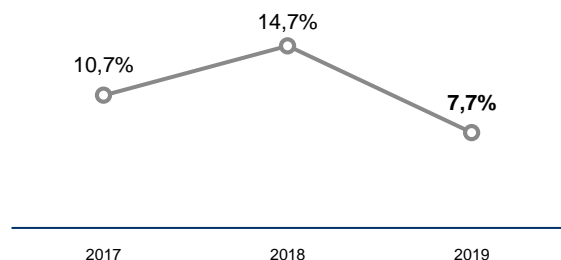


ROE liczone jako zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu.

ROA liczone jako zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu.

Niższy poziom wskaźnika ROE i ROA w 2019 r. spowodowany spadkiem zysku netto r/r.

Wykres 51 Rentowność sprzedaży netto

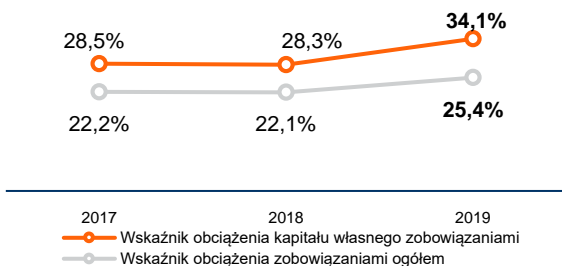


Rentowność sprzedaży netto liczone jako zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży.

Niższy poziom wskaźnika Rentowność sprzedaży netto w 2019 r. spowodowany spadkiem zysku netto r/r oraz wyższego o 680 mln zł stanu odpisów aktualizujących.

Wskaźniki zadłużenia

Wykres 52 Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem, Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami



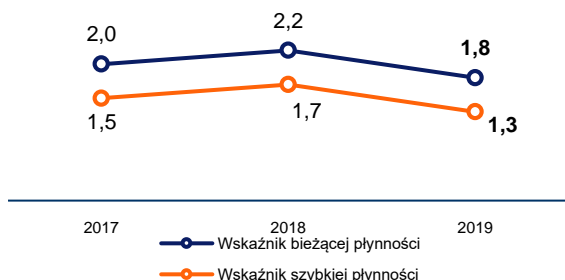
Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem liczony jako suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów.

Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem liczony jako suma zobowiązań do kapitału własnego.

Wzrost wskaźników w 2019 r. spowodowany jest wyższymi zobowiązaniami, głównie z tytułu dostaw i usług oraz kredytów, pożyczek i papierów dłużnych.

Wskaźniki płynności

Wykres 53 Wskaźnik bieżącej i szybkiej płynności



Wskaźnik bieżącej płynności liczony jako aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów).

Wskaźnik szybkiej płynności liczony jako aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów).

Spadek wskaźników w 2019 r. spowodowany jest wyższymi zobowiązaniami krótkoterminowymi, głównie z tytułu dostaw i usług oraz kredytów, pożyczek i papierów dłużnych.

Tabela 55 Nakłady inwestycyjne PGNiG w latach 2018-2019

Nakłady inwestycyjne* poniesione na rzeczowe aktywa trwałe PGNiG w 2019 r.				Stopień wykonania planu 2019	
		2019	2018	2017	
I.	Poszukiwanie i Wydobywanie, w tym:	997	989	867	83%
1	Poszukiwanie	614	764	475	73%
	w tym nakłady na odwierty negatywne	109	99	60	98%
2	Wydobywanie	384	225	392	100%
II.	Obrót i Magazynowanie	93	87	47	92%
1	Obrót	62	0	3	100%
2	Magazyny segmentu Obrót i Magazynowanie	31	87	43	78%
III.	Pozostałe segmenty	49	138	134	29%
IV.	Nakłady inwestycyjne łącznie (I+II+III)	1 140	1 213	1 047	76%

* W tym m.in. skapitalizowane koszty finansowania zewnętrznego.

6. Ład korporacyjny

6.1 Stosowany zbiór zasad ładu korporacyjnego

6.1.1 Oświadczenie o stosowaniu zasad ładu korporacyjnego

W 2019 r. Emitent stosował się do zbioru zasad ładu korporacyjnego zawartego w dokumencie "Dobre Praktyki Spółek Notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych 2016" (dalej „Dobre Praktyki”), przyjętych Uchwałą Nr 26/1413/2015 z dnia 13 października 2015 r. przez Radę Giełdy.

Tekst wskazanego zbioru zasad wraz ze zmianami jest publicznie dostępny na oficjalnej stronie portalu Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. w części poświęconej tematyce ładu korporacyjnego pod adresem www.gpw.pl/dobre-praktyki oraz na stronie internetowej Emitenta pod adresem: www.pgnig.pl/pgnig/lad-korporacyjny/dobre-praktyki

6.1.2 Informacja o odstąpieniu od stosowania postanowień zasad ładu korporacyjnego

W 2019 r. Emitent nie stosował dwóch, wskazanych poniżej zasad i dwóch rekomendacji Dobrych Praktyk. Poniżej Emitent przedstawia wyjaśnienie przyczyn odstąpienia od stosowania powyższych zasad i rekomendacji.

Tabela 56 Wyjaśnienie przyczyn odstąpienia od stosowania zasad i rekomendacji Dobrych Praktyk

Polityka informacyjna i komunikacja z inwestorami – I.Z.1.15	Spółka nie znajduje uzasadnienia dla konieczności opracowania polityki różnorodności w stosunku do kluczowych menedżerów. Wiodącymi kryteriami branżowymi pod uwagę w przypadku postępowania kwalifikacyjnego na odpowiednie stanowiska do kluczowych Organów Spółki są głównie: doświadczenie zawodowe i wykształcenie.
Zarząd i Rada Nadzorcza – II.Z.7	W ramach Rady Nadzorczej Emitenta działa Komitet Audytu jako stały komitet. Zgodnie z Dobrymi Praktykami Spółek Notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych, Emitent powinien stosować zasady określone w Załączniku I do Zalecenia Komisji Europejskiej z dnia 15 lutego 2005 r. dotyczącym roli dyrektorów niewykonawczych lub będących członkami rady nadzorczej spółek giełdowych i komisji rady (nadzorczej). Emitent wdrożył wszelkie wymogi gwarantujące udział Komitetu Audytu w nadzorze nad działalnością Emitenta poza: <ul style="list-style-type: none"> zasadą wyrażoną w pkt 4.3.2 ww. załącznika, zgodnie z którą kierownictwo powinno informować Komitet Audytu o metodach stosowanych przy rozliczaniu znaczących, nietypowych transakcji, kiedy istnieje kilka sposobów ich ujęcia księgowego; Na obecnym etapie funkcjonowania Komitetu Audytu Emitent nie widzi potrzeby wprowadzania bardzo szczegółowych regulacji precyzujących funkcjonowanie tego komitetu w tym wdrożenia zalecenia określonego w pkt 4.3.2. Załącznika I do Zalecenia Komisji Europejskiej. Emitent podejmie stosowne działania w przyszłości, jeżeli znajdą one swoje uzasadnienie w praktyce funkcjonowania Komitetu Audytu.
Walne zgromadzenie i relacje z akcjonariuszami – IV.R.2;	Spółka postanowiła odstąpić od stosowania tej Rekomendacji, ponieważ obecne brzmienie Statutu Spółki nie przewiduje udziału akcjonariuszy w walnym zgromadzeniu przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej. Zgodnie z przepisami Kodeksu spółek handlowych, wprowadzenie w życie tej Rekomendacji wymaga zmiany Statutu Spółki w tym zakresie. Spółka nie wyklucza wprowadzenia odpowiednich zapisów w Statucie Spółki w przyszłości.
Wynagrodzenia – VI.R.4.	Emitent stosuje rekomendację VI.R.4 w zakresie dotyczącym kształtowania wynagrodzenia Zarządu oraz kluczowych menedżerów. Emitent nie ma możliwości zastosowania tej rekomendacji w przypadku członków Rady Nadzorczej, których wynagrodzenia ustalane są na podstawie obowiązującego prawa powszechnego tj. ustawy z dnia 9 czerwca 2016 r. o zasadach kształtowania wynagrodzeń osób kierujących niektórymi spółkami (tj. Dz.U. z 2017 r. poz. 2190).

6.1.3 Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio znaczne pakiety akcji

W 2019 r. jedynym akcjonariuszem posiadającym ponad 5% udziału w kapitale zakładowym był Skarb Państwa, reprezentowany przez Ministra Aktywów Państwowych (ul. Krucza 36/Wspólna 6, 00-522 Warszawa).

Tabela 57 Struktura akcjonariatu Emitenta na dzień 31 grudnia 2019 r.

	Liczba akcji	Udział w kapitale zakładowym Emitenta	Liczba głosów na Walnym Zgromadzeniu Emitenta	Udział w ogólnej liczbie głosów na Walnym Zgromadzeniu Emitenta
Skarb Państwa	4 153 706 157	71,88 %	4 153 706 157	71,88 %
Pozostali	1 624 608 700	28,12 %	1 624 608 700	28,12 %
Razem	5 778 314 857	100,00 %	5 778 314 857	100,00 %

6.1.4 Wykaz posiadaczy akcji, które dają specjalne uprawnienia kontrolne, wraz z opisem tych uprawnień

Zgodnie ze Statutem tak długo, jak Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Emitenta, Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw energii jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej.

Dodatkowo na podstawie Statutu Skarb Państwa (jako akcjonariusz) wyraża, w formie pisemnej, zgodę: (i) na zmianę istotnych postanowień obowiązujących umów handlowych dotyczących importu gazu ziemnego do Polski oraz na zawarcie nowych takich umów handlowych, jak również (ii) na realizację strategicznych przedsięwzięć inwestycyjnych lub udział Spółki w przedsięwzięciach inwestycyjnych mogących trwale lub przejściowo pogorszyć efektywność ekonomiczną działalności Spółki, ale koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Skarb Państwa jest uprawniony do żądania zwołania Walnego Zgromadzenia oraz do żądania umieszczenia poszczególnych spraw w porządku obrad niezależnie od udziału w kapitale zakładowym Emitenta.

6.1.5 Wskazanie wszelkich ograniczeń do wykonywania prawa głosu w spółce PGNiG

Statut PGNiG ogranicza prawo głosowania akcjonariuszy w ten sposób, że żaden z nich (z wyjątkiem opisanym poniżej) nie może wykonywać na Walnym Zgromadzeniu więcej niż 10% ogólnej liczby głosów istniejących w Spółce w dniu odbywania Walnego Zgromadzenia, z zastrzeżeniem, że dla potrzeb ustalania obowiązków nabywców znacznych pakietów akcji, takie ograniczenie prawa głosowania uważane będzie za nieistniejące. Ograniczenie prawa głosowania nie dotyczy akcjonariuszy, którzy w dniu powzięcia uchwały Walnego Zgromadzenia wprowadzającej ograniczenie, są uprawnieni z akcji reprezentujących więcej niż 10% ogólnej liczby głosów istniejących w Spółce, oraz akcjonariuszy działających z akcjonariuszami reprezentującymi więcej niż 10% ogólnej liczby głosów, na podstawie zawartych porozumień dotyczących wspólnego wykonywania prawa głosu z akcji.

Dla potrzeby ograniczenia prawa do głosowania, głosy należące do akcjonariuszy, między którymi istnieje stosunek dominacji lub zależności, kumuluje się; w przypadku, gdy skumulowana liczba głosów przekracza 10% ogółu głosów w Spółce, podlega ona redukcji.

6.1.6 Wskazanie wszelkich ograniczeń dotyczących przenoszenia prawa własności papierów wartościowych emitenta

Zgodnie z art. 13 pkt 24 ustawy z dnia 16 grudnia 2016 r. o zasadach zarządzania mieniem państwowym (Dz.U. z 2016 r. poz. 2259 z późn. zm.) nie mogą być zbyte akcje Emitenta należące do Skarbu Państwa.

6.1.7 Opis zasad zmiany statutu Emitenta

Zgodnie z Kodeksem spółek handlowych oraz Statutem Emitenta zmiana Statutu wymaga uchwały Walnego Zgromadzenia podjętej odpowiednią większością głosów oraz wpisu do rejestru przedsiębiorców. Zmianę Statutu Zarząd zgłasza do sądu rejestrowego. Zgłoszenie zmiany Statutu nie może nastąpić po upływie trzech miesięcy od dnia powzięcia uchwały przez Walne Zgromadzenie w sprawie zmiany Statutu.

Jednolity tekst Statutu Emitenta przygotowany jest przez Zarząd, a następnie przyjmowany przez Radę Nadzorczą.

Dnia 17 września 2019 r. zakończono postępowanie rejestrowe zmian w Statucie Emitenta podjętych Uchwałą Nr 6/2019 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGNiG z 21 sierpnia 2019 r.

Walne Zgromadzenie PGNiG

6.1.8 Sposób działania Walnego Zgromadzenia PGNiG i jego zasadniczych uprawnień oraz prawa akcjonariuszy i sposób ich wykonywania

Walne Zgromadzenie działa według zasad określonych w Kodeksie spółek handlowych, Statucie oraz w Regulaminie Walnego Zgromadzenia. Regulamin Walnego Zgromadzenia określa w szczególności zasady prowadzenia obrad i podejmowania uchwał. Regulamin Walnego Zgromadzenia jest dostępny na stronie internetowej Emitenta (www.pgnig.pl). W dniu 23 stycznia 2019 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy podjęło uchwałę w sprawie zmiany treści Regulaminu Walnego Zgromadzenia.

6.1.9 Zwołanie i odwołanie Walnego Zgromadzenia spółki

Zwyczajne Walne Zgromadzenie zwołuje Zarząd, nie później niż w terminie 6 miesięcy po upływie roku obrotowego.

Akcjonariusze przedstawiający co najmniej 50% kapitału zakładowego lub co najmniej 50% ogółu głosów w spółce mogą zwołać Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie.

Rada Nadzorczą może zwołać Zwyczajne Walne Zgromadzenie, jeżeli Zarząd nie zwoła go w terminie określonym w Kodeksie spółek handlowych lub w Statucie, oraz Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie, jeżeli zwołanie go uzna za stosowne.

Walne Zgromadzenie zwołuje się poprzez ogłoszenie dokonywane na stronie internetowej oraz w sposób określony dla przekazywania informacji bieżących zgodnie z przepisami o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych. Ogłoszenie powinno być dokonane co najmniej na 26 dni przed terminem Walnego Zgromadzenia.

W przypadku wystąpienia ważnych przyczyn, Zarząd uprawniony jest do odwołania Walnego Zgromadzenia, zwołanego z własnej inicjatywy.

6.1.10 Opis zasadniczych uprawnień Walnego Zgromadzenia

Walne Zgromadzenie jest organem stanowiącym Emitenta. Poza wszelkimi sprawami związanymi z działalnością Spółki i sprawami określonymi w przepisach prawa, Walne Zgromadzenie podejmuje uchwały m.in. w sprawie:

- rozpatrzenia i zatwierdzenia sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy oraz sprawozdania Zarządu z działalności Emitenta;
- udzielenia absolutorium członkom organów Emitenta z wykonania obowiązków;
- podziału zysku lub pokrycia straty;
- ustalenia dnia dywidendy lub rozłożenia wypłaty dywidendy na raty;
- powołania i odwołania członków Rady Nadzorczej;
- rozpatrzenia i zatwierdzenia skonsolidowanego sprawozdania grupy kapitałowej oraz sprawozdania z działalności grupy kapitałowej za ubiegły rok obrotowy;
- zawieszania członków Zarządu w czynnościach oraz ich odwoływania;
- zbycia i wydzierżawienia przedsiębiorstwa Emitenta lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego;
- podwyższenia i obniżenia kapitału zakładowego Emitenta;
- emisji obligacji zamiennych lub z prawem pierwszeństwa i emisji warrantów subskrypcyjnych;
- nabycia akcji własnych, które mają być zaoferowane do nabycia pracownikom lub osobom, które były zatrudnione przez Emitenta lub spółkę z nim powiązaną przez okres co najmniej trzech lat;
- przymusowego wykupu akcji;
- tworzenia, użycia i likwidacji kapitałów rezerwowych;
- użycia kapitału zapasowego;
- połączenia, przekształcenia oraz podziału Emitenta;
- zmiany Statutu i zmiany przedmiotu działalności Emitenta;
- ustalanie zasad i wysokości wynagrodzenia członków Rady Nadzorczej oraz ustalanie zasad wynagradzania członków Zarządu.

6.1.11 Opis praw akcjonariuszy w ramach Walnego Zgromadzenia i sposobu ich wykonywania

Uczestnictwo w Walnym Zgromadzeniu

Zasady uczestnictwa w WZA reguluje Regulamin WZA dostępny na stronie internetowej Emitenta pod adresem: <http://pgnig.pl/lad-korporacyjny/walne-zgromadzenie/regulamin>.

Poniżej zestawienie najważniejszych zapisów Regulaminu

- Do udziału w Walnym Zgromadzeniu uprawniony jest każdy akcjonariusz Emitenta.
- Prawo uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu Spółki mają osoby będące akcjonariuszami Emitenta na 16 dni przed datą Walnego Zgromadzenia (dzień rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu). Dzień rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu jest jednolity dla uprawnionych z akcji na okaziciela i akcji imiennych.
- Uprawnieni z akcji imiennych i świadectw tymczasowych oraz zastawnicy i użytkownicy, którym przysługuje prawo głosu, mają prawo uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu, jeżeli są wpisani do księgi akcyjnej w dniu rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu.
- Akcjonariusze mogą uczestniczyć w Walnym Zgromadzeniu oraz wykonywać prawo głosu osobiście, przez przedstawicieli lub pełnomocników.
- Podczas obrad Walnego Zgromadzenia Zarząd jest obowiązany do udzielenia akcjonariuszowi na jego żądanie informacji dotyczących Emitenta, jeżeli jest to uzasadnione dla oceny sprawy objętej porządkiem obrad. Zarząd odmawia udzielenia informacji, jeżeli mogłoby to wyrządzić szkodę Emitentowi albo spółce z nim powiązanej, albo spółce lub spółdzielni zależnej, w szczególności przez ujawnienie tajemnic technicznych, handlowych lub organizacyjnych przedsiębiorstwa.
- Akcjonariusz może żądać przesłania mu listy akcjonariuszy, nieodpłatnie pocztą elektroniczną, a także przeglądać księgę protokołów oraz żądać wydania poświadczonych przez Zarząd odpisów uchwał Walnego Zgromadzenia.
- Podczas obrad Walnego Zgromadzenia akcjonariusz biorący udział w Walnym Zgromadzeniu może zgłaszać wnioski porządkowe.
- Statut Spółki nie przewiduje możliwości uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej (w tym wypowiedania się w trakcie Walnego Zgromadzenia przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej), wykonywania prawa głosu drogą korespondencyjną lub przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej.

Głosowanie na Walnym Zgromadzeniu

- Jedna akcja uprawnia do wykonania jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu.
- Głosowanie na Walnym Zgromadzeniu jest jawne. Tajne głosowanie zarządza się przy wyborach organów Emitenta albo likwidatora Emitenta oraz nad wnioskiem o odwołanie członków organów Emitenta lub likwidatorów, o pociągnięcie ich do odpowiedzialności, jak również w sprawach osobowych. Poza tym głosowanie tajne zarządza się na żądanie choćby jednego z akcjonariuszy obecnych lub reprezentowanych na Walnym Zgromadzeniu.

6.2 Organy zarządcze, nadzorujące i ich komitety w PGNiG

6.2.1 Zarząd

Skład Zarządu na dzień 1 stycznia 2019 r.:

- Piotr Woźniak - Prezes Zarządu,
- Maciej Woźniak - Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych,
- Łukasz Kroplewski - Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju,
- Michał Pietrzyk - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
- Radosław Bartosik - Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych,
- Magdalena Zegarska - Wiceprezes Zarządu.

W dniu 16 stycznia 2019 r. Rada Nadzorcza odwołała Pana Radosława Bartosika ze składu Zarządu Spółki PGNiG i z funkcji Wiceprezesa Zarządu PGNiG ds. Operacyjnych. W dniu 14 marca 2019 r. Rada Nadzorcza powołała z dniem 18 marca 2019 r. Pana Roberta Perkowskiego w skład Zarządu Spółki PGNiG na stanowisko Wiceprezesa Zarządu PGNiG ds. Operacyjnych, na wspólną kadencję Zarządu kończącą się w dniu 31 grudnia 2019 r.

Skład Zarządu na dzień 31 grudnia 2019 r.:

- Piotr Woźniak - Prezes Zarządu,
- Maciej Woźniak - Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych,
- Łukasz Kroplewski - Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju,
- Michał Pietrzyk - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
- Robert Perkowski - Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych.
- Magdalena Zegarska - Wiceprezes Zarządu.

W związku z upływem z dniem 31 grudnia 2019 r. wspólnej V kadencji Zarządu PGNiG., Rada Nadzorcza PGNiG odwołała w dniu 9 stycznia 2020 r.:

- Piotra Woźniaka - Prezesa Zarządu PGNiG,
- Michała Pietrzyka - Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych,
- Roberta Perkowskiego - Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych,
- Macieja Woźniaka - Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych,
- Łukasza Kroplewskiego - Wiceprezesa Zarządu ds. Rozwoju.

Tego samego dnia, na wspólną, 3-letnią kadencję, kończącą się dnia 10 stycznia 2023 r., zostali powołani z dniem 10 stycznia 2020 r.:

- Jerzy Kwieciński - na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG,
- Robert Perkowski - na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych,
- Jarosław Wróbel - na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych,

oraz z dniem 15 stycznia 2020 r.:

- Przemysław Waclawski - na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych,
- Arkadiusz Sekściński - na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Rozwoju.

Jerzy Kwieciński - Prezes Zarządu PGNiG



Pan Jerzy Kwieciński jest absolwentem Wydziału Inżynierii Materiałowej Politechniki Warszawskiej i doktorem nauk technicznych. Ukończył również studia podyplomowe dla kadry kierowniczej w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie oraz program międzynarodowych studiów Master of Business Administration realizowany przez Uniwersytet w Antwerpii, Uniwersytet w Staffordshire, Wolny Uniwersytet w Brukseli oraz Uniwersytet Warszawski. Pan Jerzy Kwieciński posiada również doświadczenie w pracy akademickiej i prowadzeniu prac badawczo-rozwojowych, które zdobywał m.in. na Politechnice Warszawskiej oraz jako profesor wizytujący na Brunel University of West London.

Posiada ponad 30-letnie doświadczenie międzynarodowe w planowaniu strategicznym, zarządzaniu dużymi organizacjami, programami i projektami w sektorach: publicznym, prywatnym, pozarządowym i naukowo-badawczym, w tym w branży energetycznej.

W latach 1993–2004 był pracownikiem Komisji Europejskiej, w Przedstawicielstwie w Polsce - zarządzał programami i projektami finansowanymi ze środków Unii Europejskiej i uczestniczył w pracach przygotowujących Polskę do członkostwa w Unii Europejskiej. W latach 2004-2005 był prezesem Europejskiego Centrum Przedsiębiorczości Sp. z o.o, gdzie następnie w latach 2008-2015 pełnił funkcję wiceprezesa zarządu. W 2005 r. objął stanowisko Podsekretarza Stanu w Ministerstwie Rozwoju Regionalnego, kierowanym przez Minister Grażynę Geśicką, gdzie zajmował się koordynacją polityki rozwoju kraju i polityki spójności oraz m.in. przygotowywał Strategię Rozwoju Kraju 2007-2015 i Narodową Strategię Spójności 2007-2013.

W latach 2008-2015 pełnił funkcję Prezesa Zarządu w JP Capital Group Sp. z o.o., specjalizującej się w przygotowywaniu i wdrażaniu przedsięwzięć oraz innowacyjnych projektów, w tym zakładaniu i prowadzeniu startupów. W tym czasie prowadził także Fundację Europejskie Centrum Przedsiębiorczości. W 2015 r. został powołany na stanowisko Sekretarza Stanu w Ministerstwie Rozwoju.

Od 2015 r. jest członkiem Narodowej Rady Rozwoju, powołanej przez Prezydenta Andrzeja Dudę.

W listopadzie 2015 r. został powołany na pierwszego zastępcę Wicepremiera Mateusza Morawieckiego w ministerstwie rozwoju w rządzie Premier Beaty Szydło. Od stycznia 2018 r. sprawował urząd Ministra Inwestycji i Rozwoju w rządzie Premiera Mateusza Morawieckiego, a od września 2019 r. jednocześnie funkcję Ministra Finansów, które pełnił do 15 listopada 2019 r. Zajmował się m. in. przygotowaniem i realizacją Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju oraz realizacją polityki spójności.

Prezes Zarządu:

- kieruje pracami Zarządu oraz koordynuje pracę Członków Zarządu we wszystkich obszarach działalności GK PGNiG,
- sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie:
 - kontroli i audytu wewnętrznego,
 - przygotowania i nadzoru nad realizacją Strategii Grupy Kapitałowej PGNiG,
 - strategii personalnych, systemów wynagradzania i czasu pracy, polityki zatrudnienia i płac,
 - sprawowania nadzoru właścicielskiego w ramach GK PGNiG i kreowania optymalnego kształtu GK PGNiG,
 - bezpieczeństwa obiektów, ochrony informacji niejawnych i danych osobowych,
 - procesów akwizycyjnych w obszarze *upstreamu* zagranicznego,
 - Kreowania polityki regulacyjnej we współpracy z organami administracji publicznej, organami UE raz organizacjami branżowymi,
 - polityki informacyjnej Spółki oraz komunikacji korporacyjnej,
 - planowania i realizacji polityki handlowej Spółki, w szczególności w zakresie sprzedaży gazu ziemnego i energii elektrycznej, w tym zawierania i rozliczania umów sprzedaży gazu ziemnego i energii elektrycznej oraz prowadzenia polityki importowej gazu ziemnego, w tym w zakresie dywersyfikacji dostaw.

Robert Perkowski - Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych



Pan Robert Perkowski jest ekonomistą, samorządowcem, doktorem nauk ekonomicznych. Jest absolwentem studiów podyplomowych "analityka zarządzania" Instytutu Organizacji i Zarządzania w Przemysle "ORGMASZ", w którym ukończył Międzynarodowe Studia Doktoranckie. Przewód doktorski został otwarty i przeprowadzony w Instytucie Nauk Ekonomicznych Polskiej Akademii Nauk. W Prywatnej Wyższej Szkole Businessu i Administracji, w Warszawie ukończył dzienne studia magisterskie na dwóch specjalizacjach: marketing i kierowanie oraz finanse i bankowość. Jest autorem kilkunastu artykułów naukowych.

Doświadczenie zawodowe zdobywał od 2001 r. odbywając staż w departamencie finansowym firmy "Dacon Corp. LTD" przy Queen's University w Kanadzie. Następnie w 2002 r. rozpoczął pracę w resorcie sprawiedliwości, gdzie zajmował się m.in. opracowywaniem projektów planów finansowych w zakresie plac Służby Więziennej. W okresie 2006-2018 pełnił funkcję Burmistrza Miasta Żąbki. Jednocześnie pełnił funkcję prezesa jednej z korporacji samorządowych "Związek Samorządów Polskich", gdzie świadczył usługi szkoleniowe oraz uzyskał mandat radnego gminnego i powiatowego.

W dniu 14 marca 2019 r. Rada Nadzorcza podjęła decyzję w sprawie powołania pana Roberta Perkowskiego na stanowisko Wiceprezesa Zarządu PGNiG ds. Operacyjnych.

Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie:

- programu Społecznej Odpowiedzialności Biznesu /CSR/,
- strategii zakupów w ramach Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG,
- administrowania majątkiem Spółki z wyłączeniem majątku sieciowego, majątku górniczego i podziemnych magazynów gazu,
- zagospodarowania majątku nieprodukcyjnego, w tym nieruchomości Spółki,
- kreowania i realizacji polityki sponsoringowej i wizerunku marki Spółki w Polsce i za granicą,
- współpracy z operatorami systemów przesyłowych i dystrybucyjnych,
- polityki, założeń i programów poszukiwania i wydobywania węglowodorów w kraju i poza jego granicami,
- prowadzenia całości spraw koncesyjnych związanych z poszukiwaniem i rozpoznawaniem oraz eksploatacją złóż węglowodorów, a także składowaniem odpadów w górotworze i bezzbiornikowym magazynowaniem substancji, stosownie do odpowiednich postanowień prawa geologicznego i górniczego,
- działalności Oddziału Geologii i Eksploatacji, z wyłączeniem administrowania majątkiem podziemnych magazynów gazu.

Arkadiusz Sekściński - Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju



Pan Arkadiusz Sekściński jest absolwentem Uniwersytetu Warszawskiego, doktorem nauk społecznych w zakresie nauk o polityce. Był organizatorem programu studiów na kierunku „Bezpieczeństwo wewnętrzne,” specjalność „Bezpieczeństwo energetyczne” i wykładowcą przedmiotów takich jak „Polityka energetyczna Polski”, „Polityki energetyczne państw współczesnych”, „Odnawialne źródła energii” oraz „Planowanie i finansowanie inwestycji w sektorze energetycznym”. Jest autorem artykułów naukowych w językach polskim i angielskim. Obecnie jest uczestnikiem studiów MBA Energetyka na Uczelni Łazarskiego.

Był stypendystą Fundacji Rozwoju Systemu Edukacji (Uniwersytet w Bergen, Norwegia), Programu Leonardo da Vinci (Biuro Regionalne Województwa Podlaskiego, Bruksela, Belgia), Programu Socrates – Erasmus (Uniwersytet Kapodystriański w Atenach, Grecja).

Doświadczenie zawodowe w sektorze energetycznym zdobywał od 2007 r. jako konsultant w firmach doradzających podmiotom zajmujących się ciepłownictwem i elektroenergetyką, a następnie od 2011 r. jako dyrektor i członek zarządu Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej. Od 2016 r. był związany z PGE Energia Odnawialna S.A., gdzie jako wiceprezes i p.o. prezesa nadzorował obszary inwestycji, innowacji, eksploatacji aktywów wytwórczych, komunikacji, zasobów ludzkich i bezpieczeństwa. Był prezesem spółek celowych odpowiedzialnych za budowę farm wiatrowych na lądzie oraz rozwój projektów farm wiatrowych na Morzu Bałtyckim. Pełnił też funkcję Dyrektora Programu rozwoju fotowoltaiki w Grupie Kapitałowej PGE.

Pan Arkadiusz Sekściński jest zatrudniony na Uniwersytecie Warszawskim na stanowisku Adiunkta.

Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie w zakresie:

- przedsięwzięć innowacyjnych i rozwojowych realizowanych z udziałem PGNiG,
- rozpoznawania i monitorowania możliwości pozyskania funduszy unijnych na finansowanie działalności prowadzonej przez Spółkę,
- nadzoru nad działalnością normalizacyjną w Spółce,
- wypracowywania założeń i przepisów technicznych, norm i standardów obowiązujących w obszarze gazownictwa,
- działalności Oddziału Centralne Laboratorium Pomiarowo – Badawcze.

Przemysław Waclawski - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych



Pan Przemysław Waclawski jest absolwentem Wydziału Zarządzania Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Obecnie jest uczestnikiem studiów The international FLEX Executive MBA, ze specjalnością Digital Transformation na MIP Politecnico di Milano we Włoszech.

W latach 2002-2006 pracował w Ernst & Young w obszarze m.in. audytu finansowego i due-dilligence. Od czerwca 2006 r. do września 2010 r. obejmował stanowiska Dyrektora działu Kontrolingu i Dyrektora ds. Inwestycji i Sprzedaży na Rynku Bałkańskim w Tele-Fonika Kable S.A. Od października 2010 r. pełnił funkcję Członka Zarządu ds. Finansowych, a od lutego 2011 r. do maja 2013 r. – Prezesa Zarządu TF Kable Fabrika Kablova Zajecar d.o.o. w Serbii. Od lutego 2013 r. do września 2018 r. był Dyrektorem działu Kontrolingu w Tele-Fonika Kable S.A., pełniąc w tym okresie także funkcje Członka Zarządów spółek zagranicznych Grupy Tele-Fonika Kable.

W październiku 2018 r. został powołany na stanowisko Członka Zarządu ds. Finansowych Unipetrol a.s. w Czechach, gdzie był odpowiedzialny za pion: finansów, zarządzania łańcuchem dostaw i IT, sprawując również nadzór nad pionem finansów Grupy Kapitałowej Unipetrol.

Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki w m.in. zakresie:

- realizacji celów strategicznych Spółki w aspekcie ekonomicznym i finansowym,
- przygotowania i realizacji Planu Działalności Gospodarczej Spółki,
- analiz i ocen ekonomiczno-finansowych projektów rozwojowych i inwestycyjnych,
- planowania i kontroli polityki inwestycyjnej w zakresie finansowym,
- funkcjonowania i rozwoju rachunkowości,
- ustalania zasad i nadzorowania sporządzania sprawozdań finansowych,
- relacji inwestorskich,
- zarządzania obszarem IT.

Jarosław Wróbel - Wiceprezes Zarządu



Absolwent studiów magisterskich i studium doktoranckiego Akademii Ekonomicznej w Katowicach. Ukończył studia podyplomowe na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej, a także studia menedżerskie Executive MBA (Uniwersytet Gdański i RMS Erasmus University) oraz Post-MBA (Uniwersytet Gdański i SBS Swiss Business School).

W energetyce od 1992 r. W latach 1993-1999 związany z Elektrociepłownią „Będzin” SA, odpowiedzialny za opracowanie i wdrożenie programu restrukturyzacji, a także przygotowanie i przeprowadzenie pierwszego procesu prywatyzacji kapitałowej w polskiej elektroenergetyce, wykorzystującego mechanizm Giełdy Papierów Wartościowych (Nagroda Debiut Roku 1998).

Od 2002 r. związany z PGNiG, W latach 2003-2013 Wiceprezes ds. Ekonomicznych Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Pomysłodawca i Sponsor Programu wdrożenia w GSG, Zintegrowanej Platformy wspomagającej obsługę procesów na bazie rozwiązań ERP i CIS. Następnie realizował projekty dla firm z sektora paliwowo-energetycznego oraz informatycznego. Współtworzył m.in. Model

IT/OT dla GK PGNiG.

Od 8 stycznia do 1 marca 2016 r. był Członkiem Zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. o.o., a od 2 marca 2016 r. do 16 lutego 2018 r. zajmował stanowisko Prezesa Zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Pod jego kierownictwem Spółka opracowała i wdrożyła strategiczny pakiet zmian dla polskiego gazownictwa dystrybucyjnego na lata 2016-2022, oraz zdobyła w 2017 r. Polską Nagrodę Jakości w kategorii wielkich organizacji gospodarczych.

Od 17 kwietnia 2018 r. do 9 stycznia 2020 r. pełnił funkcję Prezesa Zarządu ORLEN Południe SA. Był współtwórcą oraz Sponsorem Programu budowy w ORLEN Południe SA nowoczesnej biorafinerii, na bazie Rafinerii w Trzebini oraz Rafinerii w Jedliczu, będącej centrum kompetencyjnym w zakresie biokomponentów oraz biopaliw dla Grupy Kapitałowej ORLEN SA

Wiceprezes Zarządu sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie:

- eksploatacji złóż gazu ziemnego i ropy naftowej,
- podziemnego składowania odpadów,
- składowania CO₂,
- podziemnego magazynowania substancji,
- odazotowania gazu ziemnego,
- produkcji: helu, skroplonego gazu ziemnego (LNG), mieszaniny gazu propan-butan, kondensatu węglowodorowego oraz pianki płynnej,
- działalności Oddziałów PGNiG w Odolanowie, Sanoku, Zielonej Górze i Oddziału Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego w Krakowie,
- administrowanie majątkiem podziemnych magazynów gazu Spółki,
- kształtowanie relacji z operatorem systemu dystrybucyjnego oraz operatorem systemu magazynowania.

Magdalena Zegarska - Wiceprezes Zarządu



Pani Magdalena Zegarska jest absolwentką Prywatnej Wyższej Szkoły Ochrony Środowiska w Radomiu. Ponadto ukończyła studia Master of Business Administration dla firm sektora naftowego i gazowniczego oraz posiada absolutorium uzyskane w Wyższej Szkole Zarządzania i Marketingu Stowarzyszenia Inicjatyw Gospodarczych w Warszawie o kierunku zarządzanie dużym przedsiębiorstwem. Ukończyła liczne kursy i szkolenia z psychologii zarządzania zespołami pracowniczymi, kurs na członków Rad Nadzorczych i zdała egzamin państwowy przed Komisją Skarbu Państwa. W latach 2011-2014 pełniła funkcję Sekretarza Rady Pracowników II kadencji oraz w latach 2010-2014 Sekretarza Zakładowej Komisji Koordynacyjnej NSZZ „Solidarność” w PGNiG. W latach 2014-2017 pełniła funkcję członka Rady Nadzorczej PGNiG, Sekretarza Rady Nadzorczej oraz Wiceprzewodniczącego Komitetu Audytu. Pracę w PGNiG rozpoczęła w 1998 r. w Mazowieckiej Spółce Gazownictwa, następnie pracowała w Mazowieckim Oddziale Handlowym. Od 2013 r. zajmowała różne stanowiska w Centrali Spółki w Departamencie Handlu Detalicznego, Departamencie Infrastruktury, a następnie w Departamencie Majątku i Administracji, gdzie pełniła obowiązki zastępcy Dyrektora Departamentu Majątku i Administracji. Od stycznia 2016 r. pełni funkcję Pełnomocnika Zarządu PGNiG ds. Systemu Zarządzania Jakością, Bezpieczeństwem Pracy, Ochroną Zdrowia i Środowiska. W okresie od kwietnia 2016 r. do marca 2017 r. zajmowała stanowisko Zastępcy Dyrektora Departamentu ds. QHSE, z powierzonymi zadaniami kierowania pracami Departamentu. Otrzymała odznaczenia honorowe: zasłużona dla Górnictwa Naftowego i Gazownictwa oraz Mazowieckiego Oddziału Handlowego. Posiada tytuł Dyrektora Górniczego III stopnia oraz Dyrektora Górniczego II stopnia.

W dniu 27 lutego 2020 r. została powołana przez Radę Nadzorczą na stanowisko Wiceprezesa Zarządu.

Wiceprezes Zarządu wybrany przez pracowników Spółki sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki w zakresie:

- zapewnienia warunków bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej,
- współpracy ze związkami zawodowymi, Radą Pracowników i innymi organizacjami pracowniczymi w zakresie dotyczącym Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG,
- przeprowadzenia procesu wydania akcji uprawnionym pracownikom Spółki.

Zasady dotyczące powoływania i odwoływania osób zarządzających oraz ich uprawnień, w szczególności prawo do podjęcia decyzji o emisji lub wykupie akcji

Zgodnie ze Statutem, członków Zarządu lub cały Zarząd powołuje i odwołuje Rada Nadzorcza. Powołanie na członka Zarządu następuje po przeprowadzeniu postępowania kwalifikacyjnego wg uregulowań zawartych w Statucie oraz w oparciu o wymogi dla kandydatów określone w art. 22 ustawy z dnia 16 grudnia 2016 r. o zasadach zarządzania mieniem państwowym (Dz.U. z 2016 r. poz. 2259 z późn. zm.). Taki tryb wyboru nie dotyczy członka Zarządu wybieranego przez pracowników.

Do czasu, gdy Skarb Państwa jest akcjonariuszem Emitenta, a Emitent zatrudnia średniorocznie powyżej 500 pracowników, Rada Nadzorcza powołuje w skład Zarządu jedną osobę wybraną przez pracowników, na okres kadencji Zarządu. Za kandydata na członka Zarządu wybranego przez pracowników uznaje się osobę, która w wyborach uzyskała nie mniej niż 50% plus 1 ważnie oddanych głosów, a wynik głosowania jest wiążący dla Rady Nadzorczej pod warunkiem udziału w nim co najmniej 50% wszystkich pracowników Emitenta.

Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata.

Członek Zarządu może złożyć rezygnację z pełnionej funkcji Emitentowi, reprezentowanemu przez innego członka Zarządu lub prokurenta, oraz przekazać do wiadomości Przewodniczącemu Rady Nadzorczej i ministrowi właściwemu do spraw energii. Rezygnacja wymaga zachowania formy pisemnej pod rygorem bezskuteczności wobec Emitenta.

W przypadku członka Zarządu wybranego przez pracowników, jego odwołanie może nastąpić także na pisemny wniosek co najmniej 15% ogółu pracowników Emitenta. Głosowanie zarządza Rada Nadzorcza, a jego wynik jest wiążący dla Rady Nadzorczej, o ile w głosowaniu brało udział co najmniej 50% wszystkich pracowników Emitenta i uzyskano większość niezbędną dla wyboru członka Zarządu.

Zgodnie ze Statutem decyzję o emisji akcji lub skupie akcji (nabyciu akcji własnych) podejmuje Walne Zgromadzenie Emitenta.

Zasady działania Zarządu Emitenta

Zarząd prowadzi sprawy Emitenta i reprezentuje go we wszystkich czynnościach sądowych i pozasądowych. Do kompetencji Zarządu należą wszelkie sprawy związane z prowadzeniem spraw Emitenta niezastrzeżone przepisami prawa lub Statutu dla Walnego Zgromadzenia lub Rady Nadzorczej. Zarząd obowiązany jest w szczególności do opracowywania planów działalności gospodarczej, w tym planów inwestycyjnych, oraz Strategii Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG oraz strategicznych planów wieloletnich i przedkładania ich Radzie Nadzorczej do zatwierdzenia.

Tryb działania Zarządu określa Regulamin uchwalony przez Zarząd i zatwierdzony przez Radę Nadzorczą. Regulamin Zarządu jest dostępny na stronie internetowej Emitenta pod adresem: www.pgnig.pl/lad-korporacyjny/zarząd/regulamin

Informacje o odbytych posiedzeniach Zarządu i podjętych uchwałach

W 2019 r. Zarząd Spółki odbył 51 posiedzeń Zarządu i podjął 690 uchwał.

6.2.2 Rada Nadzorcza oraz komitety

Skład Rady Nadzorczej PGNiG na dzień 1 stycznia 2019 r.:

- Bartłomiej Nowak - Przewodniczący Rady Nadzorczej;
- Piotr Sprzączak - Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej;
- Sławomir Borowiec - Sekretarz Rady Nadzorczej;
- Piotr Broda - Członek Rady Nadzorczej;
- Andrzej Gonet - Członek Rady Nadzorczej;
- Mieczysław Kawecki - Członek Rady Nadzorczej;
- Stanisław Sieradzki - Członek Rady Nadzorczej;
- Grzegorz Tchorek - Członek Rady Nadzorczej.

W dniu 22 sierpnia 2019 r. Minister Energii oświadczeniem, zgodnie z § 35 ust. 1 Statutu Spółki powołał w skład Rady Nadzorczej Pana Romana Gabrowskiego.

Skład Rady Nadzorczej na dzień 31 grudnia 2019 r.:

- Bartłomiej Nowak - Przewodniczący Rady Nadzorczej;
- Piotr Sprzączak - Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej;

- Sławomir Borowiec - Sekretarz Rady Nadzorczej;
- Piotr Broda - Członek Rady Nadzorczej;
- Roman Gabrowski - Członek Rady Nadzorczej;
- Andrzej Gonet - Członek Rady Nadzorczej;
- Mieczysław Kawecki - Członek Rady Nadzorczej;
- Stanisław Sieradzki - Członek Rady Nadzorczej;
- Grzegorz Tchorek - Członek Rady Nadzorczej.

Rada Nadzorcza oraz komitety

Bartłomiej Nowak - Przewodniczący Rady Nadzorczej



Pan Bartłomiej Nowak jest absolwentem kierunku Zarządzania Akademii Leona Koźmińskiego w Warszawie oraz Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego. Od 2009 r. posiada stopień naukowy Doctor of Laws - European University Institute, a od 2013 r. – stopień doktora habilitowanego nadany przez Instytutu Nauk Prawnych Polskiej Akademii Nauk. Bartłomiej Nowak specjalizuje się m.in. w prawie energetycznym, gospodarczym i konkurencji oraz prawie Unii Europejskiej. W latach 2007-2009 pracował na rzecz Dyrekcji Generalnej Komisji Europejskiej ds. Transportu i Energii oraz jako doradca Prezesa URE. W latach 2010-2014 pełnił funkcję doradcy w Kancelarii Domański Zakrzewski Palinka sp.k. oraz Członka Rady Nadzorczej PTE WARTA SA. Od 2009 r. związany z Akademią Leona Koźmińskiego w Warszawie na stanowiskach: Adiunkta, a później Profesora Nadzwyczajnego w Kolegium Prawa, oraz Prorektora ds. Studiów Ekonomiczno-Społecznych. Członek Rady Naukowej Narodowego Centrum Badań Jądrowych.

Bartłomiej Nowak oświadczył, że spełnia kryterium niezależności zarówno w zakresie wynikającym z art. 129 Ustawy z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym, jak i Zaleceń Komisji Europejskiej 2005/162/WE z dnia 15 lutego 2005 r.

Piotr Sprzączak - Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej



Piotr Sprzączak jest absolwentem Uniwersytetu Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie oraz Krajowej Szkoły Administracji Publicznej w Warszawie. Doświadczenie zawodowe zdobywa od 2011 r., pracując w Departamencie Ropy i Gazu na rzecz Ministerstwa Gospodarki i następnie Ministerstwa Energii. Aktualnie pełni funkcję Naczelnika Wydziału Infrastruktury w Ministerstwie Energii. W ramach obowiązków służbowych zajmuje się m.in. negocjacjami aktów prawnych UE, m.in. rewizją dyrektywy gazowej, rozporządzeniem dotyczącym środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego, czy kształtowania otoczenia regulacyjnego w ramach tzw. pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”. Koordynuje działania wynikające ze współpracy międzynarodowej, członkostwa Polski w Unii Europejskiej oraz międzynarodowych organizacjach i porozumieniach energetycznych. W latach 2011-2014 zajmował się opracowaniem i aktualizacją Oceny ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego, Planu działań zapobiegawczych oraz Planu na wypadek sytuacji nadzwyczajnej.

Sławomir Borowiec - Sekretarz Rady Nadzorczej



Sławomir Borowiec w 1992 r. ukończył Akademię Górniczo-Hutniczą w Krakowie, Wydział Wiertniczo-Naftowy. W tym samym roku rozpoczął pracę w Zielonogórskim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu. W 2001 r. ukończył Państwową Szkołę Zawodową w Gorzowie Wielkopolskim, Instytut Zarządzania i Finansów w zakresie Zarządzania i Marketingu, a w 2004 r. ukończył kierunek Rachunkowość o specjalności Rachunkowość Jednostek Gospodarczych na Politechnice Koszalińskiej. Obecnie zatrudniony na stanowisku Kierownika Ośrodka Kopalń. Posiada uprawnienia Kierownika Ruchu Zakładu Górniczego. W 2002 r. zdał egzamin na członków Rad Nadzorczych, a w 2010 r. otrzymał Stopień Górniczy: Dyrektor Górniczy II Stopnia.

Piotr Broda - Członek Rady Nadzorczej



Piotr Broda jest absolwentem Wydziału Handlu Zagranicznego Szkoły Głównej Handlowej oraz studiów *Executive MBA* na Uniwersytecie w Minnesocie. Doświadczenie zdobywał w czołowych instytucjach finansowych, rozpoczynając karierę zawodową w 1991 r. w Bank Austria Creditanstalt S.A. Warszawa. Pełnił m.in. funkcje Zastępcy Dyrektora Wydziału Skarbu (w latach 1995-1998), a następnie Dyrektora Wydziału Skarbu i Przewodniczącego Komitetu Zarządzania Aktywami i Pasywami (w latach 1998-2000). W listopadzie 2000 r. został Managerem Zespołu Inwestycji w Allianz S.A., a w 2002 r. objął stanowisko Zastępcy Dyrektora Biura Inwestycji Finansowych PZU S.A. Pracę na rzecz Grupy PZU kontynuował jako Dyrektor Biura Instrumentów Dłużnych i Pochodnych oraz Wiceprezes Zarządu PZU Asset Management S.A. w latach 2008-2011, a także jako Wiceprezes Zarządu PZU TFI S.A. (w latach 2009-2013). Przez ponad 4 lata (2013-2017) był Członkiem Zarządu TFI BGK S.A. Od lipca 2018 Dyrektor Finansowy ElectroMobility Poland S.A. Posiada wieloletnie doświadczenie jako Członek Rad Nadzorczych - funkcję tę pełnił w latach 2002-2004 w PZU Asset Management S.A.

oraz PZU NFI Management S.A., a następnie w latach 2005-2006 w Lentex S.A. oraz w latach 2006-2007 w Jago S.A. Jest autorem publikacji o tematyce finansowej w ramach współpracy eksperckiej z Instytutem Sobieskiego.

Piotr Broda oświadczył, że spełnia kryterium niezależności zarówno w zakresie wynikającym z art. 129 Ustawy z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym, jak i Zaleceń Komisji Europejskiej 2005/162/WE z dnia 15 lutego 2005 r.

Roman Gabrowski - Członek Rady Nadzorczej



Tauron Ekoserwis.

Jest absolwentem Politechniki Wrocławskiej Wydziału Elektrycznego (specjalność: automatyka stosowana) oraz Wałbrzyskiej Wyższej Szkoły Zarządzania i Przedsiębiorczości (specjalizacja: zarządzanie strategiczne). Ukończył studia podyplomowe na Politechnice Warszawskiej z zakresu zarządzania podmiotami Skarbu Państwa z branży energetycznej oraz na Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu na Wydziale Zarządzania i Informatyki w zakresie „Zarządzania finansami firmy”. Doświadczenie zawodowe zdobywał m.in. na stanowiskach menadżerskich w branży elektroenergetycznej, w tym w podmiotach Grupy Tauron. W latach 1993 - 1997 pełnił funkcję przewodniczącego rady nadzorczej ZE Wałbrzych SA. W latach 1998 – 2002 pełnił funkcję prezesa zarządu ZE Wałbrzych SA, a w latach 2007 – 2008 EnergiaPro Gigawat (obecnie: Tauron Obsługa Klienta). W latach 2016 – 2019 pełnił funkcję prezesa zarządu Tauron Ekoenergia. Zasiadał również w Radach Nadzorczych, m.in. Jeleniogórskich Elektrowni Wodnych (obecnie: Tauron Ekoenergia) oraz

Andrzej Gonet - Członek Rady Nadzorczej



Andrzej Gonet ukończył z wyróżnieniem studia na Wydziale Wiertniczo-Naftowym Akademii Górniczo-Hutniczej w 1975 r., a następnie podjął pracę na tym wydziale, gdzie w 1980 r. obronił z wyróżnieniem pracę doktorską. W 1989 r. uzyskał stopień doktora habilitowanego nauk technicznych. W 1998 r. otrzymał tytuł profesora nauk technicznych i jest zatrudniony na stanowisku profesora zwyczajnego w AGH. Ukończył kilka studiów podyplomowych na AGH, UJ i PAN oraz kurs dla kandydatów na członków rad nadzorczych w spółkach z udziałem Skarbu Państwa. Był członkiem Rady Nadzorczej w ZUN Sp. z o. o. w Krośnie w okresie 2000-2002 r. i PNiG Sp. z o. o. w Krakowie (w latach 2011 – 2013). Jest autorem i współautorem ponad 300 prac publikowanych, 260 niepublikowanych prac naukowo-badawczych, 29 zatwierdzonych i zgłoszonych patentów oraz 8 licencji. Posiada certyfikat biegłego Wojewody Małopolskiego z zakresu oceny oddziaływania na środowisko, rzeczoznawcy SITPiG oraz krajowe i zagraniczne doświadczenie zawodowe. Wielokrotny konsultant i recenzent prac naukowych i projektów naukowo-badawczych. Członek Sekcji Wiertnictwa i Górnictwa Otworowego Komitetu Górnictwa PAN. Podczas wieloletniej pracy zawodowej pełnił różne funkcje, m.in. kierownika Zakładu Wiertnictwa, zastępcy dyrektora Instytutu Wiertniczo-Naftowego, przez 2 kadencje - prodziekana i dziekana Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, którą to funkcję pełnił 3 kadencję. Ponadto był współorganizatorem Państwowej Wyższej Szkoły Zawodowej w Krośnie, gdzie pełnił funkcję prorektora i rektora.

Mieczysław Kawecki - Członek Rady Nadzorczej



Mieczysław Kawecki jest absolwentem Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, magistrem inżynierem o specjalności eksploatacja otworowa. Ukończył studia podyplomowe w zakresie podziemnego magazynowania gazu oraz kierunek ochrony środowiska w gospodarce na AGH w Krakowie. Posiada uprawnienia kierownika ruchu zakładu górniczego oraz I stopień Dyrektora Górniczego. Pracę zawodową rozpoczął w 1976 r. w Sanockim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu na kopalni ropy naftowej Wańkowa. W 1984 r. został kierownikiem nowo powstałej kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego Lublin, a w 1986 r. objął funkcję kierownika na kopalni ropy naftowej Wielopole. W latach 1991-2017 pracował na stanowisku kierownika PMG Strachocina. Od 2017 r. na stanowisku kierownika Działu Podziemnego Magazynowania Gazu w Oddziale PGNiG w Sanoku. Prezes Zarządu Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego – SITPNiG Oddział w Sanoku. W latach 1990 – 1992 był członkiem Rady Pracowniczej w Sanockim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu oraz delegatem na Ogólne Zebranie Delegatów PGNiG Warszawa. Od 1994 r. do momentu przekształcenia w spółkę był członkiem Rady Pracowniczej PGNiG Warszawa w VI i VII kadencji. Do 1998 r. członek grupy konsultacyjnej przy PGNiG. W latach 2003-2005 Przewodniczący Związku Zawodowego „KADRA” w Oddziale w Sanoku i członek Związkowej Komisji Koordynacyjnej. Członek a następnie sekretarz Rady Nadzorczej PGNiG w latach 2005-2014.

Stanisław Sieradzki - Członek Rady Nadzorczej



Stanisław Sieradzki jest absolwentem geologii stratygraficzno-poszukiwawczej Uniwersytetu Wrocławskiego. Ukończył studia podyplomowe na Akademii Górniczo-Hutniczej w zakresie inżynierii złożowej. Od 1986 r. nieprzerwanie pracuje w PGNiG, najpierw na stanowisku samodzielnego geologa, później specjalisty geologa w Dziale Geologii Ruchowej, następnie Kierownika Działu Rozpoznawania i Dokumentowania Złóż w Oddziale PGNiG w Sanoku. Z chwilą powstania Oddziału Geologii i Eksploatacji powołany na funkcję Kierownika Ośrodka Projektowego w Sanoku. Obecnie zajmuje stanowisko Zastępcy Kierownika Działu Projektowego w Jaśle, biuro w Sanoku. W swojej dotychczasowej pracy zajmował się głównie pracami poszukiwawczymi za ropą naftową i gazem ziemnym. Uzyskał między innymi: uprawnienia Ministra Środowiska do wykonywania, dozoru i kierowania pracami geologicznymi w kategorii I w zakresie poszukiwania i rozpoznawania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, kwalifikacje osoby wyższego dozoru ruchu w specjalności geologicznej oraz

uprawnienia geologa górniczego w zakładach górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi, nadane przez Prezesa Wyższego Urzędu Górniczego. Ponadto posiada uprawnienia audytora wewnętrznego systemu zarządzania.

Grzegorz Tchorek - Członek Rady Nadzorczej



Grzegorz Tchorek jest absolwentem Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego. W 2007 r. obronił pracę doktorską i rozpoczął pracę jako adiunkt na Wydziale Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego oraz w Narodowym Banku Polskim jako doradca (od 2009 r.). Jako ekspert zajmuje się obecnie oceną konkurencyjności gospodarek i przedsiębiorstw, globalnymi łańcuchami dostaw oraz rozwojem niskoemisyjności w Polsce. Realizuje projekty badawcze związane z elektromobilnością, gazomobilnością, mobilnością współdzieloną i technologiami wodorowymi.

Grzegorz Tchorek oświadczył, że spełnia kryterium niezależności zarówno w zakresie wynikającym z art. 129 Ustawy z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym, jak i Zaleceń Komisji Europejskiej 2005/162/WE z dnia 15 lutego 2005 r.

Kompetencje Rady Nadzorczej PGNiG

Rada Nadzorcza sprawuje stały nadzór nad Emitentem we wszystkich dziedzinach jego działalności oraz opiniuje wszelkie sprawy przedkładane przez Zarząd do rozpatrzenia Walnemu Zgromadzeniu. W szczególności do kompetencji Rady Nadzorczej należy:

- ocena sprawozdania Zarządu z działalności Emitenta oraz sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy w zakresie ich zgodności z księgami, dokumentami, jak i ze stanem faktycznym;
- ocena wniosków Zarządu co do podziału zysku lub pokrycia straty;
- składanie WZ pisemnego sprawozdania z wyników czynności, o których mowa w pkt 1 i 2;
- ocena skonsolidowanego sprawozdania finansowego zarówno co do zgodności z księgami i dokumentami, jak i ze stanem faktycznym, ocena skonsolidowanego sprawozdania Zarządu z działalności grupy kapitałowej oraz składanie Walnemu Zgromadzeniu sprawozdania z wyników tych czynności;
- wybór biegłego rewidenta do przeprowadzenia badania sprawozdania finansowego;
- zatwierdzanie planów działalności gospodarczej, w tym planów inwestycyjnych;
- zatwierdzanie Strategii Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG oraz strategicznych planów wieloletnich;
- uchwalanie regulaminu szczegółowo określającego tryb działania Rady Nadzorczej;
- przyjmowanie jednolitego tekstu Statutu, przygotowanego przez Zarząd Emitenta;
- zatwierdzanie regulaminu Zarządu;
- powoływanie i odwoływanie członków Zarządu;
- ustalanie zasad i wysokości wynagrodzenia członków Zarządu, chyba że znajdujące zastosowanie przepisy prawa bezwzględnie obowiązującego stanowią inaczej.

Zasady działania Rady Nadzorczej

Rada Nadzorcza działa zgodnie z zasadami określonymi w Kodeksie spółek handlowych, Statucie oraz w Regulaminie Rady Nadzorczej. Regulamin Rady Nadzorczej został przyjęty uchwałą Rady Nadzorczej i jest dostępny na stronie internetowej Emitenta pod adresem: <http://pgnig.pl/lad-korporacyjny/rada-nadzorcza/regulamin>.

Rada Nadzorcza Emitenta składa się z 5 do 9 członków powoływanych przez Walne Zgromadzenie, przy czym jeden z członków Rady Nadzorczej powinien spełniać określone w Statucie kryteria niezależności. Przez okres, w którym Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Spółki, Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw energii jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej. W Radzie Nadzorczej liczącej do sześciu członków dwóch członków powoływanych jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki oraz pracowników wszystkich jej jednostek zależnych, a w Radzie Nadzorczej liczącej od siedmiu do dziewięciu członków - trzech.

Członków Rady Nadzorczej powołuje się na wspólną kadencję, która trwa 3 lata.

Posiedzenia Rady Nadzorczej zwoływane są przez Przewodniczącego lub Wiceprzewodniczącego Rady Nadzorczej w każdym przypadku, gdy wymaga tego interes Emitenta, nie rzadziej jednak niż raz na 2 miesiące.

Rada Nadzorcza lub jej członkowie oddelegowani do samodzielnego pełnienia określonych czynności nadzorczych mają prawo kontrolować pełny zakres działalności Emitenta, a w szczególności badać wszystkie dokumenty Emitenta, żądać od Zarządu i pracowników Emitenta sprawozdań i wyjaśnień lub dokonywać rewizji stanu majątku Emitenta.

Rada Nadzorcza może powoływać komitety stałe lub doraźne, tworzone w miarę potrzeb, działające jako kolegialne organy doradcze i opiniodawcze Rady.

Komitety Rady Nadzorczej

W 2019 r. w Spółce działał jeden komitet – Komitet Audytu.

Skład Komitetu Audytu Rady Nadzorczej PGNiG w 2019 r.:

- Grzegorz Tchorek - Przewodniczący Komitetu Audytu;
- Piotr Broda - Zastępca Przewodniczącego Komitetu Audytu;

- Bartłomiej Nowak - Członek Komitetu Audytu.

W 2019 r. nie zaszły zmiany w składzie Komitetu Audytu Rady Nadzorczej Spółki.

W skład Komitetu Audytu wchodzi co najmniej 3 członków Rady Nadzorczej, w tym przynajmniej jeden członek posiadający wiedzę i umiejętności w zakresie rachunkowości lub badania sprawozdań finansowych.

Wszyscy członkowie Komitetu Audytu złożyli oświadczenia o spełnianiu kryterium niezależności zarówno w zakresie wynikającym z art. 129 Ustawy z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym, jak i Zaleceń Komisji Europejskiej 2005/162/WE z dnia 15 lutego 2005 r. Dwóch członków Komitetu Audytu posiada wiedzę i umiejętności w zakresie rachunkowości lub badania sprawozdań finansowych:

Pan Grzegorz Tchorek - Przewodniczący Komitetu Audytu jest magistrem zarządzania i marketingu, w zakresie zarządzania gospodarczego, absolwentem Wydział Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego oraz doktorem nauk ekonomicznych w zakresie nauk o zarządzaniu Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego.

Pan Piotr Broda - Zastępca Przewodniczącego Komitetu Audytu, jest Absolwentem Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, magistrem nauk ekonomicznych w zakresie handlu zagranicznego o specjalizacji rynki finansowe.

Pan Bartłomiej Nowak – Członek Komitetu Audytu, posiada wiedzę i umiejętności z zakresu branży, w której działa Emitent, będąc doktorem hab. nauk prawnych Polskiej Akademii Nauk (Instytut Nauk Prawnych), w dyscyplinie prawo gospodarcze oraz doktorem nauk prawnych EUI FLORENCE i pełnił funkcje Doradcy Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w latach 2007-2009 i pracował na rzecz Dyrekcji Generalnej Komisji Europejskiej ds. Transportu i Energii w latach 2007-2008.

Zasady działania Komitetu Audytu i kompetencje

Komitet Audytu działa w ramach Rady Nadzorczej jako stały komitet, służący pomocą Radzie Nadzorczej w zakresie jego zadań. Posiedzenia Komitetu Audytu odbywają się w miarę potrzeb, nie rzadziej niż raz na pół roku i zwoływane są przez Przewodniczącego Komitetu. Co sześć miesięcy Komitet Audytu składa Radzie Nadzorczej sprawozdania ze swojej działalności, które są udostępniane akcjonariuszom Emitenta na najbliższym Walnym Zgromadzeniu.

Do zadań Komitetu Audytu należą w szczególności zadania wymienione w art. 130 Ustawy z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym, m.in.:

- monitorowanie:
 - procesu sprawozdawczości finansowej,
 - skuteczności systemów kontroli wewnętrznej i systemów zarządzania ryzykiem oraz audytu wewnętrznego, w tym w zakresie sprawozdawczości finansowej,
 - wykonywania czynności rewizji finansowej, w szczególności przeprowadzania przez firmę audytorską badania, z uwzględnieniem wszelkich wniosków i ustaleń Komisji Nadzoru Audytowego wynikających z kontroli przeprowadzonej w firmie audytorskiej;
- kontrolowanie i monitorowanie niezależności biegłego rewidenta i firmy audytorskiej, w kontekście przestrzegania limitów na wynagrodzenie za świadczenie na rzecz badanej Spółki dozwolonych usług innych niż badanie sprawozdań finansowych;
- informowanie Rady Nadzorczej lub innego organu nadzorczego lub kontrolnego Spółki o wynikach badania oraz wyjaśnianie, w jaki sposób badanie to przyczyniło się do rzetelności sprawozdawczości finansowej w Spółce a także jaka była rola Komitetu Audytu w procesie badania;
- dokonywanie oceny niezależności biegłego rewidenta oraz wyrażanie zgody na świadczenie przez niego dozwolonych usług niebędących badaniem w Spółce;
- opracowywanie polityki wyboru firmy audytorskiej do przeprowadzania badania;
- opracowywanie polityki świadczenia przez firmę audytorską przeprowadzającą badanie, przez podmioty powiązane z tą firmą audytorską oraz przez członka sieci firmy audytorskiej dozwolonych usług niebędących badaniem;
- określanie procedury wyboru firmy audytorskiej przez Spółkę;
- przedstawianie Radzie Nadzorczej lub innemu organowi nadzorczemu lub kontrolnemu, lub organowi, o którym mowa w art. 66 ust. 4 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, rekomendacji, o której mowa w art. 16 ust. 2 rozporządzenia nr 537/2014, zgodnie z politykami, o których mowa w pkt e i f;
- przedkładanie zaleceń mających na celu zapewnienie rzetelności procesu sprawozdawczości finansowej w Spółce.

Informacje o odbytych posiedzeniach Komitetu Audytu i podjętych uchwałach

Komitet Audytu Rady Nadzorczej odbył w okresie 2019 r. 6 posiedzeń i podjął 8 uchwał. Na 3 posiedzeniach Komitet Audytu odbył spotkanie z biegłym rewidentem.

Zasady współpracy z firmą audytorską

W wyniku wyboru dokonanego przez Radę Nadzorczą PGNiG z dnia 20 grudnia 2018 r. podmiotem uprawnionym do badania i przeglądu sprawozdań finansowych PGNiG oraz części spółek zależnych oraz skonsolidowanych sprawozdań GK PGNiG jest firma PKF Consult Sp. z o.o. Sp.k. Umowa została zawarta w dniu 12 kwietnia 2019 r. i obejmuje lata 2019 – 2020.

W okresie 2019 r. firma audytorska świadczyła następujące, dozwolone usługi nieaudytowe na rzecz PGNiG:

- Przegląd kwartalnego jednostkowego oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego za okresy zakończone 31 marca 2019 r. oraz 30 września 2019 r.
- Przegląd półrocznego jednostkowego oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego za okres zakończony 30 czerwca 2019 r.
- Przeprowadzenie weryfikacji uzgodnionych procedur, na potrzeby banków finansujących PGNiG, dotyczących wskaźników finansowych wynikających z zawartych przez PGNiG umów kredytowych oraz umów objęcia obligacji i warunków ich emisji - za okresy dwunastomiesięczne zakończone 31 grudnia 2018 r. oraz 30 czerwca 2019.

W dniu 23 stycznia 2020 r. Komitetu Audytu przedstawił Radzie Nadzorczej PGNiG rekomendację dotyczącą wyboru firmy audytorskiej dla PGNiG i wybranych spółek GK PGNiG do przeprowadzenia badania na lata 2021-2022, która spełniała warunki określone w art. 130 ust. 2 pkt. Ustawy o biegłych rewidentach.

Ponadto Komitet Audytu oświadczył, że rekomendacja jest sporządzona w następstwie procedury wyboru firmy audytorskiej, przeprowadzonej przez PGNiG zgodnie z postanowieniami ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo Zamówień Publicznych (Dz.U. tj. z 2019 r. poz. 1843), i procedura ta spełnia kryteria wskazane w art. 130 ust. 3 ustawy z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym (Dz. U. 2019 poz.1421)

6.3 Wynagrodzenie władz

6.3.1 Polityka wynagrodzeń w PGNiG

Podstawową regulację wewnętrzną w zakresie polityki wynagradzania stanowi Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy (ZUZP) zawarty z zakładowymi organizacjami związków zawodowych w dniu 15 lipca 2009 r. Dodatkowo system wynagrodzeń regulowany jest przez wewnętrzne regulaminy jednostek organizacyjnych oraz umowy społeczne zawarte z organizacjami związkowymi.

Zgodnie z przyjętymi zasadami polityki płacowej stawki wynagrodzeń zasadniczych kształtowane są w oparciu o wartościowanie stanowisk pracy. Wysokość stawek zależy od poziomu kwalifikacyjnego, do którego zostało przypisane dane stanowisko, zgodnie z rodzajem wykonywanej pracy, wymaganymi kwalifikacjami oraz doświadczeniem zawodowym.

Regulacje płacowe zapewniają pracownikom dodatkowe składniki wynagrodzeń, w tym do najistotniejszych należy zaliczyć nagrody i premie, nagrodę barbórkową, nagrody jubileuszowe oraz odprawy emerytalne, premię roczną.

6.3.2 System motywacyjny

W PGNiG funkcjonuje system premiowania, do którego podstawowych elementów należy zaliczyć:

- MBO (Zarządzanie przez Cele) - obejmuje stanowiska kadry menedżerskiej, na których realizowane są kluczowe cele dla PGNiG. Wysokość premii MBO zależna jest od jakości i stopnia realizacji przypisanych celów;
- Uznaniowa nagroda okresowa - dotyczy pozostałych pracowników, przyznawana kwartalnie zgodnie z uznaniową oceną wyników pracy przez przełożonego;
- Uznaniowa nagroda zadaniowa - indywidualne, uznaniowe nagrody dla pracowników uzyskujących wyróżniające wyniki w pracy zawodowej (fundusz w dyspozycji Zarządu PGNiG);
- Uznaniowa nagroda projektowa - obejmuje pracowników zaangażowanych w realizację zadań projektowych, wysokość nagrody zależna jest od stopnia i jakości wykonania konkretnych zadań.

6.3.3 Świadczenia na rzecz pracowników

PGNiG oferuje swoim pracownikom pracowniczy program emerytalny (PPE) w rozumieniu ustawy z dnia 20 kwietnia 2004 r. o pracowniczych programach emerytalnych (Dz. U. Nr 116, poz. 1207). W programie uczestniczyć może każdy pracownik, który pozostaje nieprzerwanie w zatrudnieniu co najmniej 3 miesiące.

6.3.4 Polityka wynagrodzenia członków organów zarządczych i nadzorczych PGNiG

W dniu 9 września 2016 r. Walne Zgromadzenie Spółki podjęło uchwałę nr 9/VIII/2016 w sprawie ustalenia zasad kształtowania wynagrodzeń Rady Nadzorczej Spółki. Zgodnie z w/w uchwałą, miesięczne wynagrodzenie członków Rady Nadzorczej ustalone zostało jako iloczyn przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego.

Tabela 58 Wynagrodzenia członków organów zarządczych i nadzorczych PGNiG w 2019 r.

Imię i nazwisko	Okres od 1 stycznia 2019 do 31 grudnia 2019 r.		
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród w 2019 r. wypłaconych i należnych z tytułu pełnienia funkcji w PGNiG z uwzględnieniem VAT (w tys. złotych)	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2019 r. z uwzględnieniem VAT	Razem wynagrodzenie w 2019 r.
Razem Zarząd w tym:	9 503	291	9 794
Piotr Woźniak – Prezes Zarządu	1 984	154	2 138

Łukasz Kroplewski – Wiceprezes Zarządu	1 846	-	1 846
Michał Pietrzyk – Wiceprezes Zarządu	1 843	137	1 980
Maciej Woźniak – Wiceprezes Zarządu	1 848	-	1 848
Robert Perkowski – Wiceprezes Zarządu	698	-	698
Magdalena Zegarska – Wiceprezes Zarządu	1 284	-	1 284
Osoby nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2019 r.:	965	14	979
Radosław Bartosik - Wiceprezes Zarządu ¹⁾	965	14	979
Prokurent	620	54	674
Violetta Jasińska-Jaskowiak – Prokurent	620	54	674
Razem Rada Nadzorcza w tym:	695	-	695
Sławomir Borowiec	86	-	86
Piotr Broda	81	-	81
Andrzej Gonet	82	-	82
Mieczysław Kawecki	79	-	79
Bartłomiej Nowak	92	-	92
Stanisław Sieradzki	81	-	81
Piotr Sprzączak	86	-	86
Grzegorz Tchorek	79	-	79
Gabrowski Roman	29	-	29
Razem wynagrodzenie członków organów zarządczych i nadzorczych	11 783	359	12 142

1) Pełnił funkcję Członka Zarządu do dnia 16 stycznia 2019 r.

Tabela 59 Wynagrodzenia członków organów zarządczych i nadzorczych PGNiG w 2018 r.

Okres od 1 stycznia 2018 do 31 grudnia 2018 r.			
Imię i nazwisko	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród w 2018 r. wypłaconych i należnych z tytułu pełnienia funkcji w PGNiG z uwzględnieniem VAT (w tysiącach złotych)	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2018 r. z uwzględnieniem VAT	Razem wynagrodzenie w 2018 r.
Razem Zarząd w tym:	5 410	428	5 838
Piotr Woźniak – Prezes Zarządu	955	154 ¹⁾	1 109
Radosław Bartosik – Wiceprezes Zarządu	894	137 ¹⁾	1 031
Łukasz Kroplewski – Wiceprezes Zarządu	896	-	896
Michał Pietrzyk – Wiceprezes Zarządu	891	137 ¹⁾	1 028
Maciej Woźniak – Wiceprezes Zarządu	887	-	887
Magdalena Zegarska – Wiceprezes Zarządu	887	-	887
Osoby nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2018 r.:	86	-	86
Waldemar Wójcik ²⁾	86	-	86
Prokurent	576	34	610
Violetta Jasińska-Jaskowiak – Prokurent	576	34	610
Razem Rada Nadzorcza w tym:	662	-	662
Sławomir Borowiec	86	-	86
Piotr Broda	79	-	79
Andrzej Gonet	81	-	81
Mieczysław Kawecki	80	-	80
Bartłomiej Nowak	91	-	91
Stanisław Sieradzki	80	-	80
Piotr Sprzączak	85	-	85
Grzegorz Tchorek	81	-	81
Razem wynagrodzenie członków organów zarządczych i nadzorczych	6 734	462	7 196

1) Wynagrodzenie otrzymane z tytułu pełnienia funkcji w Radzie Nadzorczej „EUROPOL GAZ” S.A. będą w całości przekazywane na rachunek bankowy organizacji pożytku publicznego, wpisanej na listę zatwierdzoną przez Radę Nadzorczą PGNiG.

2) Pełnił funkcję Członka Zarządu do dnia 6 marca 2017 r.

6.4 Systemy kontroli wewnętrznej w organizacji i zarządzania ryzykiem w odniesieniu do procesu sporządzania sprawozdań finansowych i skonsolidowanych sprawozdań finansowych

System kontroli wewnętrznej Emitenta realizowany jest poprzez:

- stosowanie jednolitych dla GK zasad rachunkowości w zakresie wyceny, ujęcia i ujawnień zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF) oraz stosowanie jednolitych wzorców jednostkowych i skonsolidowanych sprawozdań finansowych;
- stosowanie wewnętrznych mechanizmów kontrolnych, w tym: rozdział obowiązków, kilkustopniowa autoryzacja danych, weryfikacja poprawności otrzymanych danych, niezależne sprawdzenia itp.;
- stosowanie wewnętrznych procedur operacyjnych, wprowadzonych do stosowania na mocy Zarządzeń Prezesa Zarządu;
- zdefiniowanie kompetencji w zakresie wykonywania zadań z zakresu rachunkowości, sprawozdawczości finansowej oraz rozliczeń podatkowych w Spółce w księdze zadań i regulaminach zatwierdzonych przez Zarząd i Radę Nadzorczą;
- zdefiniowanie zasad przeprowadzania kontroli przestrzegania obiegu dokumentów finansowo-księgowych oraz weryfikacji w zakresie merytorycznym, formalnym i rachunkowym;
- prowadzenie ewidencji zdarzeń gospodarczych w zintegrowanym systemie finansowo-księgowym, którego konfiguracja odpowiada obowiązującym w Spółce zasadom rachunkowości oraz zawiera instrukcje i mechanizmy kontrolne zapewniające spójność i integralność danych, w tym: kontrole spójności danych, kontrole sprzętowe, kontrole operacyjne i kontrole uprawnień;
- funkcjonowanie systemu informatycznego wspierającego proces konsolidacji, umożliwiającego usprawnienie procesu konsolidacji finansowej i zarządczej oraz skrócenie czasu sporządzania skonsolidowanych sprawozdań;

- stosowanie jednolitych zasad i procedur konsolidacji danych finansowych, poprzez ujednoczone raporty, automatyczne walidacje spójności oraz kompletności raportowanych przez spółki danych oraz dwustopniowy proces zatwierdzania i akceptacji danych w systemie do konsolidacji;
- sformalizowany proces sporządzania sprawozdania finansowego (zadania z określonym terminem wykonania i przyporządkowania odpowiedzialności za ich realizację);
- wieloetapowy proces opiniowania oraz autoryzacji sprawozdań uwzględniający również udział Rady Nadzorczej;
- działania podejmowane przez Departament Audytu i Kontroli oraz Departament Bezpieczeństwa Grupy Kapitałowej PGNiG zmierzające do bieżącej estymacji ryzyka sprawozdawczego;
- niezależną ocenę rzetelności i prawidłowości sprawozdania finansowego dokonywaną przez niezależnego audytora zewnętrznego w formie przeglądów sprawozdań;
- sukcesywny wzrost formalnych uregulowań i procedur w Grupie Kapitałowej, mający na celu standaryzację procesów sprawozdawczych i ciągłe ich doskonalenie.

Istotną rolę w procesie kontrolnym w zakresie rachunkowości i sprawozdawczości finansowej pełni zintegrowany system finansowo-księgowy. Nie tylko umożliwia on kontrolę prawidłowości zaewidencjonowanych operacji, ale także pozwala na identyfikację osób wprowadzających i akceptujących poszczególne transakcje. Dostęp do danych finansowych jest ograniczony przez system uprawnień. Uprawnienia dostępu do systemu są nadawane w zakresie zależnym od przypisanej roli i zakresu odpowiedzialności danej osoby i podlegają ścisłej kontroli.

Wprowadzono dodatkowy szczebel kontrolny sprawozdania finansowego GK poprzez rozdział funkcji sporządzania sprawozdania finansowego Emitenta oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego GK pomiędzy dwa Departamenty w Centrali Spółki, które podobnie jak sprawozdania innych konsolidowanych spółek jest wprowadzane do zintegrowanego systemu informatycznego. Kontrola prawidłowości danych w procesie konsolidacji prowadzona jest w sposób automatyczny, poprzez zaimplementowane walidacje i uzupełniana o logiczne procedury weryfikacji prowadzone przez wyspecjalizowanych pracowników GK.

Zasady Rachunkowości dla Grupy Kapitałowej PGNiG zawierają postanowienia, których celem jest zapewnienie zgodności rachunkowości Emitenta oraz sporządzanych sprawozdań finansowych z obowiązującymi regulacjami, w tym w szczególności MSSF. W celu zapewnienia zgodności Zasad Rachunkowości z nowelizowanymi przepisami są one okresowo aktualizowane. Ostatnia aktualizacja Zasad Rachunkowości miała miejsce w 2019 r.

Ograniczenie ryzyka sporządzania sprawozdania finansowego jest także realizowane poprzez poddawanie sprawozdań kwartalnej weryfikacji przez niezależnego biegłego rewidenta. Stosowane przez Emitenta procedury wyboru biegłego rewidenta zapewniają jego niezależność przy realizacji powierzonych zadań (wyboru dokonuje Rada Nadzorcza po rekomendacji Komitetu Audytu) i wysoki standard usług.

Audytora przeprowadza badanie sprawozdania rocznego, natomiast sprawozdania za I kwartał, półrocze i III kwartał są poddawane przeglądowi. Wyniki przeglądów i badań są przedstawiane przez audytora Zarządowi i Komitetowi Audytu Rady Nadzorczej.

W prowadzonej działalności Emitent zarządza ogólnym bezpieczeństwem finansowym wykorzystując wyspecjalizowane systemy do zarządzania m.in. płynnością, ryzykiem finansowym oraz tworzeniem i kontrolą budżetów.

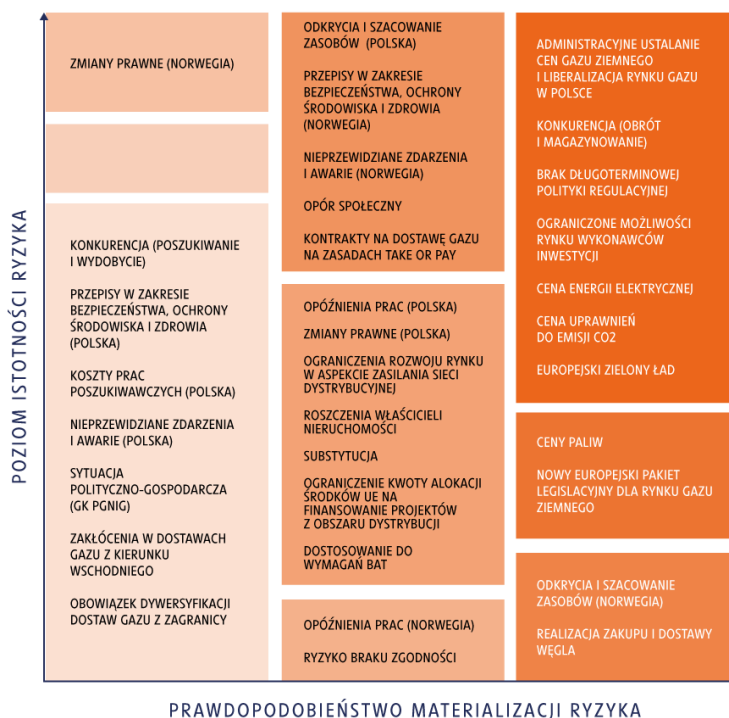
Proces raportowania finansowego jest odpowiednio ustrukturyzowany i zawiera mechanizmy kontrolne pozwalające minimalizować ryzyko błędów. Podlega ponadto bieżącej weryfikacji zarządczej jak również okresowej weryfikacji prowadzonej przez audytora wewnętrznego i zewnętrznego, w istotnym stopniu zabezpieczając Spółkę przed poważnymi nieprawidłowościami w sprawozdawczości.

6.5 Zarządzanie ryzykiem

Zgodnie z przeprowadzonym co roku przeglądem systemów kontroli wewnętrznej i zarządzania ryzykiem w GK PGNiG nie funkcjonuje kompleksowy, korporacyjny system zarządzania ryzykiem. Na poziomie PGNiG sformalizowano i zdefiniowano procesy zarządzania ryzykiem w najistotniejszych obszarach działalności. Obszary te identyfikują, adresują i oceniają ryzyka zgodnie z przyjętymi metodykami i skalami oceny. Procesy obszarowego zarządzania ryzykiem oparte są na wypracowanych wewnętrznie modelach i rejestrach ryzyk, zaś na potrzeby prowadzonych działań ryzyka identyfikuje się i przedkłada do oceny przez przedstawicieli poszczególnych jednostek organizacyjnych (kadra kierownicza).

Spółka dostrzega jednakże konieczność budowy kompleksowego i zintegrowanego systemu zarządzania ryzykiem. W Spółce na poziomie strategicznym prowadzony jest projekt mapowania procesów w przekroju całej GK PGNiG. Przewiduje się, iż w ramach tego projektu zostanie zdefiniowany i ustrukturalizowany również proces integrujący zarządzanie ryzykiem na poziomie Grupy PGNiG.

Rysunek 10 Macierz ryzyk













Ryzyka operacyjne

Legenda: Poziom istotności ryzyka: niski ●○○ ; średni ●●○ ; wysoki ●●●
Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka: niskie ○○○ ; średnie ●○○ ; wysokie ●●●
Zmiana poziomu ryzyka względem poprzedniego roku: wzrost ↗ ; spadek ↘ ; bez zmian →

Tabela 60 Opis zakresu zmian i wpływu istotnych ryzyk operacyjnych na GK PGNiG

Ryzyko	Opis ryzyka
<p>Odkrycia i szacowanie zasobów</p> <p>Polska: ●●● ●○○ →</p> <p>Norwegia: ●○○ ●○○ →</p>	<p>Działalność poszukiwawcza obarczona jest przede wszystkim ryzykiem braku odkrycia złoża, tzw. ryzykiem poszukiwawczym - nie w każdym zidentyfikowanym potencjalnym obiekcie złożowym istnieje nagromadzenie węglowodorów spełniające kryteria definicji złoża. Ponadto, ilość i jakość nagromadzonych węglowodorów mogą być inne od szacowanych. W sytuacji, gdy wyniki zakończonej sukcesem działalności poszukiwawczej w postaci udokumentowanych nowych zasobów nie zrównoważą wydobycia z obecnych złóż, udokumentowane zasoby wydobywalne w złożach GK PGNiG będą zmniejszać się wraz z ich postępującą eksploatacją.</p> <p>Wielkości zasobów i prognozy wydobycia są obarczone błędami wynikającymi z niedoskonałości sprzętu oraz technologii, które wpływają na jakość uzyskiwanych informacji geologiczno-złożowych. Niezależnie od stosowanych metod, dane w zakresie ilości i jakości ekonomicznie opłacalnych do eksploatacji zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej mają zawsze charakter szacunkowy. Rzeczywista produkcja, przychody i koszty w odniesieniu do złóż mogą różnić się w poważnym stopniu od dokonanych szacunków. Powyższe ryzyko ma szczególne znaczenie z tego względu, że w cyklu produkcji ze złoża okres od rozpoczęcia poszukiwania do udostępnienia złoża do eksploatacji trwa 6-8 lat, a wydobycie z tego złoża zamyka się w okresie 10-40 lat. Określone w trakcie dokumentowania parametry złóż są weryfikowane podczas eksploatacji. Każda ujemna korekta wielkości zasobów czy wielkości wydobycia może prowadzić do zmniejszenia przychodów, a przez to wpłynąć negatywnie na wyniki ekonomiczne GK PGNiG.</p>
<p>Konkurencja</p> <p>W segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie w Polsce: ●○○ ●○○ ↘</p> <p>W segmencie Obrót i Magazynowanie ●●● ●○○ →</p>	<p>Zarówno w kraju, jak i za granicą istnieje ryzyko wystąpienia konkurencji ze strony innych firm w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż, choć należy podkreślić iż w przeciągu ostatniego roku ryzyko to znacząco zmalało na rynku krajowym. Niektórzy konkurenci PGNiG, zwłaszcza działający globalnie, posiadają silną pozycję rynkową oraz większe niż PGNiG zasoby finansowe. W rezultacie istnieje prawdopodobieństwo, że firmy te przystąpią do przetargów i będą w stanie nabyć koncesje o dobrych perspektywach poszukiwawczych, oferując lepsze warunki, niż pozwalają na to zasoby finansowe i ludzkie PGNiG. Przewaga ta jest szczególnie istotna na arenie międzynarodowej.</p> <p>Podmioty konkurencyjne intensyfikują działania w zakresie sprzedaży paliwa gazowego - konkurują ceną paliwa gazowego bądź łączą w swej ofercie sprzedaż gazu ziemnego i energii elektrycznej. Na uwagę zasługuje też rosnąca aktywność na rynku gazu ziemnego w Polsce największych spółek energetycznych w kraju.</p> <p>W związku z utrzymującą się (na podstawie danych URE) tendencją liczby zmian sprzedawcy, należy przyjąć, że liczba ta w kolejnych latach może się zwiększać.</p>
<p>Opóźnienia prac</p> <p>Polska: ●●● ●○○ ↘</p> <p>Norwegia: ●○○ ●○○ ↘</p>	<p>Uzyskanie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, przy uwzględnieniu przepisów prawa krajowego, trwa od jednego do półtora roku. W działalności zagranicznej okres oczekiwania na ratyfikowanie kontraktu po wygraniu przetargu na koncesje może trwać nawet dwa lata. Powyższe czynniki stwarzają ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych. Przeszkody w aspekcie formalno-prawnym, niezależne od PGNiG, są związane m.in. z:</p>

	<ul style="list-style-type: none"> • brakiem lub zmianą uchwalonych miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (MPZP) przez jednostki samorządu terytorialnego; • problemami z wprowadzeniem inwestycji do MPZP; • uzyskiwaniem decyzji administracyjnych (w tym środowiskowych) lub innych formalno-prawnych (pozwolenie na budowę); • zmianami aktualnej koncepcji projektu inwestycyjnego; • trudnościami z uzyskiwaniem zgód właścicieli gruntów na wejście w teren. <p>Są to czynniki istotnie opóźniające działania inwestycyjne i wejście w teren z pracami budowlanymi. Ponadto, obowiązek stosowania przez PGNiG ustawy Prawo zamówień publicznych często wpływa na wydłużenie procedury przetargowej. Przedłużający się proces inwestycyjny zwiększa ryzyko związane z szacowaniem nakładów na prace inwestycyjne.</p>
<p>Przepisy w zakresie bezpieczeństwa, ochrony środowiska i zdrowia</p> <p>Polska: </p> <p>Norwegia: </p>	<p>Dostosowanie do regulacji ochrony środowiska w Polsce i za granicą może znacząco zwiększyć koszty działalności GK PGNiG. Aktualnie GK PGNiG ponosi znaczne nakłady kapitałowe i koszty w celu dostosowania swojej działalności do coraz bardziej skomplikowanych wymagających regulacji odnoszących się do ochrony zdrowia i bezpieczeństwa oraz ochrony środowiska naturalnego. Działalność wydobywczą prowadzona na morzu obciążona jest istotnym ryzykiem zanieczyszczenia środowiska na skutek wycieku ropy do morza. Ryzyko jest na bieżąco monitorowane i operatorzy złóż wprowadzają szereg barier i rozwiązań technicznych, mających zminimalizować takie ryzyko.</p>
<p>Koszty prac poszukiwawczych</p> <p>Polska: </p>	<p>Na kapitałochłonność prac poszukiwawczych mają wpływ ceny nośników energii oraz materiałów. Koszty prac poszukiwawczych są szczególnie wrażliwe na poziom cen stali, które przekładają się na ceny rur okładzinowych i wydobywczych, stosowanych w pracach wiertniczych. Wzrost cen energii i materiałów powoduje wzrost kosztów prac poszukiwawczych. Istotny wpływ na rentowność zagranicznych projektów poszukiwawczych mają ceny produktów ropopochodnych oraz wahania kursów walutowych. W celu obniżenia kosztów prac wiertniczych, w 2011 r. PGNiG wprowadziła system daily rate przy wyborze i rozliczaniu wykonawców tych prac.</p>
<p>Nieprzewidziane zdarzenia i awarie</p> <p>Polska: </p> <p>Norwegia: </p>	<p>Eksploatowane przez GK PGNiG złoża węglowodorów znajdują się często na dużych głębokościach, co związane jest z występowaniem w nich bardzo wysokich ciśnień, dodatkowo wiele złóż w składzie chemicznym zawiera siarkowodor. Powyższe czynniki stanowią podwyższone ryzyko wystąpienia erupcji lub wycieku węglowodorów, co z kolei może powodować zagrożenie dla ludzi (pracowników i okolicznych mieszkańców) i środowiska naturalnego, a także urządzeń produkcyjnych.</p> <p>W Norwegii PGNiG UN na bieżąco ewidencjonuje wszelkie ryzyka związane z prowadzoną działalnością wydobywczą. Każde ryzyko podlega okresowej (raz na kwartał) ocenie przez interdyscyplinarny zespół specjalistów. Do każdego ryzyka przypisany jest zestaw działań prewencyjnych których celem jest organicznie prawdopodobieństwa oraz zminimalizowanie efektów potencjalnych awarii.</p>
<p>Zmiany prawne</p> <p>Polska: </p> <p>Norwegia: </p>	<p>W niektórych krajach następują częste i niespodziewane zmiany przepisów prawnych, które powodują utrudnienia w działalności poszukiwawczo-wydobywczej. Może to być szczególnie niebezpieczne w krajach, gdzie zmiany prawa podporządkowane są decyzjom autorytarnych rządów. W przypadku Norwegii jest to ryzyko o niskim poziomie prawdopodobieństwa ze względu na stabilny system prawny regulujący działalność w przemyśle naftowym.</p>
<p>Sytuacja polityczno-gospodarcza</p> <p>GK PGNiG: </p>	<p>W państwach, w których GK PGNiG prowadzi działalność poszukiwawczo-wydobywczą, istnieje ryzyko konfliktów z oraz ataków terrorystycznych, których efektem może być ograniczenie, zawieszenie lub zaprzestanie tej działalności.</p> <p>W rejonach działalności GK PGNiG istnieje także ryzyko destabilizacji społecznej i politycznej. Zmiany ekip rządzących mogą doprowadzić do wstrzymywania wydawania zezwoleń przez administrację rządową odnośnie działalności naftowej. Ponadto, w krajach tych istnieje ryzyko wybuchu konfliktów wewnętrznych i niepokojów społecznych spowodowane złą sytuacją socjalną i demograficzną ludności zamieszkującej te państwa. W przypadku wystąpienia tych czynników ryzyka działalność Spółki może być ograniczona, zawieszona lub wstrzymana.</p> <p>W niektórych krajach działalność firm poszukiwawczych utrudnia brak odpowiedniej infrastruktury, co stwarza potencjalne problemy z dostarczaniem sprzętu, ludzi i materiałów w rejon działalności poszukiwawczej. Mogą również wystąpić problemy z transportem zaopatrzenia oraz trudności z zapewnieniem odpowiednich standardów opieki medycznej. Występowanie powyższych czynników ryzyka może wpłynąć na ograniczenie lub zawieszenie działalności poszukiwawczej.</p>
<p>Opór społeczny</p> 	<p>W 2019 r. miały miejsce protesty mieszkańców rejonów, w których prowadzone były prace wiertnicze. Powodem skarg lokalnych społeczności był m.in. hałas emitowany przez pracujące całą dobę urządzenia wiertnicze, wzmożony ruch pojazdów oraz niszczenie dróg, a także obawy przed zanieczyszczeniem środowiska (woda, gleba). Konsekwencją protestów są opóźnienia / wstrzymanie prac wiertniczych, przedłużanie się procedur administracyjnych oraz osłabienie wizerunku Spółki. W celu minimalizacji ryzyka analizuje się poszczególne lokalizacje odwiertów pod względem potencjalnych konfliktów, prowadzi się kampanie informacyjne dostosowane do danych sytuacji. Zjawiskiem coraz częstszym jest oczekiwanie na bezpośrednie korzyści przez społeczności lokalne.</p>
<p>Administracyjne ustalenie cen gazu ziemnego i liberalizacja rynku gazu w Polsce</p> 	<p>Obrót gazem ziemnym prowadzony na giełdowym rynku gazu ziemnego zwolniony jest z obowiązku taryfowania. W związku z postępującym procesem liberalizacji rynku gazu w Polsce nastąpiło stopniowe uwolnienie cen gazu dla odbiorców. W pierwszej kolejności zwolnieni zostali odbiorcy hurtowi oraz odbiorcy biznesowi. W przypadku sprzedaży paliwa gazowego za pośrednictwem TGE lub bezpośrednio do odbiorców po cenach zbliżonych do notowań na TGE, istnieje ryzyko uzyskania przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego niższych od kosztów jego nabycia. Spowodowane jest to nasilającą się tendencją odchodzenia rynkowych cen gazu od cen produktów ropopochodnych, które nadal wpływają na kształtowanie się cen w długoterminowych kontraktach importowych. W związku z powyższym przychody obciążone są ryzykiem prognozowania. Nietrafione oszacowanie wysokości kosztów (w szczególności kosztów zakupu paliwa gazowego) może skutkować ryzykiem nieprawidłowego skalkulowania poziomu cen sprzedaży i opłat, co może niekorzystnie wpłynąć na wyniki finansowe.</p> <p>Kluczowym czynnikiem wpływającym na działalność regulowaną PGNiG OD jest uzależnienie przychodów spółki m.in. od taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE. Poziom taryf decyduje o możliwości uzyskania przychodów pokrywających ponoszone koszty uzasadnione wraz ze zwrotem z zaangażowanego kapitału. W obecnych warunkach znacząca wielkość tych przychodów jest zależna od cen sprzedaży paliwa</p>

	gazowego i podlega regulacji. Nietrafiony szacunek zapotrzebowania na gaz (przenosząca się na wielkość prognozowanych zakupów) oraz niemożliwe do dokładnego zaprognozowania zmiany cen gazu ziemnego nabywanego na TGE mogą niekorzystnie wpłynąć na wyniki finansowe PGNiG OD.
<p>Zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego</p> 	<p>W 2019 r. nie wystąpiły zakłócenia w dostawach gazu ziemnego z kierunku wschodniego. Jednak w związku z utrzymującą się niestabilną sytuacją na Ukrainie oraz z wygasającą z końcem 2019 r. umową tranzytową pomiędzy PAO Gazprom i NAK Naftogaz Ukrainy, istniało ryzyko wystąpienia ograniczeń lub wstrzymania dostaw gazu ziemnego. PGNiG przygotowało się do sytuacji na wypadek wstrzymania dostaw gazu od 1 stycznia 2020 r. W związku z podpisaniem umowy tranzytowej pomiędzy Rosją i Ukrainą, została zachowana ciągłość dostaw gazu..</p>
<p>Kontrakty na dostawę gazu na zasadach take or pay</p> 	<p>PGNiG jest stroną kontraktów długoterminowych na dostawę paliwa gazowego do Polski posiadających tzw. klauzulę take or pay. Spółka dba o należyte wypełnienie zobowiązań z nich wynikających. Przy założeniu utrzymania portfela klientów PGNiG na dotychczasowym poziomie realizacją tychże kontraktów w ilościach określonych w odpowiednich klauzulach take or pay oznaczać będzie optymalizację zakupów wolumenów gazu wynikających z zawartych kontraktów długoterminowych i wolumenów z dostaw gazu spotowego, w tym dostaw LNG. W przypadku utraty rynku przez PGNiG istnieje ryzyko konieczności szukania nowych możliwości zagospodarowania nadwyżek gazu w portfelu.</p>
<p>Ograniczenia rozwoju rynku w aspekcie zasilania sieci dystrybucyjnej</p> 	<p>Ograniczenia na punktach wejścia do systemu dystrybucyjnego wynikają z ograniczenia sieci zasilającej i niewystarczającej przepustowości stacji gazowych. W konsekwencji mogą mieć miejsca ograniczenia w przyłączeniu nowych odbiorców oraz realizacji nowych gazyfikacji. Dodatkowo może nastąpić utrata odbiorców końcowych na rzecz konkurencji bezpośredniej lub substytucyjnej.</p>
<p>Brak długoterminowej polityki regulacyjnej</p> 	<p>Ryzyko związane jest z brakiem akceptacji URE dla zamrożenia poziomu taryfy. Materializacja ryzyka skutkować może obniżeniem stawek taryfowych oraz pojawieniem się trudności z zatwierdzeniem każdej kolejnej taryfy. Działaniem zabezpieczającym przed materializacją ryzyka jest wypracowanie modelu regulacyjno-ekonometrycznego oraz porozumienie w tym obszarze z URE.</p>
<p>Roszczenia właścicieli nieruchomości</p> 	<p>Ryzyko związane jest z brakiem uregulowania trwałego tytułu prawnego do nieruchomości na etapie realizacji inwestycji oraz wzrostem świadomości prawnej właścicieli nieruchomości. Do konsekwencji materializacji ryzyka zaliczyć można wygórowane (nierynkowe) roszczenia właścicieli nieruchomości, eskalację postępowań sądowych, koszty sądowe, roszczenia o usunięcie lub przebudowę infrastruktury, roszczenia związane bezumownym korzystaniem z nieruchomości oraz konieczność zawiązywania rezerwy na bezumowne korzystanie z nieruchomości.</p>
<p>Substytucja</p> 	<p>Ryzyko substytucji związane jest z pojawieniem się niższych kosztów użytkowania paliw alternatywnych oraz brakiem dostępności i przepustowości sieci gazowej. Ryzyko może wynikać z braku możliwości korzystania z szerokiego katalogu narzędzi marketingowych ze względu na charakter prowadzonej działalności - rozdzielenie działalności dystrybucyjnej od handlowej, a także wynikać może z kierunków rozwoju polityki energetycznej państwa czy notowania paliw na giełdach. Materializacja ryzyka substytucji skutkować może ograniczeniami w realizacji programów gazyfikacji nowych obszarów czy ograniczeniami wzrostu przychodów i wolumenu. Skutkować może również spadkiem efektywności wybudowanych sieci.</p>
<p>Ograniczenie kwoty alokacji środków UE na finansowanie projektów z obszaru dystrybucji</p> 	<p>Ryzyko to wynikać może z priorytetyzacji kierunków alokacji środków przyjętej przez instytucje rozdziału środków UE. Tym samym może to skutkować brakiem możliwości finansowania zgłoszonych projektów lub niską efektywnością inwestycji, które nie otrzymają dofinansowania.</p>
<p>Ograniczone możliwości rynku wykonawców inwestycji</p> 	<p>Ryzyko to wynikać może z niedostatecznej liczby wykwalifikowanych wykonawców, pogorszenia konkurencyjności na rynku wykonawców, wzrostu kosztów pracy, cen materiałów i usług. Konsekwencją materializacji ryzyka może być wolniejsza niż zakładana realizacja zaplanowanego procesu inwestycyjnego.</p>
<p>Cena energii elektrycznej</p> 	<p>Zmienność ceny energii elektrycznej jest jednym z podstawowych czynników ryzyka oddziałujących na wynik finansowy Spółki. W końcowej części 2019 r. ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym uległy znaczącemu spadkowi. Sprzedaż energii elektrycznej w Spółce podlega zasadom ograniczającym ekspozycję na jej okresową zmienność. W 2019 r., negatywny wpływ niższych cen na wyniki ograniczyła sprzedaż z wyprzedzeniem.</p>
<p>Cena uprawnień do emisji CO₂</p> 	<p>Spółka dokonuje zakupów uprawnień do emisji CO₂ w ilościach stanowiących różnicę pomiędzy emisją a przydziałem bezpłatnych uprawnień do emisji. W 2019 r. ceny uprawnień, po znacznym wzroście w 2018 r., wykazywały mniejszą zmienność. Zakupu uprawnień do emisji CO₂ objęte są określonymi zasadami, w szczególności w zakresie horyzontu dokonywanych zakupów oraz ukierunkowania na wysokość osiągniętych wyników.</p>
<p>Ceny paliw</p> 	<p>W 2019 r. Spółka zużywała do produkcji głównie węgiel i w dalszej kolejności biomasę. Zmienność ceny węgla na polskim rynku nie była wysoka w 2019 r., ponadto w Spółce zużywano do produkcji węgla wcześniej zakontraktowany. Powiązywanie czasowej sprzedaży energii elektrycznej i certyfikatów pochodzenia energii z zakupem paliw umożliwia w pewnym stopniu ograniczanie negatywnego wpływu wzrostu cen paliw na wyniki Spółki.</p>
<p>Realizacja zakupu i dostawy węgla</p> 	<p>Zakupy węgla dokonywane są w Spółce głównie poprzez kontraktowanie z odpowiednim wyprzedzeniem, zapewniające utrzymywanie strategicznych zapasów węgla na poziomie przekraczającym zapas wymagany Rozporządzeniem Ministra Gospodarki. Zakupy usługi przewozu węgla są dokonywane zgodnie z ustawą Prawo Zamówień Publicznych. Spółka monitoruje i prognozuje realizację zawartych kontraktów oraz wysokość obowiązkowego zapasu.</p>
<p>Dostosowanie do wymagań BAT</p> 	<p>Kolejnym etapem po dostosowaniu instalacji do wymagań wynikających bezpośrednio ze wskazanych w Dyrektywie w sprawie emisji przemysłowych (IED) standardów emisyjnych, jest dostosowanie do tzw. granicznych wielkości emisyjnych wprowadzonych decyzją ustanawiającą Konkluzje BAT dla dużych obiektów energetycznego spalania. Termin dostosowania upływa z dniem 17 sierpnia 2021 r. lub w przypadku jednostek objętych derogacjami określonymi w IED – po zakończeniu ich trwania. W celu wypełnienia powyższego obowiązku sformułowano założenia planu inwestycyjnego Spółki, gwarantujące spełnienie parametrów emisyjnych i technologicznych dokumentu Konkluzji BAT. Proces uzyskiwania zmian pozwoleń zintegrowanych w zakresie dostosowania instalacji do BAT jest na końcowym etapie. Prowadzone</p>

jest bieżące monitorowanie procesu wdrożenia postanowień Konkluzji BAT oraz wyjaśnianie wątpliwości interpretacyjnych.

Ryzyka regulacyjne

Tabela 61 Opis zakresu zmian i wpływu istotnych ryzyk regulacyjnych na GK PGNiG

Ryzyko	Opis ryzyka
<p>Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy</p> <p>●○○●○○ ↘</p>	<p>Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy określa poziomy maksymalnego udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku. W latach 2017-2022 poziom ten nie może być wyższy niż 70%. W związku z przyjętymi w rozporządzeniu dywersyfikacyjnym rozwiązaniami ryzyko regulacyjne związane z jego naruszeniem jest niskie, tak samo jak prawdopodobieństwo jego materializacji.</p>
<p>Europejski Zielony Ład</p> <p>●●●●●●●●</p>	<p>Wraz z publikacją komunikatu Komisji Europejskiej ws. Europejskiego Zielonego Ładu, zaprezentowana została bardzo ambitna klimatycznie agenda nowej Komisji Europejskiej. W komunikacie wprost wskazano, że KE ta będzie dążyła do ograniczenia dostępnych środków finansowych dla instalacji związanych z paliwami kopalnymi oraz do, wynikającego z celu osiągnięcia neutralności klimatycznej, ograniczenia w dłuższej perspektywie wykorzystania paliw kopalnych.</p>
<p>Nowy europejski pakiet legislacyjny dla rynku gazu ziemnego</p> <p>●●●●●●●●</p>	<p>Komisja Europejska obecnie przeprowadza analizy mające na celu identyfikację luk regulacyjnych dla sektora gazu ziemnego. Na potencjalny nowy pakiet gazowy mają się składać zarówno przepisy dot. funkcjonowania rynku gazu ziemnego w Unii Europejskiej jak również przepisy mające przyspieszyć proces dekarbonizacji sektora gazu ziemnego w UE. W tym względzie spodziewane jest zaproponowanie regulacji, które prawdopodobnie będą w znacznie korzystniejszy sposób traktowały tzw. gazy zdekarbonizowane/odnawialne.</p>

Ryzyko braku zgodności

Tabela 62 Opis zakresu zmian i wpływu ryzyka braku zgodności na GK PGNiG

<p>Ryzyko braku zgodności</p> <p>●○○●●○○</p>	<p>W PGNiG istnieje wyodrębniona funkcjonalnie oraz organizacyjnie funkcja Compliance. Model systemu zarządzania ryzykiem braku zgodności zakłada istnienie wyspecjalizowanych liderów merytorycznych w poszczególnych obszarach ryzyk braku zgodności (tzw. zarządzających obszarami ryzyka braku zgodności), na których spoczywa podstawowy ciężar wsparcia w przestrzeganiu standardów zgodności.</p> <p>Ryzyka braku zgodności (ryzyka naruszeń standardów zgodności) mogą powstać w licznych obszarach ryzyk braku zgodności i przejawiać się:</p> <ul style="list-style-type: none"> • bezpośrednio w wymiarze finansowym, jako kary, odszkodowania, zadośćuczynienia i inne należności, do których zapłaty Spółka może być zobowiązana, • w odniesieniu do wizerunku Spółki, którego utrata może również mieć swoje reperkusje finansowe, • w działalności operacyjnej Spółki oraz • z punktu widzenia wartości dla interesariuszy, w tym akcjonariuszy. <p>W ramach przeciwdziałania korupcji, w Spółce obowiązuje „Polityka antykorupcyjna i prezentowa GK PGNiG”. Ponadto, w GK przyjęto „System zarządzania etyką i Compliance w GK PGNiG”, którego skutkiem było zintegrowanie obszarów etyki i Compliance w ramach Działu Compliance. Przyjęto również „Politykę transparentności Menadżerów”, której podstawowym zadaniem jest eliminowanie ryzyka konfliktu interesów oraz występowania nieprzejrzystości w procesach decyzyjnych w ramach GK. W 2019 r. znowelizowano i wdrożono w GK „Kodeks Etyki GK PGNiG”, bazujący na czterech wartościach GK PGNiG: jakości, wiarygodności, odpowiedzialności i partnerstwie. W 2019 r. przyjęto także „Procedurę zgłaszania i rozpatrywania zgłoszeń nieprawidłowości w PGNiG”, określającą zasady zgłaszania przez pracowników naruszeń prawa oraz procedur i standardów etycznych a także tryb ich rozpatrywania.</p> <p>W 2019 r. przeprowadzono w Spółce proces mapowania ryzyk braku zgodności. Ryzyko braku zgodności zostało ocenione dla poszczególnych obszarów ryzyka braku zgodności, natomiast globalnie kształtuje się na poziomie niskim i średnim.</p>
--	--

Ryzyka finansowe

PGNiG i GK PGNiG prowadząc swoją działalność gospodarczą narażone są na ryzyko finansowe, a w szczególności na następujące rodzaje tego ryzyka:

- ryzyko kredytowe > Więcej informacji – Skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG nota 7.3.1,
- ryzyko rynkowe > Więcej informacji – Skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG nota 7.3.2,
- ryzyko płynności > Więcej informacji – Skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG nota 7.3.3.

7. Sprawozdanie GK PGNiG na temat informacji niefinansowych

Zgodnie z par. 49b pkt. 9 Ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości Spółka informuje, że publikuje [Sprawozdanie Grupy Kapitałowej PGNiG na temat informacji niefinansowych](#) w osobnym dokumencie stanowiącym integralną część Skonsolidowanego Raportu Roczego za 2019 r., które będzie dostępne na stronie internetowej pod adresem <http://www.pgnig.pl>.

8. Informacje pozostałe dotyczące Grupy Kapitałowej PGNiG

8.1 Informacje o zawartych umowach przez spółki GK PGNiG

8.1.1 Istotne umowy dla działalności GK PGNiG

Do istotnych umów dla działalności GK PGNiG zawartych w 2019 r. należą:

- zakup przez PGNiG UN udziałów w złożu King Lear i Duva (więcej informacji w [rozdziale 4.1.3](#)),
- przedłużona umowa z Grupą Azoty (więcej informacji w [rozdziale 4.2.2](#)),
- aneks do umowy na dostawy LNG z Venture Global Plaquemines LNG, LLC (więcej informacji w [rozdziale 4.2.2](#)),
- oświadczenie woli zakończenia kontraktu jamalskiego z dniem 31 grudnia 2022 r. (więcej informacji w [rozdziale 4.2.2](#)).

8.1.2 Istotne transakcje zawarte z podmiotami powiązаныmi

W 2019 r. PGNiG oraz spółki od niej zależne nie zawierały żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż rynkowe. Szczegółowe informacje na temat transakcji z podmiotami powiązаныmi zostały przedstawione w [nocie 8.6 Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG za 2019 r.](#)

8.2 Postępowania sądowe

Tabela 63 Postępowania sądowe

Strony postępowania	Przedmiot sporu	Opis sprawy
Postępowania w związku z obowiązkiem publicznej sprzedaży gazu ziemnego Strony: PGNiG, Prezes URE	brak realizacji obliга giełdowego w 2013 i w 2014 r.	W dniu 25 maja 2016 r. Prezes URE podjął z urzędu postępowanie w sprawie wymierzenia PGNiG kary pieniężnej w związku z niewykonaniem obliга giełdowego w 2013 r. W dniu 17 czerwca 2016 r. Spółka złożyła (na podstawie art. 56 ust. 6a ustawy Prawo energetyczne) wniosek o odstąpienie od wymierzenia kary. Do dnia Sprawozdania Prezes URE nie zakończył postępowania. W dniu 10 października 2018 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów uwzględnił odwołanie PGNiG i zmniejszył administracyjną karę pieniężną za brak realizacji obliга giełdowego w 2014 r. z 15 mln zł na 5 mln zł, a także zniósł koszty pierwszej instancji pomiędzy stronami. W dniu 11 grudnia 2018 r. Spółka zaskarżyła ten wyrok apelacją.
Postępowanie antymonopolowe rozpoczęte w dniu 28 grudnia 2010 r. Strony: PGNiG, Prezes UOKiK	nadużywanie pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego, polegające 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	Wyrokiem z dnia 8 czerwca 2017 r. Sąd Apelacyjny w Warszawie uchylił wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 12 maja 2014 r. oraz przekazał sprawę do ponownego rozpoznania temu sądowi. W dniu 10 października 2019 r. SOKiK rozpoznając sprawę ponownie podtrzymał decyzję Prezesa UOKiK i ponownie nałożył na Spółkę karę zmieniając jej wysokość do 5 mln 508 tys. zł. Spółka złożyła w tej sprawie apelację do Sądu Apelacyjnego w dniu 28 listopada 2019 r.
Postępowanie antymonopolowe rozpoczęte w dniu 3 kwietnia 2013 r. Strony: PGNiG, Prezes UOKiK	nadużywanie przez PGNiG pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej i detalicznej sprzedaży paliwa gazowego, polegające na przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji przez: ograniczanie odbiorcom biznesowym możliwości zmniejszenia 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 r. Spółka złożyła skargę kasacyjną. Pismem z dnia 10 października 2018 r. Prezes UOKiK ustosunkował się do skargi kasacyjnej. W dniu 22 stycznia 2020 r. Sąd Najwyższy oddalił skargę kasacyjną Spółki odnoszącą się do nałożonej kary w wysokości 10,4 mln zł i zasądzonych kosztów postępowania na rzecz Prezesa UOKiK w wysokości 360 zł.

Postępowanie w sprawie gazociągu OPAL niedopuszczalności skargi; wydanie zarządzenia tymczasowego (zastosowanie środka tymczasowego

Strony:
PGNiG, Sąd UE
PST, Sąd UE

Skarga oraz wnioski o zastosowanie środka tymczasowego do Sądu Unii Europejskiej skierowane zostały przeciwko decyzji Komisji Europejskiej z dnia 28 października 2016 r., w drodze której Komisja zezwoliła na dokonanie zmian w zasadach zwolnienia gazociągu OPAL spod regulacji wspólnego rynku gazu (zwl. 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.

W dniu 4 grudnia 2019 r. Trybunał Sprawiedliwości UE odrzucił odwołania wniesione przez PST i PGNiG podtrzymując rozstrzygnięcie Sądu UE i referując wyłącznie do kwestii formalnych, a nie analizy merytorycznej sprawy. W dniu 4 grudnia 2019 r. Trybunał Sprawiedliwości UE oddalił również odwołanie Rzeczypospolitej w sprawie dotyczącej PST wskazując, że niniejsze rozstrzygnięcie Sądu UE nie ma wpływu na odrębnie prowadzoną sprawę ze skargi Rzeczypospolitej o sygnaturze T-883/16.

Skarga oraz wnioski o wydanie zarządzenia tymczasowego (zastosowanie środka tymczasowego) do Wyższego Sądu Krajowego w Duesseldorfie (Oberlandesgericht Duesseldorf) skierowane są w pierwszym rzędzie przeciwko ugodzie administracyjnej zawartej pomiędzy niemieckim regulatorem, OPAL Gastransporth GmbH & Co. KG, OAO Gazprom, OOO Gazprom Export, określającej zmienione warunki zwolnienia gazociągu OPAL spod regulacji wspólnego rynku gazu (zwl. zasady TPA).

W dniu 9 stycznia 2019 r. Federalna Agencja Sieciowa (Bundesnetzagentur) wznowiła postępowanie dotyczące poprzedniej decyzji o warunkach wyłączenia regulacyjnego gazociągu Opal z 2009 r., jednocześnie zawieszając to postępowanie. PGNiG oraz PST w dniu 28 stycznia 2019 r. wystąpiły z wnioskiem o dołączenie do niniejszego postępowania. W odpowiedzi z dnia 25 lutego 2019 r., niemiecki organ regulacyjny poinformował, że wniosek zostanie rozpatrzony po rozstrzygnięciu trwających postępowań sądowych. W dniu 13 września 2019 r. Federalna Agencja Sieciowa (Bundesnetzagentur) zobowiązała operatora systemu przesyłowego Opal Gastransporth GmbH do zredukowania przepływów gazociągiem Opal, reagując w ten sposób na wyrok Sądu UE z dnia 10 września 2019 r. w sprawie ze skargi Rzeczypospolitej Polskiej o sygnaturze T-883/16 stwierdzającym nieważność decyzji Komisji Europejskiej z dnia 28 października 2016 r. dotyczącej zasad korzystania z gazociągu Opal.

8.3 Szczegółowy opis organizacji GK PGNiG oraz zmian w strukturze

Według stanu na dzień 31 grudnia 2019 r. GK PGNiG składała się z 35 podmiotów gospodarczych, w tym:

- PGNiG jako podmiot dominujący,
- 32 spółki zależne o profilu produkcyjnym, handlowym i usługowym oraz 2 towarzystwa ubezpieczeń wzajemnych, w tym:
 - 19 podmiotów bezpośrednio zależnych od PGNiG,
 - 15 podmiotów pośrednio zależnych od PGNiG.

Jednostka dominująca

Nazwa	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna
Siedziba	ul. Marcina Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
Rejestracja	Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy Wydział XVI Gospodarczy (aktualnie Spółka jest wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego)
KRS	0000059492
Strona www	www.pgnig.pl
Relacje Inwestorskich	ri@pgnig.pl

8.3.1 Szczegółowa struktura organizacji GK PGNiG

Tabela 64 Wykaz spółek zależnych GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2019 r.

Lp.	Nazwa spółki	Kapitał zakładowy [w PLN o ile nie podano inaczej]	Udział kapitałowy PGNiG [w PLN o ile nie podano inaczej]	% kapitału PGNiG (bezpośrednio)	% kapitału GK PGNiG (bezpośrednio i pośrednio)
<i>Spółki zależne - I stopnia</i>					
1	PGNiG GAZOPROJEKT S.A.	4 000 000	3 749 000	94%	94%
2	EXALO Drilling S.A.	981 500 000	981 500 000	100%	100%
3	GEOFIZYKA Kraków S.A. w likwidacji	64 400 000	64 400 000	100%	100%
4	GEOFIZYKA Toruń S.A.	75 240 000	75 240 000	100%	100%
5	Geovita S.A.	113 407 782	113 407 782	100%	100%
6	Gas Storage Poland Sp. z o.o.	15 290 000	15 290 000	100%	100%
7	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	625 307 815	625 307 815	100%	100%
8	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000	9 995 000	100%	100%
9	PGNiG Technologie S.A.	272 727 240	272 227 240	100%	100%
10	PGNiG TERMIKA SA	1 740 324 950	1 740 324 950	100%	100%
11	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	10 488 917 050	10 488 917 050	100%	100%
12	PGNiG Supply & Trading GmbH	10 000 000 EUR	10 000 000 EUR	100%	100%
13	PGNiG Upstream Norway AS	1 100 000 000 NOK	1 100 000 000 NOK	100%	100%
14	PGNiG Upstream North Africa B.V.	20 000 EUR	20 000 EUR	100%	100%
15	GAS - TRADING S.A.	2 975 000	1 291 350	43,41%	79,58% ²⁾

16	PGNiG Ventures Sp. z o.o.	1 240 000	1 240 000	100%	100%
17	PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.	51 381 000	51 381 000	100%	100%
18	PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100%	100%
19	Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych	40 000 000	40 000 000	100%	100%
<i>Spółki zależne - II stopnia</i>					
20	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.	370 836 300	370 836 300	-	100% ⁹⁾
21	GAZ Sp. z o.o.	300 000	300 000	-	100% ³⁾
22	PSG Inwestycje Sp. z o.o.	81 131 000	81 131 000	-	100% ³⁾
23	Oil Tech International F.Z.E.	20 000 USD	20 000 USD	-	100% ⁴⁾
24	EXALO DRILLING UKRAINE LLC	20 000 EUR	20 000 EUR	-	100% ⁴⁾
25	PST Europe Sales GmbH	1 000 000 EUR	1 000 000 EUR	-	100% ⁵⁾
26	Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000	2 565 350	-	85,51% ⁶⁾
27	CIFL Sp. z o.o.	1 360 000	1 360 000	-	100% ⁷⁾
28	Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o.	6 670 627	5 257 524	-	78,82% ⁸⁾
29	PGNiG Serwis Doradztwo Ubezpieczeniowe sp. z o.o.	5 000	5 000	-	100% ¹⁾
30	PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o.	13 550 000	13 550 000	-	100% ⁹⁾
31	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	1 806 500	1 806 500	-	100% ⁴⁾
32	Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych na Życie	20 000 000	20 000 000	100%	100% ¹²⁾
<i>Spółki zależne - III stopnia</i>					
33	XOOL GmbH	500 000 EUR	500 000 EUR	-	100% ¹⁰⁾
34	"SEJ-Serwis" Sp. z o.o.	200 000	200 000	-	100% ¹¹⁾

1) Udział pośredni PGNiG SA przez spółkę PGNiG Serwis Sp. z o.o.

2) Udział bezpośredni PGNiG SA w spółce wynosi 43,41%, udział pośredni poprzez spółkę PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. wynosi 36,17%.

3) Udział pośredni PGNiG SA przez spółkę Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

4) Udział pośredni PGNiG SA przez spółkę EXALO Drilling S.A.

5) Udział pośredni PGNiG SA przez spółkę PGNiG Supply & Trading GmbH.

6) Udział pośredni PGNiG SA poprzez spółkę Gas Storage Poland Sp. z o.o.

7) Udział pośredni PGNiG SA w spółce wynosi 100%: 99,98% przez spółkę PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. oraz 0,02% przez spółkę PGNiG Ventures Sp. z o.o.

8) Udział pośredni PGNiG SA przez spółkę GAS TRADING S.A.

9) Udział pośredni PGNiG SA przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A.

10) Udział pośredni PGNiG SA przez spółkę PGNiG Supply & Trading GmbH oraz przez spółkę PST Europe Sales GmbH.

11) Udział pośredni PGNiG SA przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A. oraz przez spółkę PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. (100%).

12) Udział pośredni PGNiG SA przez Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych.

8.3.2 Pozostałe powiązania organizacyjne i kapitałowe

Tabela 65 Wykaz spółek współzależnych i stowarzyszonych GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2019 r.

Lp.	Nazwa spółki	Kapitał zakładowy	Udział kapitałowy PGNiG	% kapitału PGNiG (bezpośrednio)	% kapitału GK PGNiG (bezpośrednio i pośrednio)
<i>Spółki współzależne i stowarzyszone - I stopnia</i>					
1	SGT EUROPOL GAZ S.A.	80 000 000	38 400 000	48,00%	51,18% ¹⁾
2	PFK GASKON S.A.	13 061 325	6 000 000	45,94%	45,94%
3	ZWUG "INTERGAZ" Sp. z o.o.	4 700 000	1 800 000	38,30%	38,30%
4	"Dewon" ZSA	11 146 800 UAH	4 055 205,84 UAH	36,38%	36,38%
<i>Spółki współzależne i stowarzyszone - II stopnia</i>					
5	Zakład Separacji Popiołów Siekierki Sp. z o.o.	10 000 000	7 000 000	-	70% ²⁾
6	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	28 200 000	14 100 000	-	50% ²⁾
7	Polska Grupa Górnicza S.A.	3 916 718 200	800 000 000	-	20,43% ²⁾
8	Polimex-Mostostal S.A.	473 237 604	78 000 048	-	16,48% ³⁾
<i>Spółki współzależne i stowarzyszone - III i IV stopnia</i>					
9	Śląskie Centrum Usług Wspólnych Sp. z o.o.	10 835 000	2 213 591	-	20,43% ⁴⁾
10	Górnośląska Spółka Brokerska Sp. z o.o.	55 000	11 237	-	20,43% ⁵⁾

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

2) Udział pośredni PGNiG SA przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A.

3) Udział pośredni PGNiG SA przez spółkę PGNiG Technologie SA.

4) Udział pośredni PGNiG SA przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A. oraz Polska Grupa Górnicza S.A.

5) Udział pośredni PGNiG SA przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A. oraz Polska Grupa Górnicza S.A. oraz Śląskie Centrum Usług Wspólnych Sp. z o.o.

Inwestycje poza grupą jednostek powiązanych

W 2019 r. GK PGNiG nie dokonywała istotnych inwestycji kapitałowych poza grupą jednostek powiązanych. Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego PGNiG poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2019 r. wyniosła 21,3 mln zł. Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego GK PGNiG (PGNiG oraz spółek GK PGNiG) poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2019 r. wyniosła 51,4 mln zł.

8.3.3 Zmiany w strukturze GK PGNiG

Tabela 66 Zmiany w strukturze udziałowej GK PGNiG w 2019 r.

Rodzaj transakcji/Spółki	Data transakcji	Udział w liczbie głosów po transakcji
Podwyższenie kapitału zakładowego spółki		
PGNiG Upstream Norway AS	7.10.2019	100%
PGNiG Ventures sp. z o.o.	31.12.2019	100%
Zmiana nazwy spółki		
Z PGNiG SPV 5 Sp. z o.o. na PGNiG Ventures sp. z o.o.	31.12.2019	100%
Utworzenie spółki		
Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych na Życie	22.11.2019	100%
Pozostałe zmiany		
likwidacja - PGNiG Finance AB i likwidation	4.04.2019	0%
wykreślenie z Krajowego Rejestru Sądowego - Przedsiębiorstwo Inwestycyjne GAZOTECH Sp. z o.o.	24.05.2019	0%
zakończenie bytu prawnego - Sahara Petroleum Technology Llc w likwidacji	16.09.2019	0%

8.4 Akcje własne PGNiG oraz akcje i udziały w jednostkach GK PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Tabela 67 Akcje PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących na dzień 31.12.2019 r.

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2018 r.	Wartość nominalna akcji w zł	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2019 r.	Wartość nominalna akcji w zł
Mieczysław Kawecki	Członek Rady Nadzorczej	9 500	9 500	9 500	9 500
Stanisław Sieradzki	Członek Rady Nadzorczej	17 225	17 225	17 225	17 225

Na dzień sporządzenia sprawozdania PGNiG nie posiada informacji o umowach, w wyniku których w przyszłości mogą nastąpić istotne zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy. W 2019 r. Spółka nie nabyła udziałów własnych.

8.5 System kontroli programów akcji pracowniczych

W związku ze zbyciem na zasadach ogólnych w dniu 26 czerwca 2008 r. przez Ministra Skarbu Państwa jednej akcji PGNiG, uprawnieni pracownicy zyskali prawo do nieodpłatnego nabycia ogółem nie więcej niż 750 000 000 akcji Spółki. Zawieranie umów nieodpłatnego zbycia akcji rozpoczęło się 6 kwietnia 2009 r., a prawo do nieodpłatnego nabycia akcji PGNiG przez uprawnionych pracowników wygasło 1 października 2010 r. Na dzień 31 grudnia 2019 r. blisko 60 tys. uprawnionych pracowników objęło 728 294 tys. akcji. Akcje nieodpłatnie nabyte przez uprawnionych pracowników mogły być przedmiotem obrotu od 1 lipca 2010 r., natomiast akcje nieodpłatnie nabyte przez członków Zarządu Spółki – od 1 lipca 2011 r.

Na dzień 31 grudnia 2018 r. 59 256 pracownikom spośród 61 516 uprawnionych przekazano 728 293 842 akcji Emitenta, reprezentujących 12,60 % kapitału zakładowego i ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu Emitenta.

8.6 Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego

Styczeń 2020

- 9.01 - Wybór Prezesa i Członków Zarządu przez Radę Nadzorczą PGNiG
- 9.01 - Spełnienie warunku zawieszającego umowy zakupu przez PGNiG UN udziałów w złożu Duva od Pandion Energy

Luty 2020

- 25.02 - Zwołanie Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGNiG na dzień 25 marca 2020 r.
- 27.02 - Powołanie Pani Magdaleny Zegarskiej na stanowisko Wiceprezesa Zarządu PGNiG

Definicje

Skrót	Objaśnienie
Nazwy własne spółek i oddziałów	
PGNiG, Spółka, Emitent	PGNiG SA jako podmiot dominujący grupy kapitałowej
GK PGNiG, Grupa PGNiG	Grupa Kapitałowa PGNiG, w skład której wchodzi PGNiG SA jako podmiot dominujący oraz spółki zależne
CLPB	Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze PGNiG
ECSW	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.
EXALO	EXALO Drilling S.A.
Gazoprojekt	PGNiG GAZOPROJEKT S.A.
Geofizyka Kraków	GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o. w likwidacji
Geofizyka Toruń	GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.
GEOVITA	GEOVITA S.A.
GSP	Gas Storage Poland Sp. z o.o.
OGIE	Oddział Geologii i Eksploatacji, oddział PGNiG
OOG	Oddział Obrotu Hurtowego, oddział PGNiG
PGG	Polska Grupa Górnicza S.A.
PGNiG OD	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.
PGNiG Technologie	PGNiG Technologie Sp. z o.o.
PGNiG Termika	PGNiG TERMIKA S.A.
PGNiG Termika EP	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.
PGNiG UN	PGNiG Upstream Norway AS
PGNiG UNA	PGNiG UPSTREAM NORTH AFRICA B.V.
Polski Gaz TUW	Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń wzajemnych
PSG	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
PST	PGNiG Supply & Trading GmbH
PST ES	PST Europe Sales GmbH
Nazwy instytucji, podmiotów rynku kapitałowego i rynków energii	
EIA	ang. <i>Energy Information Administration</i> – Administracja Informacji Energetycznej w USA
EEX	ang. <i>European Energy Exchange AG</i> – Europejska Giełda Energii w Niemczech
Henry Hub	Hub / obszar cenowy w Stanach Zjednoczonych
GASPOOL	ang. <i>GASPOOL Balancing Services GmbH</i> – hub / obszar cenowy w Niemczech
GAZ-SYSTEM	Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.
GPW	Giełda Papierów Wartościowych S.A. w Warszawie
KRS	Krajowy Rejestr Sądowy
NCG	ang. <i>NetConnect Germany GmbH & Co. KG</i> – hub / obszar cenowy w Niemczech
NBP	ang. <i>National Balancing Point</i> – hub / obszar cenowy w Wielkiej Brytanii
Terminal LNG	terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A.
TTF	ang. <i>Title Transfer Facility</i> – hub / obszar cenowy w Holandii
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Stosowane jednostki	
bbl	1 baryłka ropy naftowej
boe	ekwiwalent baryłki ropy naftowej
kmb	kilometr bieżący
LNG	ang. <i>liquefied natural gas</i> – skroplony gaz ziemny
Nm ³	normalny metr sześcienny gazu
MWt	1 megawat energii cieplnej
MWe	1 megawat energii elektrycznej
NGL	ang. <i>natural gas liquids</i> – gaz składający się z cięższych niż metan molekuł: etanu, propanu, butanu, izobutanu itp.
PJ	1 petadżul
TWh	1 terawatogodzina
Wskaźniki ekonomiczne i finansowe	
EBIT	zysk operacyjny (ang. <i>earnings before deducting interest and taxes</i>)
EBITDA	zysk operacyjny przed potrąceniem odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych, podatków, amortyzacji (ang. <i>earnings before interest, taxes, depreciation and amortization</i>)
EBITDA skorygowana	EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości majątku trwałego
EV	wartość przedsiębiorstwa (ang. <i>enterprise value</i>)
P/BV	wskaźnik cena rynkowa/wartość księgową (ang. <i>price/book value</i>)
P/E	wskaźnik Cena/Zysk (ang. <i>price to earnings</i>)
ROA	wskaźnik rentowności aktywów
ROE	wskaźnik rentowności kapitału własnego
Rentowność sprzedaży netto	zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży
Pozostałe	
C	ciepłownia
EC	elektrociepłownia
GIM	Grupa Instalacji Magazynowych
IM	instalacje magazynowe
KPMG	kawernowy podziemny magazyn gazu
NWZ	Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie
NZW	Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników
PMG	podziemny magazyn gazu
WZ	Walne Zgromadzenie
ZW	Zgromadzenie Wspólników
Stosowane waluty	
zł, PLN	kwoty wyrażone polskich złotych
euro, EUR	kwoty wyrażone euro
dolar, USD	kwoty wyrażone dolarach amerykańskich
NOK	kwoty wyrażone w koronie norweskiej
SEK	kwoty wyrażone w koronie szwedzkiej
UAH	kwoty wyrażone w hrywnie ukraińskiej

Przeliczniki

Przeliczniki	1 mld m ³ gazu ziemnego	1 mln t ropy naftowej	1 mln t LNG	1 PJ	1 mln boe	1 TWh
1 mld m ³ gazu ziemnego	1	0,90	0,73	38	6,45	10,972
1 mln t ropy naftowej	1,113	1	0,81	42,7	7,5 - 7,8*	11,65
1 mln t LNG	1,38	1,23	1	55	8,68	14,34
1 PJ	0,026	0,23	0,019	1	0,17	0,28
1 mln boe	0,16	0,128 - 0,133*	0,12	6,04	1	1,70
1 TWh	0,091	0,086	0,07	3,6	0,59	1

* Stosowany przelicznik różny dla ropy naftowej wydobywanej w Polsce i Norwegii.

Spis Tabel

Tabela 1 Wybrane dane finansowe GK PGNiG za lata 2018-2019	3
Tabela 2 Wybrane dane finansowe PGNiG za lata 2018-2019	3
Tabela 3 Struktura akcjonariatu na koniec 2019 r.	8
Tabela 4 Wskaźniki giełdowe za lata 2017-2019.....	10
Tabela 5 Dywidenda z zysku netto za lata 2014 - 2018	11
Tabela 6 Cele, aspiracje i realizacja Strategii w latach 2017-2019.....	13
Tabela 7 Popyt i podaż LNG w latach 2018 i 2019 r. w mld m ³ gazu po regazyfikacji	21
Tabela 8 Przepływy gazu na krajowych punktach wejścia/wyjścia	22
Tabela 9 Zmiany w regulacjach krajowych i ich wpływ na GK PGNiG	24
Tabela 10 Zmiany w regulacjach europejskich.....	24
Tabela 11 Wolumeny wydobycia gazu ziemnego GK PGNiG w podziale na kraje.....	28
Tabela 12 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego z segmentu poza GK PGNiG w podziale na kraje.....	28
Tabela 13 Wolumeny wydobycia i sprzedaży ropy naftowej* w GK PGNiG (wraz z frakcjami)	28
Tabela 14 Wolumeny wydobycia pozostałych produktów.....	28
Tabela 15 Wolumeny sprzedaży pozostałych produktów	28
Tabela 16 Kopalnie PGNiG	29
Tabela 17 Złóża PGNiG UN	33
Tabela 18 Podziemne Magazyny Gazu (PMG)	37
Tabela 19 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego poza GK PGNiG	39
Tabela 20 Struktura odbiorców gazu ziemnego w Polsce poza GK PGNiG w segmencie OiM.....	39
Tabela 21 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego za granicą poza GK PGNiG (z wyłączeniem eksportu gazu z Polski)	39
Tabela 22 Struktura odbiorców gazu ziemnego PST	39
Tabela 23 Struktura odbiorców energii elektrycznej PGNiG w segmencie OiM	39
Tabela 24 Pojemności czynne i udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych.....	39
Tabela 25 Wolumen dystrybucji gazów (gaz wysokometanowy, zaazotowany, propan-butan, koksowniczy).....	49
Tabela 26 Długość sieci dystrybucyjnych.....	49
Tabela 27 Wolumeny sprzedaży poza GK PGNiG ciepła (w TJ) i energii elektrycznej (w GWh)	54
Tabela 28 Moce osiągalne wg koncesji, zakładu produkcyjnego i oddziału	54
Tabela 29 Globalny popyt na rynku ropy.....	64
Tabela 30 Globalna podaż na rynku ropy.....	64
Tabela 31 Bilans popytu i podaży na rynku ropy	64
Tabela 32 Dane finansowe GK PGNiG w latach 2017-2019	65
Tabela 33 Przychody ze sprzedaży w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie w latach 2017-2019.....	68
Tabela 34 Koszty operacyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie w latach 2017-2019	68
Tabela 35 Nakłady inwestycyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie w latach 2018-2019	68
Tabela 36 Wyniki finansowe PGNiG UN	68
Tabela 37 Przychody ze sprzedaży w segmencie Obrót i Magazynowanie w latach 2017-2019	69
Tabela 38 Koszty operacyjne w segmencie Obrót i Magazynowanie w latach 2017-2019.....	69
Tabela 39 Wyniki finansowe PGNiG OD	69
Tabela 40 Wyniki finansowe GK PST.....	70
Tabela 41 Przychody ze sprzedaży w segmencie Dystrybucja w latach 2017-2019	70
Tabela 42 Koszty operacyjne w segmencie Dystrybucja w latach 2017-2019.....	70
Tabela 43 Wyniki finansowe GK PSG	70
Tabela 44 Przychody ze sprzedaży w segmencie Wytwarzanie w latach 2017-2019	71
Tabela 45 Koszty operacyjne w segmencie Wytwarzanie w latach 2017-2019.....	71
Tabela 46 Wyniki finansowe PGNiG TERMIKA.....	71
Tabela 47 Kwartalny wynik EBITDA i EBITDA skorygowana w podziale na segmenty operacyjne w 2019 r.....	72
Tabela 48 Kwartalny wynik EBITDA i EBITDA skorygowana w podziale na segmenty operacyjne w 2018 r.....	72
Tabela 49 Prognoza wydobycia gazu ziemnego w latach 2019-2021*.....	76
Tabela 50 Prognoza wydobycia ropy naftowej wraz z kondensatem i NGL w latach 2019-2021	76
Tabela 51 Najistotniejsze umowy kredytów GK PGNiG na 31 grudnia 2019 r.	77
Tabela 52 Główne pozycje bilansowe aktywów finansowych w podziale na kategorie	77
Tabela 53 Główne pozycje bilansowe zobowiązań finansowych w podziale na kategorie	77
Tabela 54 Dane finansowe PGNiG w latach 2017-2019	79

Tabela 55 Nakłady inwestycyjne PGNiG w latach 2018-2019.....	80
Tabela 56 Wyjaśnienie przyczyn odstąpienia od stosowania zasad i rekomendacji Dobrych Praktyk	81
Tabela 57 Struktura akcjonariatu Emitenta na dzień 31 grudnia 2019 r.	81
Tabela 58 Wynagrodzenia członków organów zarządczych i nadzorczych PGNiG w 2019 r.....	93
Tabela 59 Wynagrodzenia członków organów zarządczych i nadzorczych PGNiG w 2018 r.....	94
Tabela 60 Opis zakresu zmian i wpływu istotnych ryzyk operacyjnych na GK PGNiG.....	96
Tabela 61 Opis zakresu zmian i wpływu istotnych ryzyk regulacyjnych na GK PGNiG.....	99
Tabela 62 Opis zakresu zmian i wpływu ryzyka braku zgodności na GK PGNiG.....	99
Tabela 63 Postępowania sądowe.....	101
Tabela 64 Wykaz spółek zależnych GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2019 r.	102
Tabela 65 Wykaz spółek współzależnych i stowarzyszonych GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2019 r.	103
Tabela 66 Zmiany w strukturze udziałowej GK PGNiG w 2019 r.....	104
Tabela 67 Akcje PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących na dzień 31.12.2019 r.....	104

Spis Wykresów

Wykres 1 Porównanie struktury akcjonariatu.....	9
Wykres 2 Udział polskich inwestorów instytucjonalnych w akcjonariacie PGNiG na koniec 2019 r.	9
Wykres 3 Najwięksi inwestorzy w Europie (poza Polską) w strukturze akcjonariatu PGNiG.....	9
Wykres 4 Wykres nr 4. Geograficzna struktura 20 największych inwestorów instytucjonalnych*.....	9
Wykres 5 Kurs akcji PGNiG oraz indeksów WIG20 i WIG Paliwa	10
Wykres 6 Planowane nakłady inwestycyjne w latach 2017-2022*.....	17
Wykres 7 Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego na wybranych hubach europejskich	20
Wykres 8 Główne kierunki importu gazu do Europy	20
Wykres 9 Stan napełnienia magazynów w Polsce w latach 2018/2019	23
Wykres 10 Struktura kontraktów na TGE w 2018 r. i 2019 r.....	23
Wykres 11 Wolumen obrotu na kontraktach terminowych (RTT) na TGE w 2018 r. i 2019 r.(TWh).....	23
Wykres 12 Zasoby wydobywalne udokumentowane przez PGNiG w Polsce w latach 2015-2019 oraz współczynnik R/P w mln boe***	30
Wykres 13 Zasoby wydobywalne udokumentowane przez PGNiG w Polsce w latach 1988-2019 w mln boe	31
Wykres 14 Dostawy gazu ziemnego do Polski z zagranicy w latach 2015-2019 w mld m ³	40
Wykres 15 Struktura sprzedaży PST wraz ze spółkami zależnymi według produktów (wolumenowo)	43
Wykres 16 Struktura sprzedaży PST wraz ze spółkami zależnymi według krajów (wolumenowo).....	43
Wykres 17 Ilość gazu przesyłanego systemem dystrybucyjnym w mln m ³	50
Wykres 18 Długość sieci własnych z przyłączami (tys. km) oraz liczba odbiorców (mln).....	50
Wykres 19 Liczba gmin, na terenie których funkcjonują firmy konkurencyjne	51
Wykres 20 Produkt Krajowy Brutto r/r (%) w latach 2013-2019 i prognoza na lata 2020-2021	62
Wykres 21 Kursy walut EUR/PLN i USD/PLN	62
Wykres 22 Średnie miesięczne front month gazu ziemnego na hubach Henry Hub i TTF.....	63
Wykres 23 Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego w Polsce i w Niemczech w 2019 r.....	63
Wykres 24 Cena gazu ziemnego spot na giełdzie TGE, TTF i GPL w 2019 r.	63
Wykres 25 Cena ropy Brent i WTI, kontrakt Month Ahead.....	64
Wykres 26 Średnie miesięczne temperatury*.....	65
Wykres 27 Przychody ze sprzedaży w podziale na segmenty działalności w latach 2018-2019.....	66
Wykres 28 Podział kosztów operacyjnych w 2019 r.	66
Wykres 29 Zmiany w EBITDA w latach 2018-2019	66
Wykres 30 Zmiany w skorygowanym wyniku EBITDA w latach 2018-2019	67
Wykres 31 Zmiany EBITDA pomiędzy latami 2018-2019.....	67
Wykres 32 EBITDA w 2019 r. w podziale na segmenty	67
Wykres 33 Zmiany w EBITDA PiW pomiędzy latami 2018-2019.....	68
Wykres 34 Zmiany EBITDA OiM pomiędzy latami 2018-2019	69
Wykres 35 Zmiany w EBITDA Dystrybucji pomiędzy latami 2018-2019.....	70
Wykres 36 Zmiany w EBITDA Wytwarzania pomiędzy latami 2018-2019.....	71
Wykres 37 Wahania przychodów ze sprzedaży GK PGNiG w latach 2018-2019.....	72
Wykres 38 Wahania EBITDA GK PGNiG w latach 2018-2019.....	72
Wykres 39 Wybrane pozycje sprawozdania z sytuacji finansowej - Aktywa.....	73
Wykres 40 Wybrane pozycje sprawozdania z sytuacji finansowej – Pasywa	73
Wykres 41 Wybrane pozycje sprawozdania z przepływów pieniężnych.....	74
Wykres 42 ROE.....	74
Wykres 43 ROA.....	74
Wykres 44 Rentowność sprzedaży netto.....	74
Wykres 45 Skumulowana EBITDA GK PGNiG w latach 2017-2022	76
Wykres 46 Dług netto/EBITDA	78
Wykres 47 Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem; wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami.....	78
Wykres 48 Wskaźnik bieżącej i szybkiej płynności.....	78
Wykres 49 Zmiany w EBITDA PGNiG pomiędzy latami 2018-2019	79

Wykres 50 ROE i ROA	80
Wykres 51 Rentowność sprzedaży netto.....	80
Wykres 52 Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem, Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami	80
Wykres 53 Wskaźnik bieżącej i szybkiej płynności.....	80

Spis Rysunków

Rysunek 1 Model biznesowy GK PGNiG.....	7
Rysunek 2 Wykaz jednostek GK PGNiG podlegających konsolidacji metodą pełną	8
Rysunek 3 System przesyłowy i aktualne oraz planowane transgraniczne punkty wejścia do systemu przesyłowego o znaczeniu strategicznym	21
Rysunek 4 Koncesje PGNiG i odwierty w 2019 r.....	29
Rysunek 5 Koncesje i złoża PGNiG UN	32
Rysunek 6 Podziemne magazyny gazu.....	46
Rysunek 7 Gminy, w których PSG świadczy usługę dystrybucji paliwa gazowego	49
Rysunek 8 Stacje regazyfikacji LNG w Polsce	50
Rysunek 9 Obszar działania firm konkurencyjnych w Polsce	51
Rysunek 10 Macierz ryzyk.....	96

9. Oświadczenie Zarządu PGNiG i zatwierdzenie sprawozdania

Zarząd PGNiG oświadcza, że wedle jego najlepszej wiedzy, niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności PGNiG SA i Grupy Kapitałowej PGNiG zawiera prawdziwy obraz sytuacji Spółki i Grupy, w tym opis podstawowych zagrożeń i ryzyka.

Zarząd PGNiG SA:

Prezes Zarządu	Jerzy Kwieciński	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Robert Perkowski	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Arkadiusz Sekściński	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Przemysław Waclawski	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Jarosław Wróbel	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Magdalena Zegarska	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>

Warszawa, dnia 10 marca 2020 r.