



SPRAWOZDANIE ZARZĄDU
Z DZIAŁALNOŚCI PGNiG SA
I GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG
ZA 2020 ROK

2020



GRUPA KAPITAŁOWA PGNIG W 2020 ROKU



39,2 mld zł
PRZYCHODY
ZE SPRZEDAŻY



7,3 mld zł
ZYSK NETTO



62,9 mld zł
SUMA BILANSOWA



13,0 mld zł
EBITDA



4.
NAJWIĘKSZA POLSKA
SPÓŁKA NA GPW*



24,6 tys.
LICZBA PRACOWNIKÓW



9,6 mld zł
EBIT



32,0 mld zł
KAPITALIZACJA RYNKOWA



24,5 mln zł
ŚREDNIA DZIENNA
WARTOŚĆ OBROTÓW

*POD WZGLĘDEM KAPITALIZACJI RYNKOWEJ WG STANU NA DZIEŃ 30 GRUDNIA 2020 R.

POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE



927 mln zł
EBITDA

~930,9 mln boe
ZASOBY GAZU
I ROPY NAFTOWEJ

1,3 mln ton
WYDOBYCIE ROPY NAFTOWEJ,
KONDENSATU I NGL

>200
KONCESJI
WYDOBYWCZYCH

4,5 mld m³
WYDOBYCIE
GAZU ZIEMNEGO

OBRÓT I MAGAZYNOWANIE



9 580 mln zł
EBITDA

9,7 mld m³
WOLUMEN SPRZEDAŻY
GAZU NA TGE

30,7 mld m³
WOLUMEN SPRZEDAŻY
GAZU GRUPY (POZA GK PGNIG)

14,8 mld m³
WOLUMEN IMPORTU
GAZU

3,1 mld m³
WŁASNE POJEMNOŚCI
MAGAZYNOWE W SEGMENTCIE

DYSTRYBUCJA



2 157 mln zł
EBITDA

1666
LICZBA ZGAZYZIKOWANYCH
GMIN

7,3 mln
LICZBA
KLIENTÓW

11,6 mld m³
WOLUMEN DYSTRYBUCJI
GAZU (W JEDN. NATURALNYCH)

195,2 tys. km
DŁUGOŚĆ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ
(WRAZ Z PRZYŁĄCZAMI)

WYTWARZANIE



930 mln zł
EBITDA

5,2 GW_t
MOC
CIEPLNA

38,9 PJ
PRODUKCJA
CIEPŁA

1,2 GW_e
MOC
ELEKTRYCZNA

3,6 TWh
PRODUKCJA ENERGII
ELEKTRYCZNEJ

Wybrane dane finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG

Tabela 1. Wybrane dane finansowe GK PGNiG za lata 2019-2020

	mln zł		mln EUR		Zmiana %	Zmiana r/r
	2020	2019	2020	2019		
Przychody ze sprzedaży	39 197	42 023	8 761	9 769	(7%)	(2 826)
Koszty operacyjne razem	(29 612)	(39 575)	(6 619)	(9 200)	(25%)	9 963
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	13 009	5 504	2 908	1 279	136%	7 505
Amortyzacja	(3 424)	(3 056)	(765)	(710)	12%	(368)
Zysk z działalności operacyjnej	9 585	2 448	2 142	569	292%	7 137
Zysk przed opodatkowaniem	9 025	2 159	2 017	502	318%	6 866
Zysk netto	7 340	1 371	1 641	319	435%	5 969
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	14 118	4 938	3 155	1 148	186%	9 180
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(6 254)	(6 152)	(1 398)	(1 430)	2%	(102)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(3 653)	327	(817)	76	(1 217%)	(3 980)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	4 211	(887)	941	(206)	(575%)	5 098
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	Zmiana %	Zmiana r/r
Aktywa razem	62 871	59 185	13 624	13 898	6%	3 686
Aktywa trwałe (długoterminowe)	46 243	43 939	10 021	10 318	5%	2 304
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym	16 628	15 246	3 603	3 580	9%	1 382
Zapasy	2 684	4 042	582	949	(34%)	(1 358)
Zobowiązania i kapitał własny razem	62 871	59 185	13 624	13 898	6%	3 687
Kapitał własny razem	44 125	38 107	9 562	8 948	16%	6 018
Zobowiązania długoterminowe razem	11 666	10 378	2 528	2 437	12%	1 288
Zobowiązania krótkoterminowe razem	7 080	10 700	1 534	2 513	(34%)	(3 620)
Zobowiązania razem	18 746	21 078	4 062	4 950	(11%)	(2 332)

Wybrane dane finansowe PGNiG

Tabela 2. Wybrane dane finansowe PGNiG za lata 2019-2020

	mln zł		mln EUR		Zmiana %	Zmiana r/r
	2020	2019	2020	2019		
Przychody ze sprzedaży	21 237	22 615	4 747	5 257	(6%)	(1 378)
Koszty operacyjne razem, w tym	(13 342)	(22 229)	(2 982)	(4 795)	(35%)	7284
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	8 714	1 241	1 948	288	602%	7 473
Amortyzacja	(819)	(856)	(183)	(199)	(4%)	37
Zysk z działalności operacyjnej	7 895	386	1 765	90	1 935%	7 507
Zysk przed opodatkowaniem	8 490	1 989	1 898	462	327%	6 501
Zysk netto	6 909	1 748	1 544	406	295%	5 161
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	9 394	1 989	2 100	462	372%	7 405
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(2 794)	(2 256)	(624)	(524)	24%	(538)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(3 591)	(52)	(803)	(12)	6 806%	(3 539)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	3 009	(319)	672	(74)	(1 043%)	3 328
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	Zmiana %	Zmiana r/r
Aktywa razem	43 746	41 044	9 480	9 638	7%	2 702
Aktywa trwałe (długoterminowe)	30 737	28 885	6 661	6 783	6%	1 852
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym	13 009	12 159	2 819	2 855	7%	850
Zapasy	2 070	3 230	449	758	(36%)	(1 160)
Zobowiązania i kapitał własny razem	43 746	41 044	9 480	9 638	7%	2 702
Kapitał własny razem	36 230	30 618	7 851	7 190	18%	5 612
Zobowiązania długoterminowe razem	3 871	3 315	839	778	17%	557
Zobowiązania krótkoterminowe razem	3 645	7 111	790	1 670	(49%)	(3 466)
Zobowiązania razem	7 516	10 426	1 629	2 448	(28%)	(2 909)

Srednie kursy wymiany euro ustalone przez Narodowy Bank Polski:
Sredni kurs w okresie 2020: 4,4742; 2019: 4,3018;
Kurs na koniec okresu 2020: 4,6148; 2019: 4,2585.

KALENDARZ WYDARZEŃ 2020



I KWARTAŁ

- 1 21.01.2020**
Trzy nowe koncesje PGNiG UN w ramach corocznej rundy licencyjnej APA 2019
- 2 19.03.2020**
Wzrost o 3,5% cen i stawek opłat sieciowych w Taryfie Dystrybucyjnej PSG
- 3 20.03.2020**
Wprowadzenie stanu epidemii w Polsce, w związku z pandemią COVID-19
- 4 30.03.2020**
Wygrana PGNiG w postępowaniu arbitrażowym dotyczącym zmiany ceny kontraktowej za gaz dostarczany przez Gazprom na podstawie kontraktu jamalskiego

II KWARTAŁ

- 5 29.05.2020**
Zarezerwowanie przez PGNiG dodatkowych mocy regazyfikacyjnych w Terminalu LNG w Świnoujściu
- 6 02.06.2020**
Złożenie przez Gazprom skargi o uchylenie wyroku końcowego dotyczącego obniżenia ceny za paliwo gazowe w kontrakcie jamalskim
- 7 15.06.2020**
Zawarcie aneksu do kontraktu jamalskiego pomiędzy PGNiG a PAO Gazprom/OOO Gazprom Export i zwrot na rzecz PGNiG ok. 1,5 mld dolarów
- 8 16.06.2020**
Obniżenie o 10,6% ceny za paliwo gazowe w Taryfie Detalicznej PGNiG OD
- 9 16.06.2020**
Rozpoczęcie negocjacji z Tauron Polska Energia S.A. dotyczących nabycia przez PGNiG 100% udziałów w spółce TAURON Ciepło Sp. z o.o.
- 10 24.06.2020**
Podjęcie decyzji przez ZWZ PGNiG o wypłaceniu 520 mln zł dywidendy z zysku

III KWARTAŁ

- 11 23.07.2020**
Zawarcie umowy o współpracy oraz zachowaniu poufności z PKN Orlen w zakresie przeprowadzenia procesu due diligence i zgłoszenia koncentracji
- 12 03.09.2020**
Podpisanie listu intencyjnego z PKN Orlen dotyczącego analizy możliwości realizacji wspólnych inwestycji budowy elektrowni gazowej i biogazowni
- 13 21.09.2020**
Aktualizacja prognozy wydobycia gazu ziemnego spółki PGNiG UN

IV KWARTAŁ

- 14 21.10.2020**
Zatwierdzenie umowy z Ørsted Salg & Service A/S na zakup gazu ziemnego przez PST
- 15 02.11.2020**
Złożenie wniosku o renowację ceny kontraktowej gazu dostarczanego przez PAO Gazprom / OOO Gazprom Export
- 16 17.12.2020**
Obniżenie o 4,5% ceny za paliwo gazowe w Taryfie Detalicznej PGNiG OD
- 17 22.12.2020**
Zawarcie umowy inwestycyjnej dotyczącej kierunkowych zasad współpracy przy budowie bloku energetycznego w Elektrowni Ostrołęka „C”

Spis Treści

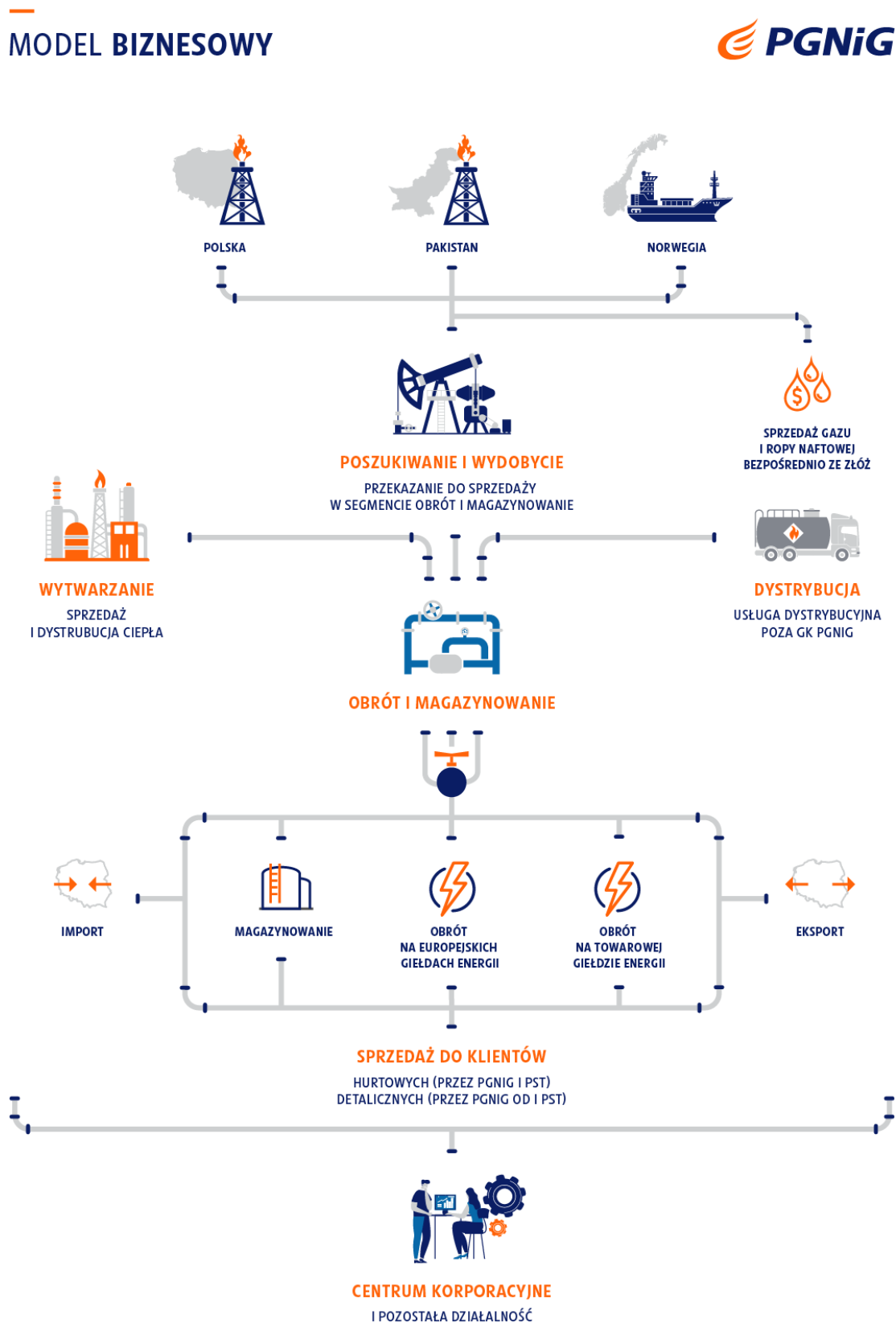
Wybrane dane finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG.....	3
Wybrane dane finansowe PGNiG.....	3
1. Model biznesowy i organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG.....	7
1.1 Przedmiot działalności – model biznesowy.....	7
1.2 Organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG.....	8
1.3 Akcjonariat i PGNiG na GPW.....	8
1.3.1 Struktura akcjonariatu.....	8
1.3.2 Kurs akcji PGNiG.....	9
1.3.3 Wskaźniki giełdowe.....	10
1.3.4 Relacje Inwestorskie PGNiG.....	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 2017-2020.....	13
2.3.2 Inwestycje w latach 2017-2022.....	17
2.3.3 Inwestycje w 2021 r.....	17
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 2020 r.....	28
4.1 Segment Poszukiwanie i Wydobywanie.....	28
4.1.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne.....	29
4.1.2 Działalność w Polsce.....	29
4.1.3 Działalność zagraniczna.....	33
4.1.4 Działalność wspierająca segment w Polsce i za granicą.....	38
4.1.5 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość.....	39
4.2 Segment Obrót i Magazynowanie.....	41
4.2.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne.....	42
4.2.2 Obszar działalności hurtowej.....	42
4.2.2.1 Działalność w Polsce.....	42
4.2.2.2 Działalność hurtowa za granicą.....	45
4.2.3 Obszar działalności detalicznej.....	47
4.2.3.1 Działalność detaliczna w Polsce.....	47
4.2.3.2 Działalność detaliczna za granicą.....	49
4.2.4 Magazynowanie.....	49
4.3 Segment Dystrybucja.....	52
4.3.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne.....	53
4.3.2 Działalność w 2020 r.....	53
4.3.3 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość.....	56
4.4 Segment Wytwarzanie.....	57
4.4.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne.....	58
4.4.2 Działalność w 2020 r.....	58
4.4.3 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość.....	61
4.5 Pozostała działalność.....	63
4.5.1 Spółki wspierające i poboczna działalność Grupy PGNiG.....	64
4.5.1.1 Działalność w 2020 r.....	64
4.5.2 Badania, rozwój i innowacje, Centrum Korporacyjne PGNiG.....	65
4.5.2.1 Działalność w 2020 r.....	66
4.5.2.2 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość w obszarze badań, rozwoju i innowacji.....	68
5. Sytuacja finansowa Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG w 2020 r.....	71

5.1	Sytuacja makroekonomiczna	71
5.1.1	Sytuacja gospodarcza i kursy walut.....	71
5.1.2	Tendencje na rynku gazu ziemnego.....	71
5.1.3	Tendencje na rynku ropy naftowej.....	72
5.1.4	Średnie miesięczne temperatury	73
5.2	Sytuacja finansowa GK PGNiG w 2020 r.....	74
5.2.1	Omówienie skonsolidowanego rachunku zysków i strat GK PGNiG.....	74
5.2.2	Omówienie wyników segmentów	76
5.2.3	Wahania wyników finansowych	80
5.2.4	Omówienie sprawozdania z sytuacji finansowej GK PGNiG.....	81
5.2.5	Omówienie sprawozdania z przepływów pieniężnych GK PGNiG.....	82
5.2.6	Wskaźniki rentowności	83
5.2.7	Przewidywana sytuacja finansowa oraz tendencje na rynku kluczowych produktów	83
5.2.8	Prognozy wyników finansowych i operacyjnych	84
5.2.9	Zarządzanie zasobami finansowymi oraz płynność GK PGNiG	85
5.3	Sytuacja finansowa PGNiG w 2020 r.....	88
6.	Ład korporacyjny	90
6.1	Stosowany zbiór zasad ładu korporacyjnego	90
6.1.1	Oświadczenie o stosowaniu zasad ładu korporacyjnego.....	90
6.1.2	Informacja o odstąpieniu od stosowania postanowień zasad ładu korporacyjnego	90
6.1.3	Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio znaczne pakiety akcji.....	91
6.1.4	Wykaz posiadaczy akcji, które dają specjalne uprawnienia kontrolne, wraz z opisem tych uprawnień	92
6.1.5	Wskazanie wszelkich ograniczeń do wykonywania prawa głosu w spółce PGNiG.....	92
6.1.6	Ograniczenia dotyczące przenoszenia prawa własności papierów wartościowych emitenta	92
6.1.7	Opis zasad zmiany statutu Emitenta	92
6.1.8	Sposób działania Walnego Zgromadzenia PGNiG, zasadniczych uprawnień, prawa akcjonariuszy i sposób ich wykonywania.....	92
6.1.9	Zwołanie i odwołanie Walnego Zgromadzenia spółki	92
6.1.10	Zasadnicze uprawnienia Walnego Zgromadzenia	93
6.1.11	Opis praw akcjonariuszy w ramach Walnego Zgromadzenia i sposobu ich wykonywania	93
6.2	Organy zarządcze, nadzorujące i ich komitety w PGNiG	94
6.2.1	Zarząd	94
6.2.2	Rada Nadzorcza oraz komitety.....	98
6.3	Wynagrodzenia	104
6.3.1	Polityka wynagrodzeń w PGNiG	104
6.3.2	System motywacyjny	104
6.3.3	Świadczenia na rzecz pracowników	104
6.3.4	Polityka wynagrodzeń członków organów zarządczych i nadzorczych PGNiG	104
6.4	Systemy kontroli wewnętrznej w organizacji i zarządzania ryzykiem w odniesieniu do procesu sporządzania sprawozdań finansowych i skonsolidowanych sprawozdań finansowych	106
6.5	Zarządzanie ryzykiem	107
7.	Sprawozdanie GK PGNiG na temat informacji niefinansowych	113
8.	Informacje pozostałe dotyczące Grupy Kapitałowej PGNiG	114
8.1	Informacje o zawartych umowach przez spółki GK PGNiG.....	114
8.1.1	Istotne umowy dla działalności GK PGNiG.....	114
8.1.2	Istotne transakcje zawarte z podmiotami powiązаныmi	114
8.2	Postępowania sądowe	114
8.3	Szczegółowy opis organizacji GK PGNiG oraz zmian w strukturze	116
8.3.1	Szczegółowa struktura organizacji GK PGNiG	117
8.3.2	Pozostałe powiązania organizacyjne i kapitałowe	117
8.3.3	Zmiany w strukturze GK PGNiG	118
8.4	Akcje własne PGNiG oraz akcje i udziały w jednostkach GK PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących	118
8.5	System kontroli programów akcji pracowniczych	118
8.6	Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego	119
9.	Oświadczenie Zarządu PGNiG i zatwierdzenie sprawozdania	123

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 2020 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 Zjednoczonych Emiratach Arabskich).



1.3 Akcjonariat i PGNiG na GPW

1.3.1 Struktura akcjonariatu

Na dzień 31 grudnia 2020 r. kapitał zakładowy PGNiG wynosił ok. 5,78 mld zł.

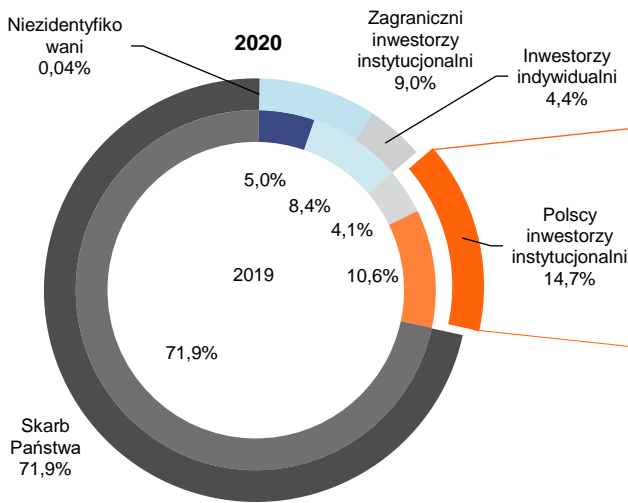
Tabela 1 Struktura akcjonariatu na koniec 2020 r.

Akcjonariusze	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.	Zmiany w 2020 r.	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2020 r.	Udział w kapitale zakładowym / liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2020 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 ¹⁾	612 178 537	10,59%	+58 068 390	670 246 927	11,60%
Razem	5 778 314 857	100,00%	-	5 778 314 857	100,00%

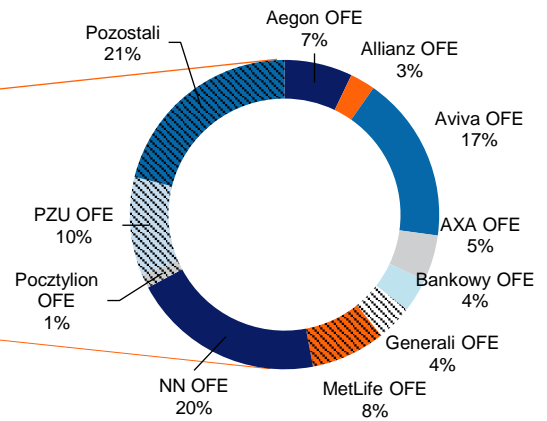
1) dane w oparciu o zestawienia rocznej struktury aktywów Otwartych Funduszy Emerytalnych na dzień 30 grudnia 2020 r.

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

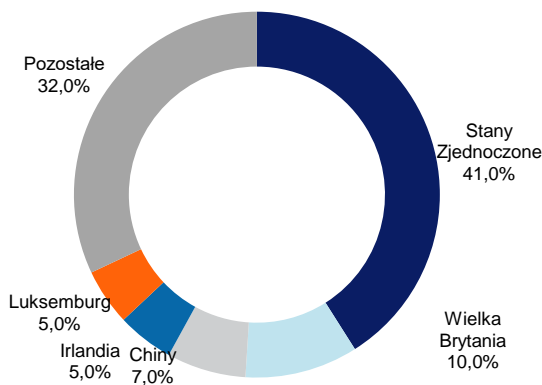
Wykres 1 Porównanie struktury akcjonariatu



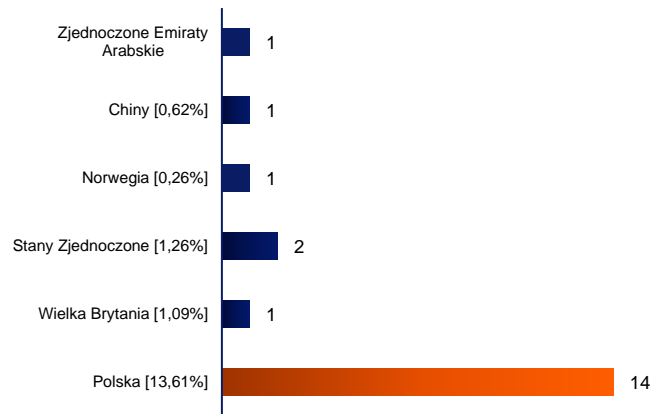
Wykres 2 Udział polskich inwestorów instytucjonalnych w akcjonariacie PGNiG na koniec 2020 r.



Wykres 3 Udział zagranicznych inwestorów instytucjonalnych w wolnym obrocie (free float)



Wykres 4 Geograficzna struktura 20 największych inwestorów instytucjonalnych*



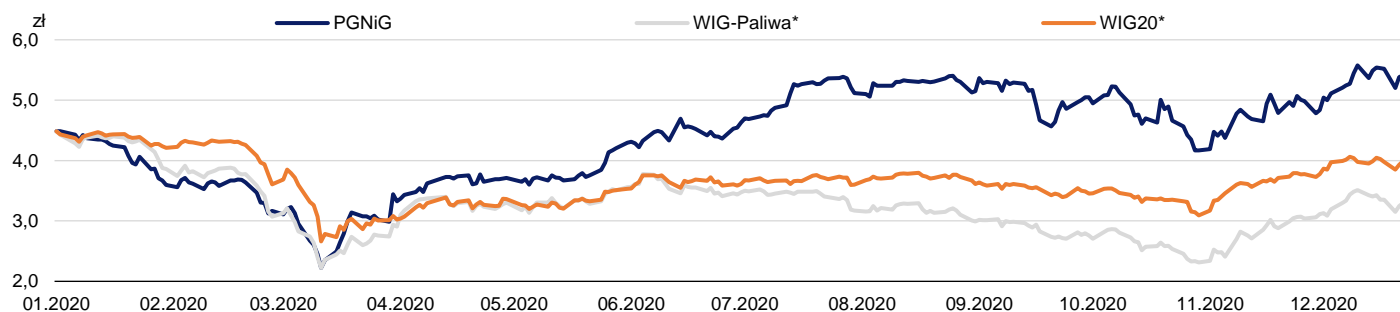
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Krajowego Depozytu Papierów Wartościowych S.A. na dzień 31 grudnia 2020 r.
* [%] procentowy udział w strukturze akcjonariatu PGNiG.

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 2020 r. akcje PGNiG wchodziły w skład indeksów: WIG, WIG20, WIG30, WIG-Poland, WIG-ESG, WIGdiv, a także indeksu sektorowego WIG-PALIWA i indeksu makrosektorowego WIG.MS-PET.

W 2020 r. roczna stopa zwrotu z akcji Spółki liczona bez uwzględnienia dywidendy wyniosła 24%. 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 -25% oraz -10%. Notowania PGNiG odchodziły się o -50% (kurs minimalny na zamknięciu: 2,22 zł w dniu 12 marca 2020 r.) do +27% (kurs maksymalny na zamknięciu: 5,58 zł w dniu 11 grudnia 2020 r.) względem ceny uśrednionej z zamknięcia w całym 2020 r. (4,40 zł). Z kolei indeks WIG20 był notowany w przedziale od -27% (kurs minimalny: 1305,73 pkt w dniu 12 marca 2020 r.) do +23% (kurs maksymalny: 2 200,10 pkt w dniu 2 stycznia 2020 r.) względem średniej wartości w 2020 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 2 Wskaźniki giełdowe za lata 2017-2020

Kluczowe dane	Jednostka miary	2020	2019	2018	2017	Zmiana % 2020/2019
Zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	w mln zł	7 340	1 371	3 209	2 923	435%
Zysk na jedną akcję ¹	zł	1,27	0,24	0,56	0,51	429%
Kurs akcji na zamknięciu ostatniej sesji w roku	zł	5,54	4,33	6,91	6,29	28%
Średni kurs akcji w roku ²	zł	4,40	5,59	6,12	6,33	(21%)
Liczba wyemitowanych akcji	mln szt.	5 778	5 778	5 778	5 778	-
Kapitalizacja na koniec roku	w mln zł	32 023	25 019	39 928	36 346	28%
Średni dzienny wolumen obrotu	mln szt.	5,83	5,02	3,90	3,50	16%
Średnia dzienna wartość obrotu	w mln zł	24,45	27,62	24,20	21,70	(11%)
Wielkość dywidendy ³	w mln zł	520	1 040	-	1 156	(50%)
Wskaźniki giełdowe²						
Wskaźnik P/E według uśrednionej ceny akcji	-	3,46	23,56	11,02	12,52	(85%)
Wskaźnik P/E na koniec roku	-	4,36	18,25	12,44	12,44	(76%)
Wskaźnik P/BV na koniec roku	-	0,73	0,66	1,09	1,08	11%
Wskaźnik EV/EBITDA	-	2,69	5,22	5,58	5,59	(48%)
Wskaźnik dywidendy na akcję ³	zł	0,09	0,18	-	0,20	(50%)

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 księgowa 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 PGNiG

W 2020 r. w ramach wykonania obowiązków informacyjnych spółki publicznej PGNiG opublikowało 68 raportów bieżących, dotyczących m.in. zmian w kontrakcie jamalskim, umów handlowych, procesów akwizycyjnych, decyzji administracyjnych 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 2019, zawierający wiele informacji nt. rynku ropy i gazu oraz prowadzonych działań rozwojowych w GK PGNiG. W 2020 r. przedstawiciele PGNiG odbyli łącznie blisko 50 spotkań z inwestorami i analitykami domów maklerskich, w większości w formie wideokonferencji oraz podczas konferencji inwestorskich w Warszawie.

W październiku 2020 r. PGNiG otrzymało I Nagrodę Główną w konkursie „The Best Annual Report 2019” oraz wyróżnienia za najlepsze sprawozdanie z działalności w kategorii „Przedsiębiorstwa” oraz wyróżnienie za bardzo duży postęp w raportowaniu zintegrowanym. W rezultacie, spółka dołączyła do grona „The Best of the Best” – podmiotów, których sprawozdawczość finansowa jest wzorcowa i może stanowić przykład dobrych praktyk w obszarze komunikacji z interesariuszami. Organizatorem konkursu jest Instytut Rachunkowości i Podatków.

PGNiG ponownie zostało wyróżnione w programie IR Excellence Programme - relacje inwestorskie w spółce PGNiG uzyskały maksymalną ocenę w badaniu organizowanym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie.

KALENDARZ INWESTORA 2021



I KWARTAŁ

16–17.03.2021

PKO BP – CEE Capital Markets Conference

25.03.2021

Publikacja raportu rocznego za 2020 r.

II KWARTAŁ

12–14.04.2021

Raiffeisen – Virtual Zürs Institutional Investor Conference

20.05.2021

Publikacja raportu za I kwartał 2021 r.

III KWARTAŁ

19.08.2021

Publikacja raportu za I półrocze 2021 r.

06–07.09.2021

Pekao BP – 18th Annual Emerging Europe Investment Conference

26–28.09.2021

PKO BP – Investor's Day: CEE Metals & Energy

IV KWARTAŁ

18.11.2021

Publikacja raportu za III kwartał 2021 r.

07–10.12.2021

Wood&Company – WOOD's Winter Wonderland EME Conference

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 24 czerwca 2020 r. WZA PGNiG podjęło decyzję o wypłacie akcjonariuszom Spółki dywidendy za rok obrotowy 2019 w łącznej kwocie 520 048 337,13 złotych, tj. 0,09 zł na akcję. Dzień ustalenia prawa akcjonariuszy do dywidendy uchwalono na 20 lipca 2020 r., a wypłaty na 3 sierpnia 2020 r.

Tabela 3 Dywidenda z zysku netto za lata 2014 - 2019

	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Dywidenda za rok obrotowy (w mld zł)	0,52	1,04	-	1,16	1,06	1,18
Dywidenda na akcję (w zł)	0,09	0,18	-	0,20	0,18	0,20
Średnia roczna cena akcji (w zł)	4,40	6,12	6,33	5,16	5,94	4,85
Stopa dywidendy	2,05%	2,94%	-	3,88%	3,03%	4,12%

Od dnia debiutu giełdowego, PGNiG wypłaciło łącznie 1,08 zł dywidendy na 1 akcję. Całkowita stopa zwrotu z uwzględnieniem dywidend, w porównaniu do ceny emisyjnej akcji PGNiG, wyniosła 122% na koniec 2020 r.

2. Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG

2.1 Misja i wizja

Misja

Jesteśmy zaufanym dostawcą energii dla domu i biznesu

Zaufany: nasi klienci polegają na wysokiej jakości i wiarygodności świadczonych usług

Dostawca energii: kompleksowo zaspokajamy potrzeby energetyczne klientów (gaz + prąd + ciepło + inne/usługi)

Dom i biznes: dbamy i cenimy wszystkich naszych klientów – gospodarstwa domowe, firmy i instytucje

Wizja

Odpowiedzialnie i efektywnie dostarczamy innowacyjne rozwiązania energetyczne

Odpowiedzialnie: działamy przejrzysto w oparciu o zasady odpowiedzialności społecznej

Efektywnie: jesteśmy zoptymalizowani procesowo i kosztowo

Innowacyjne rozwiązania: jesteśmy liderem innowacyjności w branży energetycznej

Cel nadrzędny

Wzrost wartości Grupy Kapitałowej PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej

Wzrost wartości: naszą nadrzędną aspiracją jest kreowanie wartości dodanej dla naszych akcjonariuszy i klientów

Stabilność finansowa: dążymy do zapewnienia długoterminowej stabilności finansowej i wiarygodności kredytowej

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 2020 r. zmianom na krajowym rynku gazu towarzyszył spadek cen gazu na rynkach europejskich (średnia cena gazu była niższa o 34% w porównaniu do średniej ceny z 2019 r.). Ceny gazu były silnie skorelowane z cenami gazu w Niemczech i szerzej, na rynkach europejskich.

Pomimo rozprzestrzenienia się pandemii COVID-19, GK PGNiG osiągnęła poprawę wyników finansowych i operacyjnych w 2020 r. W Polsce i Europie, w całym 2020 r. spadki zużycia gazu notowane w sektorach dotkniętych ograniczeniami były kompensowane przez zwiększenie poboru przez sektor energetyczny, korzystający z niskich cen. W efekcie, zapotrzebowanie Polski i Europy na gaz było wyższe niż w 2019 r.

Nadal widoczny jest 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 dotyczące istotnej nadpodaży LNG na rynku nie sprawdziły się. Uczestnictwo PGNiG w globalnym rynku LNG umożliwi optymalizację długoterminowego portfela gazu, jak również pozwoli na uzupełnienie dostaw gazu do Polski w przypadku dodatkowego popytu lub okazji cenowych (optymalizacja dostaw gazu z innych kierunków).

Dodatkowo od kilku lat słabnie korelacja rynkowych cen gazu i cen produktów ropopochodnych, a spadek cen ropy naftowej w 2020 r. (w porównaniu z 2019 r.) miał przełożenie na wyniki finansowe GK PGNiG, tj.: z jednej strony niższy koszt pozyskania gazu w ramach kontraktów długoterminowych, co zwiększa atrakcyjność importu, ale z drugiej strony niższa ekonomia zagranicznych projektów *upstream* z większym udziałem ropy w strukturze zasobów (głównie sprzedaż ropy naftowej wydobywanej w Norwegii), a w konsekwencji niższa wycena zagranicznego segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie.

Na wahania cenowe na rynku ropy naftowej wpłynął m.in. spadek popytu w związku z wywołanymi pandemią koronawirusa COVID-19 obostrzeniami epidemiologicznymi w wielu krajach. Dodatkowym czynnikiem była wojna cenowa pomiędzy Rosją a Arabią Saudyjską, których celem było obniżenie cen ropy i ograniczenie konkurencji. Koniec 2020 r. przyniósł optymizm na rynkach, a gładniowa średnia cena baryłki ropy Brent osiągnęła najwyższy poziom od lutego.

- 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 2020 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, dla GK PGNiG szczególnie istotne jest budowanie 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.

- 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.

- zmiany polityki i regulacji prawnych

Otoczenie regulacyjne, w którym działa Grupa PGNiG podlega cyklicznym, istotnym zmianom, w szczególności w obszarach opodatkowania wydobycia węglowodorów oraz realizowania obliża giełdowej sprzedaży gazu.

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

Strategia GK PGNiG na lata 2017-2022 z perspektywą do 2026 r., została przyjęta przez Radę Nadzorczą PGNiG w dniu 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 realizuje ambitny program inwestycyjny, który stanowić ma fundamenty dla długoterminowego i stabilnego wzrostu wartości.

2.3.1 Cele i aspiracje na lata 2017-2022. Realizacja Strategii w latach 2017-2020

Tabela 4 Cele, aspiracje i realizacja Strategii w latach 2017-2020

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

* Nakłady uwzględniające wydatki na akwizycje złóż węglowodorów.

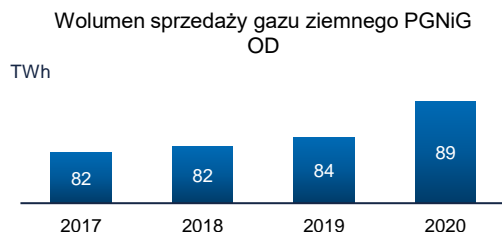
Obrót

i magazynowanie



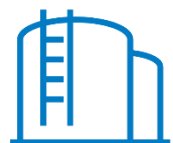
Obrót detaliczny:
Utrzymanie pozycji
rynkowej i
maksymalizacja
marży.

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

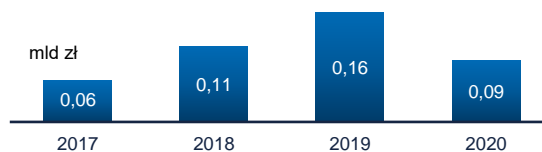


Magazynowanie:
Zabezpieczenie
dostępu do
pojemności
magazynowych.

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



Nakłady inwestycyjne



Obrót

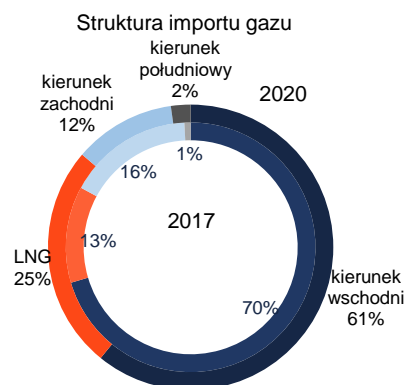
i magazynowanie



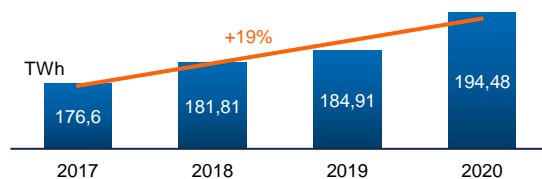
Obrót hurtowy:
Zdywersyfikowany
i konkurencyjny
portfel dostaw
gazu ziemnego.

Budowa
zdywersyfikowanego i
konkurencyjnego portfela
dostaw gazu ziemnego po
2022 r.

Zwiększenie łącznego
wolumenu sprzedaży
gazu ziemnego o ok. 7%.



Wolumen sprzedaży gazu ziemnego PGNiG i PST



Dystrybucja

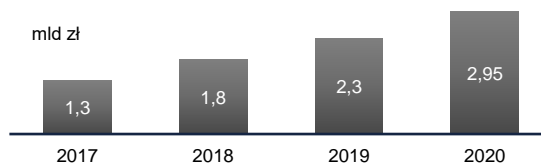


Przyspieszenie gazyfikacji kraju.

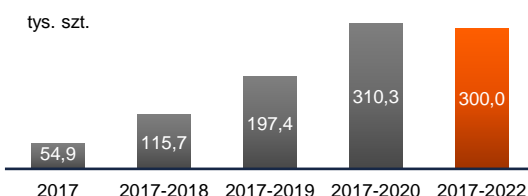
Budowa łącznie ponad 300 tys. nowych przyłączy gazowych.

Zwiększenie wolumenu dystrybucji gazu o ok. 16%.

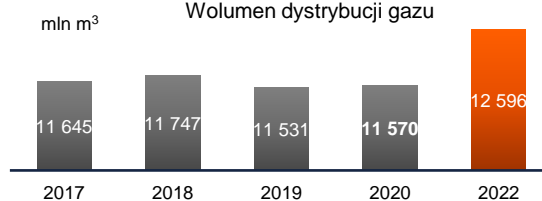
Nakłady inwestycyjne



Liczba nowych przyłączy gazowych



Wolumen dystrybucji gazu



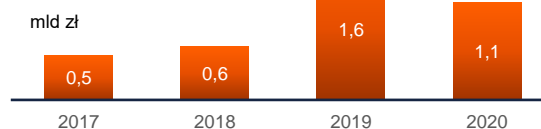
Wytwarzanie



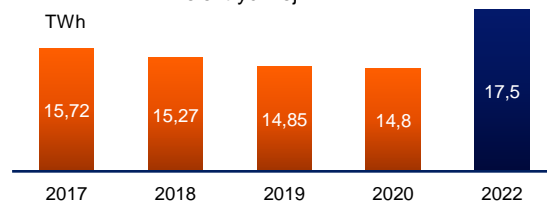
Wzrost wolumenu produkcji energii.

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

Nakłady inwestycyjne



Wolumen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej



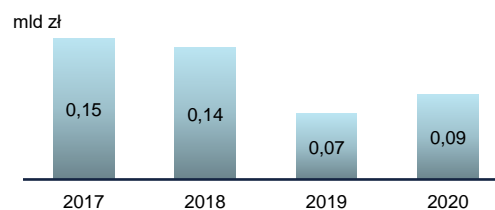
Centrum korporacyjne



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).

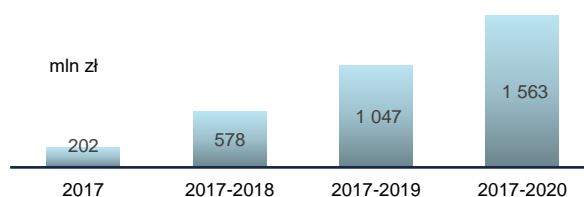
Nakłady inwestycyjne



Poprawa efektywności operacyjnej GK PGNiG.

Wzmocnienie wizerunku Grupy.

Wydatki na badania, rozwój i innowacje



Nakłady inwestycyjne w okresie 2017-2020 wyniosły łącznie 21,5 mld zł, co stanowi ok. 63% realizacji planu na lata 2017-2022.

Poszukiwanie i Wydobywanie

W 2020 r. realizacja Strategii w zakresie budowy bazy udokumentowanych zasobów węglowodorów, 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 i kontynuowało poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego.

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 2020 r. PGNiG UN, realizując cel strategiczny, jakim jest zwiększenie wydobywania węglowodorów poza granicami Polski, podjęło działania skutkujące pozyskaniem 9 nowych koncesji. Na skutek dokonanych inwestycji, spółka osiągnęła także istotny wzrost udokumentowanych zasobów w Norwegii, które wzrosły z 169,4 mln boe na początku roku do 214 mln boe na koniec 2020 r.

PGNiG prowadzi również prace poszukiwawcze w Pakistanie. W 2020 r. ukończono wiercenia, testy i podłączenie do produkcji otworów eksploatacyjnych oraz prowadzono prace związane z rozbudową mocy instalacji wydobywczych.

Obrót i Magazynowanie

Obrót hurtowy

Mając na uwadze wygaśnięcie w 2022 r. kontraktu jamalskiego, Grupa PGNiG dąży do osiągnięcia realnej dywersyfikacji portfela dostaw gazu. W tym zakresie kluczowymi działaniami Grupy są:

- wsparcie budowy Baltic Pipe poprzez zawarcie umów przesyłowych - celem strategicznym GK PGNiG jest budowa portfela pozyskania gazu z wykorzystaniem infrastruktury Baltic Pipe, co pozwoli na jego sprowadzanie z nowych kierunków i kontrakcją 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.;
- zwiększenie bazy zasobów w kraju i za granicą – poprzez rozwój i utrzymanie wysokiego wydobywania gazu w Polsce oraz badanie nowych kierunków dostaw gazu w celu wzmocnienia pozycji konkurencyjnej Spółki po 2022 r.

Łączna sprzedaż gazu ziemnego PGNiG w kraju w 2020 r. wyniosła ponad 190 TWh. Aspiracją PGNiG jest dalszy wzrost wolumenu obrotu gazem ziemnym w Polsce oraz na rynkach zagranicznych. Grupa zamierza kontynuować działania zmierzające do wzmocnienia swojej obecności na rynkach Europy Środkowo-Wschodniej, w tym na rynku ukraińskim, należącej do najbardziej perspektywicznych 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 realizuje projekty i działania operacyjne m.in. w obszarach: nowego systemu billingowego, rozwoju oferty produktowej (w tym oferty bunkrowania z wykorzystaniem LNG, rozwiązań fotowoltaicznych, produktów dodatkowych/nieenergetycznych) i rozwoju narzędzi obsługi klienta.

Magazynowanie

W ramach obszaru w zakresie zabezpieczenia docelowych dostępnych pojemności magazynowych w 2020 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 w 2021 r., co pozwoli na uzyskanie pojemności roboczej na poziomie ok. 250 mln m³ gazu.

Dystrybucja

W ramach realizacji celów strategicznych PSG kontynuuje działania, które w 2020 r. zaowocowały zawarciem ponad 113 tys. umów przyłączeniowych z klientami oraz dostarczeniem do odbiorców 11,57 mld m³ gazu ziemnego. Do końca 2020 r. wydano ponad 208 tys. warunków przyłączeniowych (o 17% więcej niż w roku ubiegłym) oraz wybudowano 112,9 tys. sztuk przyłączy o łącznej długości 1 118,7 km.

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) 71 nowych gmin. Ponadto, prowadzona jest rozbudowa sieci dystrybucyjnej na terenach niezgazyfikowanych oraz dostarczenie gazu odbiorcom z wykorzystaniem technologii skroplonego gazu ziemnego – LNG, czyli tzw. gazyfikacji wyspowej. Do końca 2020 r. podpisano 37 protokołów odbioru technicznego stacji LNG.

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 2020 r. odbywała się poprzez uczestnictwo w projektach akwizycyjnych na polskim rynku ciepła sieciowego i realizację strategicznych projektów inwestycyjnych w istniejących lokalizacjach, w celu sprostania podwyższonym normom emisji przemysłowych oraz kryteriom BAT (najlepszej dostępnej technologii), a także wymaganiom polityki klimatycznej.

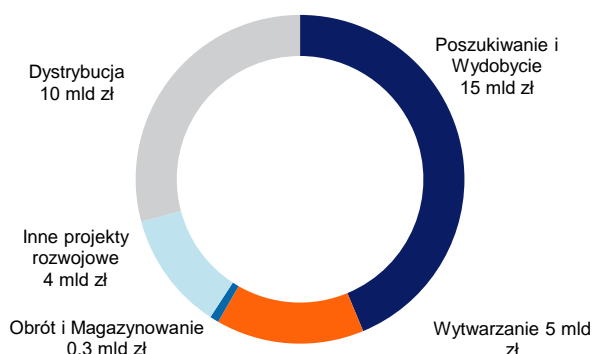
Inne projekty rozwojowe

W 2020 r. monitorowano realizację łącznie 150 przedsięwzięć badawczo-rozwojowo-innowacyjnych w GK PGNiG. Wartość poniesionych nakładów na przedsięwzięcia w GK PGNiG to łącznie ok. 515 mln zł. W 2020 r. realizowano projekty innowacyjno-rozwojowe, sukcesywnie rozwijając kompetencje w następujących kluczowych obszarach: Odnawialne Źródła Energii, Paliwa Alternatywne, Efektywność Energetyczna i Centrum Startupowe InnVento.

2.3.2 Inwestycje w latach 2017-2022

W Strategii 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 2021 r.

W 2021 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.

Tabela 5 Planowane nakłady inwestycyjne* na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w 2021 r.

Nakłady inwestycyjne* poniesione na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG.		2021**
I	Poszukiwanie i Wydobywanie, w tym:	2 421
1	Polska (PGNiG)	959
2	Norwegia	989
3	Pakistan	94
II	Obrót i Magazynowanie	233
III	Dystrybucja	2 388
IV	Wytwarzanie	1 978
V	Pozostałe segmenty	244
VI	Nakłady inwestycyjne łącznie (I-V)	7 265

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

** Planowane nakłady nie uwzględniają wydatków na potencjalne akwizycje.

Poszukiwanie i Wydobywanie

PGNiG realizując cel strategiczny, jakim jest zwiększenie łącznego poziomu wydobycia, kontynuować będzie podłączanie oraz zagospodarowanie odwiertów w Polsce w Oddziałach w Zielonej Górze i Sanoku. Prognozowane wydobycie w Polsce w 2021 r. to 3,8 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), natomiast ropy naftowej wraz z kondensatem: 0,677 mln ton.

PGNiG UN planuje pozyskanie nowych obszarów koncesyjnych przez udział w corocznych rundach koncesyjnych APA oraz normalnych rundach koncesyjnych, a także pozyskiwanie 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 (*swap, farm down*).

W Pakistanie na 2021 r. zaplanowano ukończenie testów złożowych, wiercenia i podłączenia kolejnych otworów eksploatacyjnych oraz rozbudowę mocy instalacji wydobywczych. Ponadto kontynuowane będą działania sejsmiczne, na bazie których zostaną przeprowadzone prace przygotowawcze pod przyszłe otwory poszukiwawcze.

Więcej informacji znajduje się w [punkcie 4.1.5.](#)

Obrót i magazynowanie

W obrocie hurtowym 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. Ponadto, w efekcie realizacji projektu Baltic Pipe, PGNiG uzyska możliwość pozyskiwania kontraktów na dostawy gazu z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego (ze złóż własnych oraz z importu).

W obrocie detalicznym w 2021 r. realizowane będą projekty pozwalające na rozwój narzędzi obsługi klienta, w tym modernizacja BOK 2.0 w kolejnych placówkach dalszy rozwoju platformy eBOK oraz rozwój i optymalizację działania Contact Center. Ponadto w 2021 r. zaplanowano realizację projektów w zakresie: sprzedaży ratalnej produktów *commodity*, rozbudowy infrastruktury CNG i LNG (stacje CNG, usługi bunkrowania LNG, cysterny kriogeniczne) oraz rozwoju nowej linii biznesowej w obszarze fotowoltaiki.

PST będzie kontynuowało rozwój działalności w kluczowych dla strategii Grupy obszarach, w tym w szczególności w handlu LNG, realizacji dostaw z obszaru norweskiego i duńskiego szelfu kontynentalnego oraz handlu gazem na rynkach Europy Środkowo-Wschodniej.

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

Więcej informacji znajduje się w [punkcie 4.2.](#)

Dystrybucja

PSG planuje utrzymanie poziomu wydatków na rozbudowę sieci, przyłączenia nowych klientów oraz przebudowę i modernizację sieci gazowej na wysokim poziomie. 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 perspektywie krótkoterminowej PSG podejmuje działania związane z budową sieci gazowej i przyłączaniem odbiorców końcowych, natomiast w ujęciu średnioterminowym - przebudowę, modernizację i budowę nowej sieci gazowej w celu zachowania bezpieczeństwa i ciągłości dostaw paliwa gazowego. W formule projektowej prowadzi wieloaspektowe analizy w zakresie przygotowania infrastruktury gazowej do dystrybucji gazów odnawialnych. Więcej informacji znajduje się w [punkcie 4.3.3.](#)

Wytwarzanie

W 2021 r. w GK PGNiG TERMIKA będzie kontynuowała prace związane z realizacją inwestycji, m.in.: w EC Żerań i w EC Stalowa Wola. Ponadto prowadzone będą projekty budowy jednostki wielopaliwowej o mocy 75 MWe i przygotowania budowy bloku gazowo-parowego w EC Siekierki oraz akwizycje w obszarze elektroenergetyki i ciepłownictwa.

Dodatkowo w 2021 r. realizowane będą projekty m.in. zabezpieczenia dostaw ciepła dla miasta Rybnik oraz połączenia systemów ciepłowniczych Ec Zofiówka i Ec Pniówek oraz intensyfikacja pozyskiwania nowych klientów w obszarze centralnego ogrzewania (c.o.) i ciepłej wody użytkowej (c.w.u.). PGNiG TERMIKA EP podejmuje działania w kierunku poszerzenia rynku ciepłowniczego, w szczególności w dużych aglomeracjach Jastrzębia-Zdroju i Żor.

Więcej informacji znajduje się w [punkcie 4.4.2.](#)

Inne projekty rozwojowe

W 2021 r. podejmowane będą działania związane przede wszystkim ze sprawnym wdrożeniem nowych produktów biznesowych w GK PGNiG, w oparciu o koncepcje biznesowe, plany wdrożeń i modele finansowe przygotowane w 2020 r. Sukcesywnie będą także identyfikowane i rozwijane nowe przedsięwzięcia w kluczowych obszarach rozwoju: Odnawialnych Źródeł Energii (m.in. rozwój oferty fotowoltaicznej i budowa własnego portfela OZE), paliw alternatywnych, efektywności energetycznej. Więcej informacji znajduje się w [punkcie 4.5.2.](#)

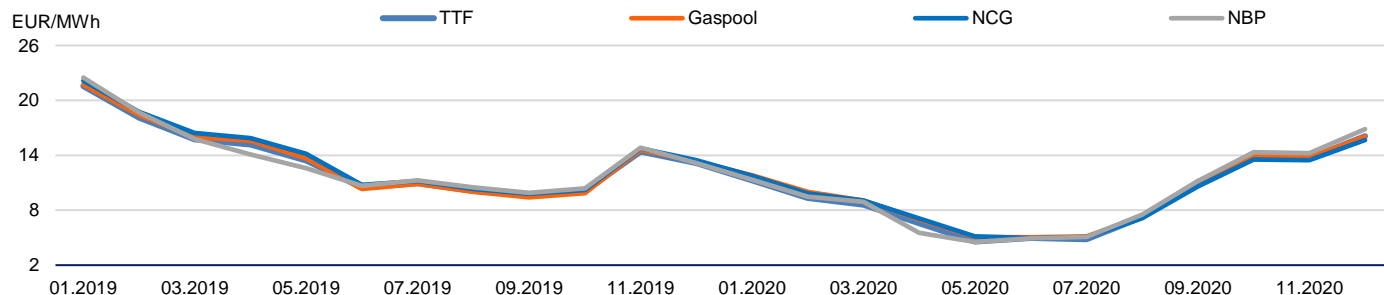
3. Otoczenie

3.1 Otoczenie rynkowe

3.1.1 Rynek gazu w Europie i na świecie

Średnia cena gazu w Europie w 2020 r. była niższa o 34% w porównaniu do średniej ceny z 2019 r. (na podstawie cen odnotowanych na TTF, GASPOOL, NCG, NBP i TGE) – zmiana z poziomu 14,61 EUR/MWh w 2019 r. do 9,61 EUR/MWh. Największe spadki cen odnotowano w Niemczech (NCG) i Holandii (TTF) – średnio o ponad 31% - a najmniejszy w Polsce (o ok. 26%).

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



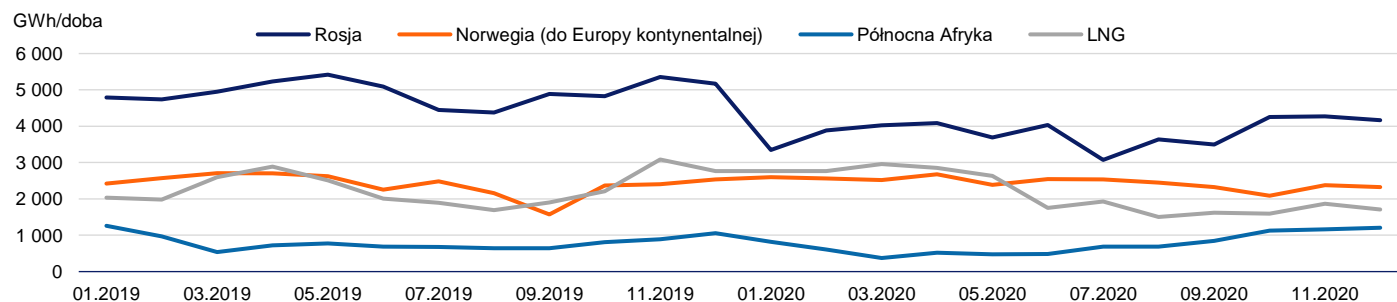
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z ICE (ang. Intercontinental Exchange).

W okresie zimowym temperatura w Europie średnio kształtowała się powyżej sezonowej normy, co skutkowało zmniejszonym zapotrzebowaniem na gaz do celów grzewczych. Import LNG do Europy zmalał – o 8,1% w porównaniu z 2019 r. - w wyniku bardzo niskich cen na rynku europejskim, które sprawiły, że import LNG stał się przez część roku nieopłacalny. LNG ze Stanów Zjednoczonych eksportowano do Europy nawet poniżej proggu długoterminowej opłacalności. Zmieniło się to pod koniec roku, gdy ceny na rynkach w Azji silnie wzrosły, w wyniku czego większość ładunków docierało na rynek azjatycki. Wzrost popytu w Europie, który zbiegł się z mocno ograniczonym importem LNG, doprowadził do bardzo wysokiego wzrostu cen – w maju średnia cena spot na TTF wyniosła 4,58 EUR/MWh, zaś w grudniu 15,98 EUR/MWh (wzrost o 249%).

W II połowie 2020 r. zmniejszyły się zapasy gazu w europejskich magazynach. Niski wolumen importu LNG, które również zaczęło silnie drożeć, spowodował wzrost ceny na europejskim rynku, co zachęciło inwestorów do wycofania gazu z magazynów.

W IV kwartale zaobserwowano wzrost cen gazu w Europie, wskutek czego średnia cena gazu na holenderskim hubie TTF w tym czasie była o 15,5% wyższa niż w analogicznym okresie 2019 r. Wzrosty cen były wspierane przez większą generację energii elektrycznej z aktywów wytwórczych opartych na paliwie gazowym – w analogicznym okresie 2019 r. popyt na gaz w tym segmencie był o 11,3% niższy.

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 2020 r. wyniósł 3 900 TWh, z czego 38% dostaw (1 489 TWh, 152,4 mld m³) pochodziło z Rosji. Udział importu gazociągami z Rosji w 2020 r. spadł o 45% (z poziomu 2 065 TWh, 211,4 mld m³ w 2019 r.). Drugim największym dostawcą gazu w Europie była Norwegia - 1 156 TWh (118,33 mld m³) gazu, co odpowiadało 30% dostaw. Import z Afryki Północnej wyniósł 275 TWh (28,2 mld m³, 7% dostaw), natomiast dostawy LNG do europejskich terminali były równe 979,7 TWh (100,3 mld m³, 25% importowanego wolumenu).

LNG

Globalny handel LNG wzrósł o 0,2% w porównaniu z 2019 r., osiągając wolumen ponad 484 mld m³ dostarczonego gazu po regazyfikacji. Niski wzrost względem 2019 r. (0,9 mld m³) był spowodowany bardzo niskimi cenami gazu w pierwszej połowie roku. Największy przyrost eksportu w latach 2019-2020 odnotowano w Stanach Zjednoczonych – o 15,7 mld m³, natomiast największe zwiększenie importu procentowo i wartościowo nastąpiło w Chinach – o 9,1 mld m³ (11,1%) w porównaniu z 2019 r.

Tabela 5 Popyt i podaż LNG w latach 2019 i 2020 r. w mld m³ gazu po regazyfikacji

Podaż	2020	2019	Zmiana %
Europa	4,6	6,6	(30,30%)
w tym Norwegia	4,32	6,47	(33,23%)
Azja i Pacyfik	214,1	217,4	(1,52%)
w tym Australia	105,25	104,48	0,74%
Ameryki	85,26	73,44	16,09%
w tym Stany Zjednoczone	65,65	49,97	31,38%
Afryka	54,59	59,18	(7,76%)
Bliski wschód	125,57	126,55	(0,77%)
w tym Katar	105,54	105,56	(0,02%)
Świat	484,12	483,21	0,20%

Popyt	2020	2019	Zmiana %
Ameryka Północna i Południowa	19,65	23,05	(14,75%)
Europa	117,96	119,15	(1,00%)
Bliski wschód	9,79	9,85	(0,61%)
Północno wschodnia Azja	271,35	262,88	3,22%
w tym Chiny	91,28	82,19	11,06%
Świat	418,75	479,32	(12,64%)

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 2020 r. (bez uwzględnienia paliwa gazowego przesłanego na rynku OTC i TGE) wyniosła ok. 193,1 TWh. W porównaniu do 2019 r. odnotowano wzrost wolumenu o 9,6 TWh, czyli o 5,3% r/r. Do zwiększenia konsumpcji przyczynił się wzrost zużycia gazu przez odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej (+12,2% r/r), na co wpływ miało zwiększanie poboru gazu bloków gazowych. Zapotrzebowanie sieci dystrybucyjnej również wzrosło (+2,7% r/r), na co wpływ miała m. in. rozbudowa sieci gazowej.

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 1 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 (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, podjęli ostateczną decyzję inwestycyjną w 2018 r. W 2020 r. kontynuowano prace przygotowawcze do budowy. Uzyskano decyzje środowiskowe, lokalizacyjne oraz pozwolenia 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

W maju 2020 r. PGNiG podpisało ze spółką Polskie LNG z grupy kapitałowej GAZ-SYSTEM umowę na rezerwację udostępnianych w procedurze Open Season dodatkowych mocy regazyfikacyjnych w związku z rozbudową Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. Zgodnie z podpisaną umową Spółka zarezerwowała dodatkową moc wynoszącą ok. 1,2 mld m³ gazu rocznie w latach 2022-2023 (usługa przejściowa) oraz ok. 3,3 mld m³ gazu rocznie w latach 2024-2038 (podstawowa usługa regazyfikacji), które wraz z wcześniej zarezerwowaną mocą zwiększą zdolności importowe do 6,2 mld m³, a następnie 8,3 mld m³ gazu rocznie. Ponadto PGNiG zarezerwowało usługi dodatkowe, które będą świadczone w okresie właściwym dla podstawowej usługi regazyfikacji.

Import

W 2020 r. odnotowano spadek wolumenu importowanego paliwa gazowego do Polski, który wyniósł 181,8 TWh (spadek o ok. 1,9 TWh, czyli o ok. 1,1 %), przy czym dostawy z kierunku wschodniego wzrosły o 1%, natomiast dostawy z UE spadły o niemal 13,1% w porównaniu do 2019 r. Większość importowanego surowca (około 55%) dostarczono z kierunku wschodniego.

Tabela 6 Przepływy gazu na krajowych punktach wejścia/wyjścia

Punkt wejścia/wyjścia (w TWh)	2020	2019	Zmiana %
Dostawy z UE	42,40	48,79	(13,09%)
w tym Lasów, Gubin (GCP)	7,34	3,97	84,89%
w tym Cieszyń	3,6	4,7	(23,40%)
w tym Mallnow	31,46	40,12	(21,58%)
Dostawy ze Wschodu	99,77	98,75	1,03%
w tym Drozdowicze	40,89	41,96	(2,55%)
w tym Tietierowka	0,9	0,86	4,65%
w tym Kondratki	27,54	23,9	15,23%
w tym Wysokoje	30,44	32,04	(4,99%)
Regazyfikacja LNG	39,59	36,16	9,49%
Eksport na Ukrainę (głównie Hermanowice)	15,50	14,99	3,39%
Łączny import	181,76	198,69	(1,06%)
Import netto	166,26	168,71	(1,45%)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z ENTSOG.

W 2020 r. wzrósł wolumen gazu zregazyfikowanego w terminalu LNG w Świnoujściu o ok. 9,5% w porównaniu do 2019 r. w wyniku zakupów na rynku *spotowym* oraz odbioru dostawy w ramach długoterminowego kontraktu z firmą Cheniere.

W 2020 r. PGNiG odebrało w sumie 18 ładunków LNG w ramach kontraktów długoterminowych z Qatargas. Wolumen importu LNG z Kataru wyniósł 1,64 mln ton, czyli ok. 25,01 TWh lub 2,28 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji. Ponadto, w 2020 r. PGNiG zakupiło 13 dostaw *spot* o łącznym wolumenie 0,80 mln ton, tj. ok. 12,18 TWh lub 1,11 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji. Źródłami dostaw *spotowych* były Norwegia (4 dostawy), USA (7 dostaw) oraz Trynidad i Tobago i Nigeria (po 1 dostawie). Dostawy realizowano we współpracy z biurem handlowym LNG w Londynie (PST). W 2020 r. PGNiG odebrało także ładunki LNG na podstawie kontraktu długoterminowego z Cheniere Marketing International oraz średnioterminowego z firmą Centrica.

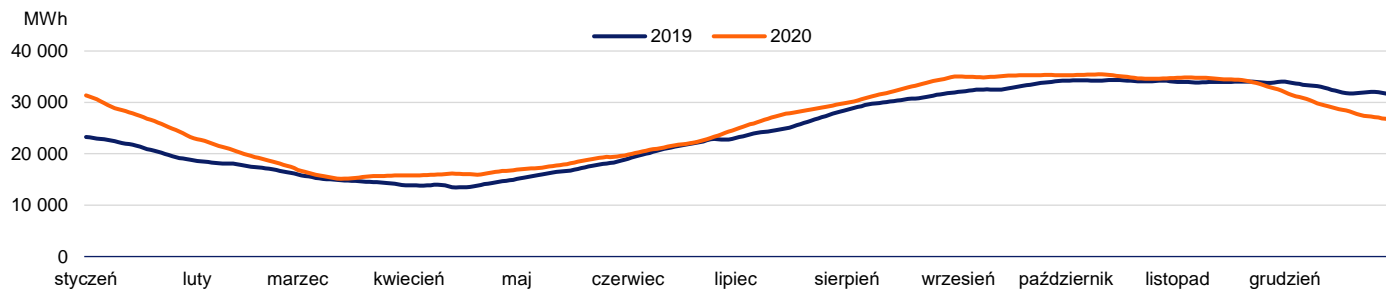
Łącznie w całym 2020 r. PGNiG zaimportowało poprzez terminal w Świnoujściu 35 ładunków LNG o wolumenie całkowitym 2,70 mln ton, co odpowiada około 3,76 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji.

Magazynowanie gazu

W 2020 r. średni dobowy pobór gazu z polskich PMG w okresie wyłaczania (styczeń-marzec, listopad-grudzień) wyniósł 182 GWh/dobę, o 89 GWh/dobę więcej niż w poprzednim roku. Średnie załaczanie gazu do magazynów w Polsce w sezonie letnim w 2020 r. (kwiecień-wrzesień) wyniosło 122 GWh/dobę - o 12 GWh/dobę mniej niż w 2019 r.

Na koniec 2020 r. poziom napełnienia magazynów w Polsce wyniósł 74 % i był o 18 p.p. niższy od poziomu odnotowanego na koniec poprzedniego roku. Na innych rynkach europejskich również zaobserwowano zmniejszenie stanu magazynów - w Niemczech stan zapelnienia wyniósł 73,1% w porównaniu z 97% na koniec 2019 r.

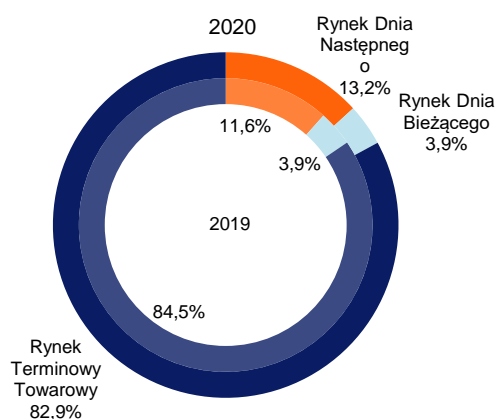
Wykres 9 Stan napełnienia magazynów w Polsce w latach 2019/2020



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

Towarowa Giełda Energii

Wykres 10 Struktura kontraktów na TGE w 2019 r. i 2020 r.

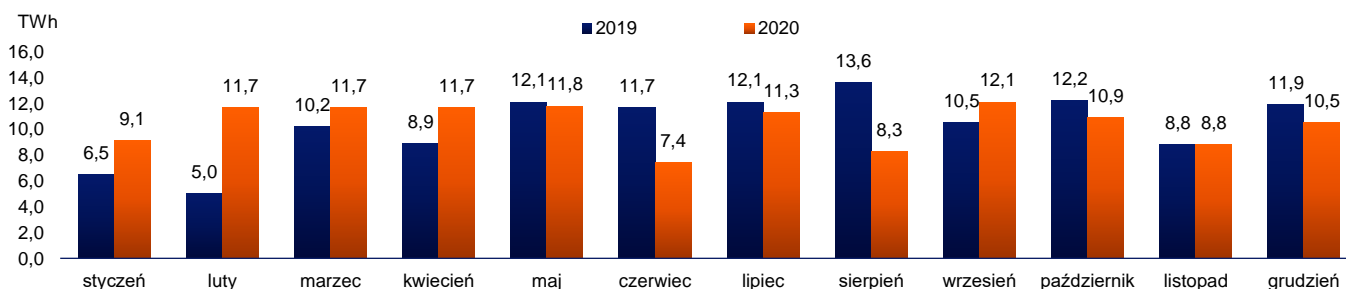


PGNiG jest liderem rynku gazu w obrocie giełdowym na TGE. Zgodnie z informacjami opublikowanymi przez giełdę, całkowity wolumen obrotu gazem w 2020 r. wyniósł 151,1 TWh, z czego 125,3 TWh stanowił obrót na rynku kontraktów terminowych towarowych (RTT). Oznacza to, że blisko 83% transakcji na gaz zawieranych w 2020 r. stanowiły kontrakty: roczne, sezonowe (lato, zima), kwartalne, miesięczne oraz tygodniowe.

W 2020 r. odnotowano rekordowy wynik w historii obrotu gazem na TGE i jednocześnie wzrost całkowitego wolumenu obrotu tym towarem o 3,4% w stosunku do 2019 r. Rekordowe w 2020 r. były zarówno obroty na Rynku Dnia Następnego oraz Rynku Dnia Bieżącego gazu, które wyniosły odpowiednio: 19,9 TWh (wzrost r/r o 17,6%) oraz 5,9 TWh (wzrost r/r o 3,3%), jak i wolumen na RTT gazu, który wzrósł o 1,5% r/r.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE.

Wykres 11 Wolumen obrotu na kontraktach terminowych towarowych (RTT) na TGE w 2019 r. i 2020 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 7 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 2020 r. weszły w życie zmiany dotyczące zasad przyłączania do sieci ciepłowniczych. Ustawa – Prawo energetyczne została dostosowana do zmian w elektroenergetyce prosumenckiej. W 2020 r. implementowane zostały przepisy prawa Unii Europejskiej dotyczące gazociągów międzysystemowych. W związku z sytuacją epidemiczną w kraju czasowo wyłączone zostało stosowanie przepisów dotyczących wstrzymywania dostaw. 	wprowadzone zmiany mają neutralny charakter, z wyłączeniem zmiany dotyczącej przyłączania do sieci ciepłowniczych, która ma negatywny charakter
Ustawa o zapasach	W 2020 r. weszły w życie zmiany dotyczące zasad ustalania poziomu zapasów obowiązkowych ropy naftowej.	wprowadzona zmiana nie wpływa na działalność GK PGNiG
Ustawa o elektromobilności	<ul style="list-style-type: none"> W 2020 r. z uwagi na sytuację epidemiczną wydłużono czas na budowę minimalnej liczby punktów tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) do dnia 31 marca 2021 r. Dodatkowo, zmiana przepisów pozwoliła na zaliczenie już funkcjonujących punktów tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) do ogólnej liczby planowanych punktów. Jednocześnie w 2020 r. wprowadzono możliwość wstępnego konsultowania z Dyrektorem Transportowego Dozoru Technicznego projektów punktów bunkrowania skroplonym gazem ziemnym (LNG). 	wprowadzone zmiany mają pozytywny wpływ na działalność GK PGNiG
Ustawa o efektywności energetycznej	W 2020 r. rozpoczęły się prace nad nowelizacją ustawy o efektywności energetycznej, jednak nie weszły one w życie do końca 2020 r.	
Ustawa o rynku mocy	W 2020 r. przesunięto pobór opłaty mocowej z 1 października 2020 r. na 1 stycznia 2021 r.	wprowadzona zmiana ma neutralny charakter
Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji	W 2020 r. wprowadzono zmiany dotyczące formalnych wymagań dotyczących udziału w systemie wsparcia.	wprowadzona zmiana ma neutralny charakter
Rozporządzenie dywersyfikacyjne	W 2020 r. nie dokonano zmian rozporządzenia dywersyfikacyjnego.	
Rozporządzenie systemowe	W 2020 r. nie dokonano zmian rozporządzenia systemowego.	
Rozporządzenie taryfowe	W 2020 r. nie dokonano zmian rozporządzenia taryfowego.	

3.2.2 Europejskie otoczenie regulacyjne

Tabela 8 Zmiany w regulacjach europejskich

	Opis zakresu zmian	Wpływ zmian na GK PGNiG
Dyrektywa gazowa (Dyrektywa 2009/73/WE)	W 2020 r. nie dokonano zmian w dyrektywie gazowej. PGNiG podejmowało aktywne działania, aby nowelizacja przyjęta w 2019 r. była prawidłowo wdrożona i stosowana przez Niemcy (więcej informacji w rozdziale 8.4.).	
Fundusze europejskie	<ul style="list-style-type: none"> Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego (EFRR) i Fundusz Spójności (FS) <p>W 2020 r. zakończyły się negocjacje (tzw. trilogi Komisji Europejskiej (KE), Rada Unii Europejskiej (Rada UE), Parlamentu Europejskiego (PE)) dot. rozporządzenia ws. EFRR/FS. W wyniku negocjacji ustalono, że inwestycje związane z wykorzystaniem gazu ziemnego pod pewnymi warunkami będą mogły być finansowane z funduszy EFRR/FS, a wysokość alokacji środków będzie różna w poszczególnych państwach członkowskich (w przypadku Polski dopuszczono maksymalny poziom, czyli 1,55% środków przeznaczonych dla Polski z EFRR/FS). Paliwa kopalne zostały wykluczone z zakresu wsparcia z wyjątkiem: zastępowania gazem ziemnym paliw stałych w</p>	uzgodnione w 2020 r. regulacje, ale oczekujące jeszcze formalnego przyjęcia, przewidują możliwości warunkowego finansowania inwestycji w sektorze gazu ziemnego oraz przewidują wsparcie w zakresie OZE i gazów niskoemisyjnych i

systemach ciepłowniczych; rozbudowy/modernizacji sieci gazu ziemnego pod warunkiem, że inwestycja przystosuje sieć do wprowadzania gazów odnawialnych i niskoemisyjnych; pojazdów ekologicznie czystych zgodnie z definicją zawartą w dyrektywie 2009/33/EC. Zarówno projekty oparte o wodór, biometan i OZE jak i wykorzystujące technologię CCS/CCU będą mogły ubiegać się o dofinansowanie. Wykluczenie z zakresu wsparcia EFRR i FS „przetwarzania paliw kopalnych” oznacza, że produkcja niebieskiego wodoru najprawdopodobniej nie będzie mogła być wspierana z tych funduszy.

odnawialnych (wodór, biometan)

- Fundusz Sprawiedliwej Transformacji (FST)

W 2020 r. zakończyły się negocjacje dot. rozporządzenia ustanawiającego Fundusz na rzecz FST. Fundusz nie będzie wspierał inwestycji w zakresie produkcji, przetwarzania, transportu, dystrybucji, składowania lub spalania paliw kopalnych oraz jest ograniczony terytorialnie do regionów węglowych. Zarówno projekty oparte o wodór, biometan i OZE jak i wykorzystujące technologię CCS/CCU będą mogły ubiegać się o dofinansowanie. Wykluczenie z zakresu wsparcia FST „przetwarzania paliw kopalnych” oznacza, że produkcja niebieskiego wodoru najprawdopodobniej nie będzie mogła być wspierana z tego funduszu. Wykorzystanie pełnej kwoty przyznanej w ramach FST uzależnione jest od zobowiązania do realizacji celu neutralności klimatycznej UE do 2050 r. Kluczowe znaczenie dla możliwości pozyskania wsparcia z tego funduszu będą miały reguły zawarte w terytorialnym planie sprawiedliwej transformacji oraz odpowiednim programie operacyjnymi.

- Instrument na rzecz Odbudowy i Wzmacniania Odporności (RRF)

W 2020 r. zakończyły się negocjacje dot. rozporządzenia ustanawiającego RRF. Zakres wsparcia inwestycji gazowych z tego instrumentu w praktyce będzie uzależniony przede wszystkim od treści przygotowanych przez KE wytycznych technicznych dot. zasady DNSH (*do not significant harm*) oraz od wyniku negocjacji między Polską a KE w sprawie Krajowego Planu Odbudowy. Na wsparcie mogą liczyć m.in. wymiana systemów ciepłowniczych z węglowych na gazowe, dystrybucja i transport gazu ziemnego zastępującego węgiel, wysokosprawna kogeneracja oraz ciepłownictwo sieciowe. Również projekty oparte o wodór, biometan i OZE jak i wykorzystujące technologię CCS/CCU będą mogły ubiegać się o dofinansowanie.

- InvestEU

W 2020 r. zakończyły się negocjacje dot. rozporządzenia ustanawiającego program InvestEU. W ramach części dot. „zrównoważonej infrastruktury” wspierane będą zrównoważone inwestycje w infrastrukturę energetyczną. Priorytet będą miały projekty dot. OZE, niemniej wsparcie dla infrastruktury dot. gazu ziemnego nie zostało wprost wykluczone z zakresu wsparcia. Potencjalnie może ono dotyczyć m.in. inwestycji w wysokosprawną kogenerację, infrastrukturę dot. paliw alternatywnych i infrastrukturę krytyczną. Również projekty oparte o wodór, biometan i OZE jak i wykorzystujące technologię CCS/CCU będą mogły ubiegać się o dofinansowanie.

- Instrument „Łącząc Europę” (CEF)

Rozporządzenie ustanawiające CEF zostało uzgodnione w 2019 r., ale w związku z decyzjami podjętymi na szczycie Rady Europejskiej w lipcu 2020 r. treść kompromisu jest ponownie przedmiotem rozmów w wąskim zakresie. Decyzje spodziewane są na początku 2021 r. GK PGNiG nie był bezpośrednim beneficjentem środków w ramach tego instrumentu, jednak rozwój połączeń wzajemnych finansowanych ze środków CEF pozytywnie wpływał na działalność GK PGNiG. CEF ma za zadanie wspieranie projektów infrastrukturalnych, które wchodzi w skład tzw. korytarzy dostaw pozwalających na dywersyfikację dostaw gazu ziemnego do UE. Zakres wspieranych projektów będzie zależał od kształtu rozporządzenia ws. wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej [2020/0360 (COD)].

Komunikat Europejski Zielony Ład

- Europejskie prawo o klimacie

W marcu 2020 r. KE przedstawiła projekt rozporządzenia ustanawiającego ramy na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej – Europejskie prawo o klimacie [2020/0036 (COD)]. W projekcie Komisja zaproponowała wprowadzenie celu dot. osiągnięcia przez UE neutralności klimatycznej w 2050 r. Dodatkowo KE ma zbadać

należy spodziewać się wyzwań dla GK PGNiG związanych z aktami prawnymi, których przyjęcie

możliwości wprowadzenia nowego celu na 2030 r. na poziomie 50-55% (obecny cel 40%) redukcji emisji gazów cieplarnianych w porównaniu z poziomem z 1990 r. Komunikat w tym zakresie przedstawiła w dniu 17 września 2020 r. [COM(2020) 562]. W przyjętym w październiku 2020 r. stanowisku PE poparł cel neutralności klimatycznej, oraz opowiedział się za celem na poziomie państw członkowskich. PE zaproponował dodatkowo obowiązek osiągnięcia przez państwa członkowskie ujemnych emisji netto po 2050 r. W zakresie celu redukcji emisji na 2030 r. PE proponuje, aby cel ten został zwiększony do 60%. Zarówno stanowisko Rady UE jak i PE przewiduje również cel pośredni na 2040 r. w zakresie redukcji emisji. W wypracowanym w grudniu 2020 r. podejściu ogólnym (*general approach*) Rada UE poparła cel dot. osiągnięcia przez UE neutralności klimatycznej w 2050 r. oraz opowiedziała się za zwiększeniem do co najmniej 55% celu na 2030 r. w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych. Zarówno stanowisko Rady UE jak i PE przewiduje również cel pośredni na 2040 r.

zaproponowała Komisja Europejska

- Rozporządzenie TEN-E

KE w ramach prowadzonego przeglądu Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dot. transeuropejskiej infrastruktury energetycznej (rozporządzenie TEN-E) [2020/0360 (COD)], 15 grudnia 2020 r. opublikowała projekt przeglądu rozporządzenia. Zgodnie z przedstawionym projektem infrastruktura przesyłowa, LNG i magazynowa gazu ziemnego nie będzie dalej wspierana w ramach polityki TEN-E, a projektów w zakresie gazu ziemnego nie przewidziano jako posiadających możliwość kwalifikowania do statusu projektów wspólnego zainteresowania (PCI), a zatem zgodnie z projektem KE nie będą mogły również ubiegać się o finansowanie z instrumentu CEF. Projekt obecnie przewiduje możliwość ubiegania się o status PCI projektom w zakresie wodoru oraz inteligentnych sieci gazowych.

- Strategia UE w zakresie wodoru

W dniu 8 lipca 2020 r. KE opublikowała Strategię w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu [COM (2020) 301]. Rozwój technologii wodorowych ma stanowić kluczowy obszar przeprowadzenia transformacji energetycznej. Wodór ma przyczynić się do redukcji emisji gazów cieplarnianych przez gospodarkę UE w sposób efektywny pod względem kosztów. Inwestycje w technologie wodorowe mają też sprzyjać zrównoważonemu wzrostowi i tworzeniu miejsc pracy, co jest kluczowe w sytuacji wychodzenia z kryzysu spowodowanego COVID-19. Wodór ma mieć zasadnicze znaczenie nie tylko dla sektora energetycznego, ale też dla sektorów, w których trudno jest ograniczyć emisje, takich jak przemysł, transport ciężki, morski i lotniczy. Strategia wodorowa klasyfikuje wodór na odnawialny (zielony) - produkowany w procesie elektrolizy z wykorzystaniem energii z OZE oraz niskoemisyjny (niebieski) - produkowany z wykorzystaniem paliw kopalnych z udziałem technologii wychwytywania gazów cieplarnianych (CCS). KE w strategii docelowo zamierza promować wodór odnawialny.

- Strategia UE dot. integracji systemu energetycznego

W dn. 8 lipca 2020 r. KE przyjęła strategię UE dotyczącą integracji systemu energetycznego [COM(2020)299]. Strategia jest integralnym elementem Europejskiego Zielonego Ładu i ma przyczynić się do osiągnięcia celu neutralności klimatycznej UE. W strategii KE zaproponowała m.in. dostosowanie istniejących ram regulacyjnych rynku gazu, w szczególności pod kątem włączenia nowych gazów na rynek. Strategia zakłada m.in. stworzenie kompleksowej terminologii i europejskiego systemu certyfikacji dla odnawialnych i niskoemisyjnych gazów opartego na oszczędnościach emisji gazów cieplarnianych w całym cyklu życia. Dodatkowo Komisja zaproponowała rewizję dyrektywy o opodatkowaniu produktów energetycznych i energii elektrycznej oraz rozszerzenie systemu EU ETS na nowe sektory.

- Prace przygotowawcze Komisji Europejskiej

W 2020 r. KE prowadziła prace przygotowawcze w zakresie: rewizji dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych – IED [2010/75/UE], rewizji dyrektywy ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie - EU ETS [2003/87/WE]; rewizji dyrektywy ws. promowania stosowania odnawialnych źródeł

energii [2018/2001]; rewizji dyrektywy ws. efektywności energetycznej [2012/27/UE]; rewizji dyrektywy ws. opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej – ETD [2003/96/WE]; rewizji wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią - EEAG [2014/C 200/01]; planowanego mechanizmu dostosowania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂. KE rozważa wystąpienie z inicjatywą legislacyjną w tym zakresie. Celem mechanizmu miałyby być ograniczenie ryzyka „ucieczki emisji” oraz odzwierciedlenie w większym stopniu wielkości emisji związanych z importem wyrobów spoza UE. PGNiG uczestniczyło w konsultacjach publicznych dot. wyżej wymienionych inicjatyw.

Pakiet Zrównoważone Finansowanie

W dniu 18 czerwca 2020 r. zostało przyjęte Rozporządzenie Parlamentu i Rady (UE) 2020/852 w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje („Rozporządzenie ws. taksonomii”). Celem Rozporządzenia jest ustanowienie kryteriów i ram dla stworzenia jednolitego systemu klasyfikacji w odniesieniu do działalności gospodarczej zrównoważonej pod względem środowiskowym. Ma ono służyć regulacyjnemu ukierunkowaniu inwestycji w UE na działalność zrównoważoną. Instrumentem oceny inwestycji na potrzeby kwalifikacji do systemu zrównoważonego finansowania będą kryteria i standardy techniczne zawarte w akcie delegowanym dot. działalności wnoszących istotny wkład w łagodzenie i adaptację do zmian klimatu. Kluczowe znaczenie ma utrzymanie w ramach kryteriów technicznych działalności powiązanej z gazem ziemnym jako aktywności mających charakter przejściowy.

na obecnym etapie należy ocenić wpływ regulacji na działalność GK PGNiG jako neutralny, ale ewentualna treść przyjętego aktu delegowanego może mieć negatywny wpływ na działalność GK PGNiG

W listopadzie 2020 r. KE opublikowała projekt rozporządzenia delegowanego. Konsultacje w zakresie projektu zakończyły się w dniu 18 grudnia 2020 r. Przyjęcie aktu delegowanego spodziewane jest w II kwartale 2021 r. Zaproponowany kształt rozporządzenia delegowanego w istotny sposób ograniczał możliwość finansowania inwestycji związanych z gazem ziemnym i wykorzystania gazu ziemnego jako paliwa przejściowego transformacji energetycznej. PGNiG przedstawiło stanowisko w konsultacjach publicznych.

Pakiet „Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków”

W 2020 r. nie dokonano zmian w Pakiecie „Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków”. Osiągnięcie celów zdefiniowanych w komunikacie „Europejski Zielony Ład” będzie prawdopodobnie wymagało rewizji celów określonych w pakiecie.

rewizja Pakietu może wiązać się z wyzwaniem dla GK PGNiG

Strategia UE na rzecz ograniczenia emisji metanu

W dniu 14 października 2020 r. KE opublikowała Strategię UE na rzecz ograniczenia emisji metanu [COM(2020) 663]. W dokumencie KE informuje o planowanych na 2021 r. wnioskach legislacyjnych w zakresie obowiązkowych pomiarów i weryfikacji emisji metanu w oparciu o metodologię OGMP 2.0, obowiązku wprowadzenia programów LDAR (wykrywanie i naprawa miejsc wycieku metanu) dla całej infrastruktury gazu ziemnego i każdej innej służącej do produkcji, transportu i wykorzystania gazu ziemnego. Dodatkowo wnioski legislacyjne mogą objąć również zakaz rutynowych operacji uwalniania metanu oraz spalania na flarach.

propozycje legislacyjne w zakresie ograniczenia emisji metanu mogą wiązać się z wyzwaniem dla GK PGNiG

Rozporządzenie NC CAM

W 2020 r. nie doszło do zmian treści NC CAM.

EU ETS

W 2020 r. dyrektywa ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie [2003/87/WE] nie została zmieniona.

W grudniu 2020 r. opublikowano projekt rozporządzenia wykonawczego Komisji zmieniającego wartości wskaźników dla przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w okresie 2021-2025 na mocy art. 10a (2) dyrektywy 2003/87/WE. Zaproponowane przez KE zmiany mogą skutkować zmniejszeniem przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji dla sektora ciepłowniczego.

rewizja EU ETS oraz rozporządzenie wykonawcze w zaproponowanym kształcie mogą mieć negatywny wpływ na działalność GK PGNiG

Rozporządzenie SoS

W 2020 r. nie dokonano zmian w rozporządzeniu dot. środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego (SoS).

Rozporządzenie NC TAR

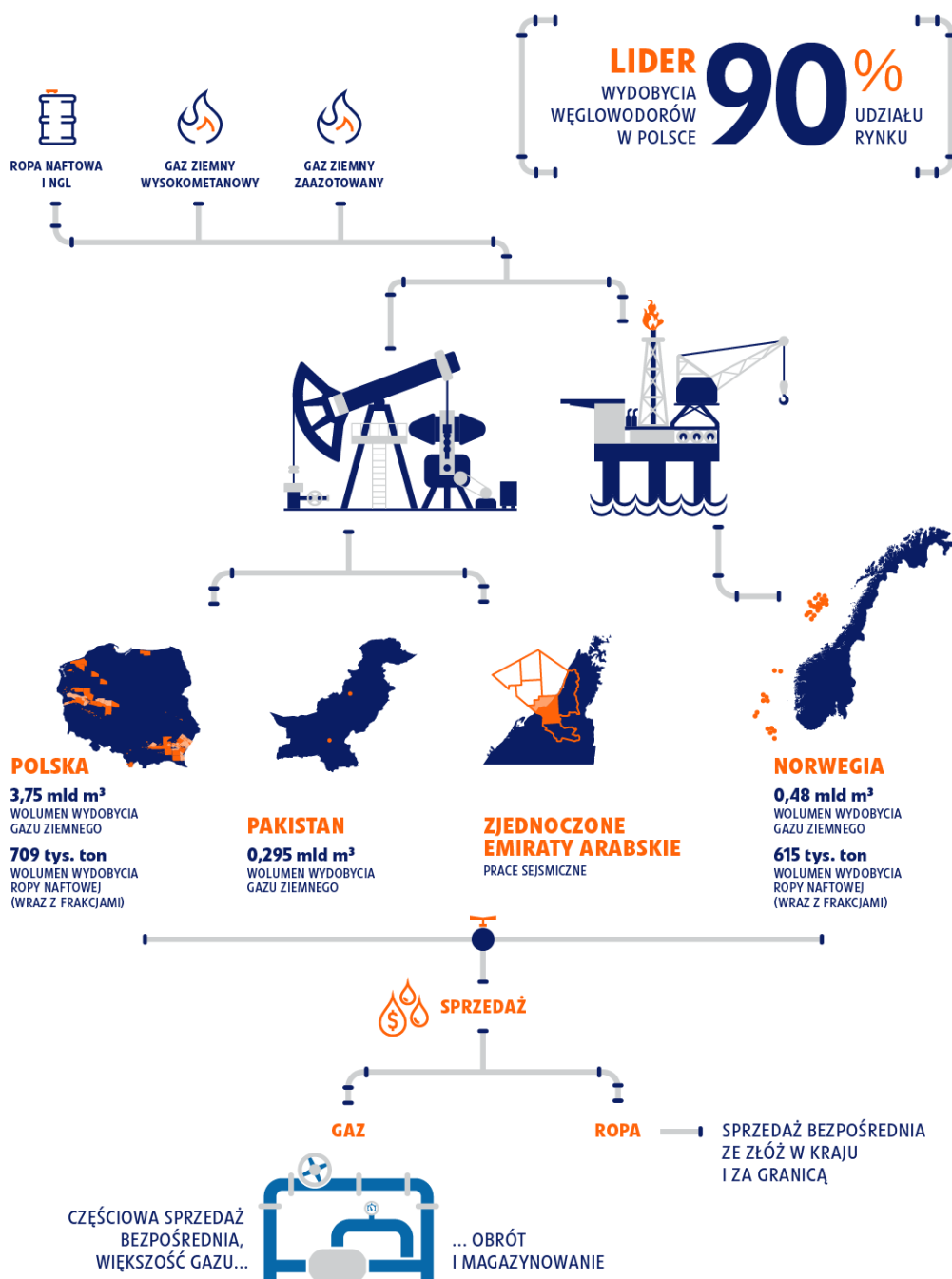
W 2020 r. nie doszło do zmian treści NC TAR.

4. Działalność operacyjna w 2020 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, Zjednoczonych Emiratach Arabskich 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 9 Wolumeny wydobycia gazu ziemnego GK PGNiG w podziale na kraje

mln m ³	2020		2019		2018		2017		2016	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Polska	3 746	3 746	3 815	3 815	3 808	3 839	3 881			
gaz wysokometanowy (E)	1 337	1 337	1 337	1 337	1 296	1 315	1 400			
gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	2 409	2 409	2 478	2 478	2 512	2 524	2 481			
Zagranica	773	295	674	193	738	697	576			
Norwegia (gaz wysokometanowy (E))	478	-	481	-	538	548	517			
Oddział PGNiG w Pakistanie (gaz zaazotowany Ls/Lw przeliczony na E)	295	295	193	193	200	149	59			
RAZEM (przeliczony na E)	4 520	4 041	4 489	4 008	4 546	4 536	4 458			

Tabela 10 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego z segmentu poza GK PGNiG w podziale na kraje

mln m ³	2020		2019		2018		2017		2016	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Polska	667	667	679	679	684	676	707			
gaz wysokometanowy (E)	25	25	25	25	26	30	53			
gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	642	642	654	654	658	646	645			
Zagranica	295	289	192	192	199	149	82			
Norwegia (gaz wysokometanowy (E))	7	-	-	-	-	-	24			
Oddział PGNiG w Pakistanie (gaz zaazotowany Ls/Lw przeliczony na E)	289	289	192	192	199	149	58			
RAZEM (przeliczony na E)	962	956	871	871	883	825	790			

Tabela 11 Wolumeny wydobycia i sprzedaży ropy naftowej* w GK PGNiG (wraz z frakcjami)

tys. ton	2020		2019		2018		2017		2016	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Wydobycie ropy naftowej*	1 324	709	1 216	776	1 345	1 257	1 318			
w Polsce	709	709	776	776	818	787	763			
w Norwegii	615	-	440	-	527	470	555			
Sprzedaż ropy naftowej*	1 332	713	1 210	771	1 411	1 271	1 347			
z wydobycia w Polsce	713	713	771	771	818	792	754			
z wydobycia w Norwegii	619	-	439	-	593	479	593			

* Razem z kondensatem i NGL.

Tabela 12 Wolumeny wydobycia pozostałych produktów

tys. ton	2020		2019		2018		2017		2016	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Gaz propan-butan	36	36	39	39	39	37	37			
LNG	20	20	20	20	21	22	26			
mln m³										
Hel	3	3	3	3	3	3	3			

Tabela 13 Wolumeny sprzedaży pozostałych produktów

tys. ton	2020		2019		2018		2017		2016	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Gaz propan-butan	36	36	39	39	39	37	37			
LNG	20	20	20	20	21	17	22			
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 bezzbiornikowym magazynowaniem gazu dla potrzeb eksploatacji. W strukturze PGNiG istnieją trzy wiodące Oddziały krajowe, które znajdują się w Sanoku, Zielonej Górze oraz Odolanowie i dwa Oddziały zagraniczne: Operatorski w Pakistanie oraz w Zjednoczonych Emiratach Arabskich.

Koncesje krajowe

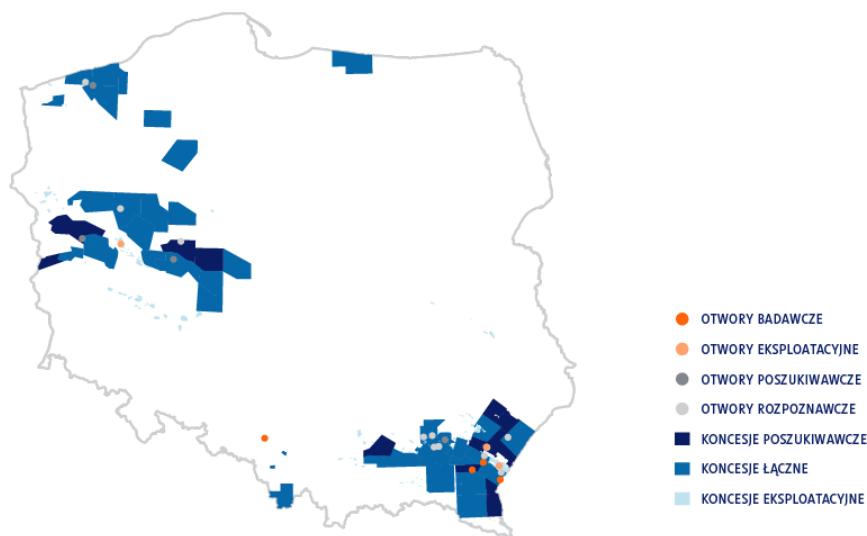
Na dzień 1 stycznia 2020 r. PGNiG posiadało 48 koncesji: 13 na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz 35 łącznych (na poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie). Na dzień 31 grudnia 2020 r. PGNiG posiadało 47 koncesji: 11 na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz 36 łącznych (na poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie). W omawianym okresie wygasła 1 koncesja na poszukiwanie i rozpoznawanie.

W 2020 r. prowadzono w Ministerstwie Klimatu i Środowiska 28 postępowań w zakresie uzyskania, zmiany lub przekształcenia koncesji (w tym 15 jest w toku). Prowadzono również 30 postępowań w sprawie projektów robót geologicznych (7 postępowań jest aktualnie w toku).

Na dzień 31 grudnia 2020 r. PGNiG posiadało 201 koncesji, w tym 189 koncesji eksploatacyjnych, 3 – na podziemne składowanie odpadów oraz 9 – na podziemne magazynowanie gazu. W 2020 r. PGNiG przyznano 4 nowe koncesje eksploatacyjne (Potok Górny, Połęcko, Czarna Wieś, Wielichowo W), 4 zostało zmienionych, 5 wygaszono, a w przypadku 7 koncesji były prowadzone postępowania.

Prace prowadzone na własnych koncesjach

Rysunek 2 Koncesje PGNiG i odwierty w 2020 r.



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

W 2020 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 25 otworów wierconych w 2020 r. głębokość końcową osiągnęło 24 otworów, w tym: 4 badawcze, 3 poszukiwawcze, 13 rozpoznawczych oraz 4 eksploatacyjne.

Na koniec 2020 r. wyniki złożowe uzyskano z 17 odwiertów (1 badawczy, 2 poszukiwawcze, 10 rozpoznawczych i 4 eksploatacyjne). Wśród 17 odwiertów o znanych wynikach złożowych znalazło się: 13 odwiertów pozytywnych (w tym 1 badawczy, 1 poszukiwawczy, 7 rozpoznawczych i 4 eksploatacyjne), 4 negatywne (w tym 1 poszukiwawczy i 3 rozpoznawcze), które nie uzyskały przemysłowego przepływu węglowodorów. Ponadto, zlikwidowano 1 odwiert badawczy (z uwagi na badawczy charakter prowadzonych prac nie podlega klasyfikacji złożowej) i 2 rozpoznawcze z likwidowane z przyczyn technicznych.

W 2020 r. wykonane były również rekonstrukcje, testy złożowe oraz likwidacje otworów odwierconych we wcześniejszych latach – dotyczyło to: 4 otworów badawczych (Jaworze Górne-1 - zlikwidowany, Kramarzówka-1K, Gilowice-1, Gilowice-3K) z których: jeden jest w trakcie próbnej eksploatacji (Kramarzówka-1K), 5 rozpoznawczych (w tym 1 odwiert zlikwidowany, w 3 zakończono próby złożowe i oczekują na dalsze prace oraz 1 w trakcie próbnej eksploatacji) oraz 3 eksploatacyjne (w tym 1 zlikwidowany, w 2 prace zostały zakończone i oczekują na przekazanie do eksploatacji).

W 2020 r. na terenie działalności Oddziału PGNiG w Sanoku włączono do eksploatacji łącznie 14 odwiertów, w tym: 12 odwiertów na złożach już eksploatowanych oraz 2 odwierty na nowym złożu Królewska Góra eksploatowanym w ramach testu długotrwałego (Królewska Góra-1K, Królewska Góra-2K).

Do nowych odwiertów włączonych do eksploatacji na złożach już eksploatowanych przez Oddział w Sanoku należą: 2 odwierty na złożu Palikówka (Palikówka-10K, Palikówka-13K), 4 odwierty na złożu Przeworsk (Przeworsk-26, Przeworsk-27K, Przeworsk-28 i Przeworsk-29) eksploatowane w ramach testu długotrwałego, 5 odwiertów na złożu Miocin (Miocin-65, Miocin-66K, Miocin-67K, Miocin-68K, Miocin-69K) eksploatowane w ramach testu długotrwałego oraz 1 odwiert na złożu Husów-Albigowa-Krasne (Kraczkowa-3) – również eksploatowany w ramach testu długotrwałego.

Na terenie działalności Oddziału w Zielonej Górze został podłączony 1 odwiert Dzieduszyce-11K na złożu Dzieduszyce.

Tabela 14 Kopalnie PGNiG

Liczba kopalni	Sanok	Zielona Góra
Kopalnie gazu ziemnego	18	10
Kopalnie ropy naftowej	5	1
Kopalnie ropy naftowej i gazu ziemnego	12	7
Razem	35	18

Prace prowadzone na koncesjach wraz z kontrahentami

W 2020 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.).

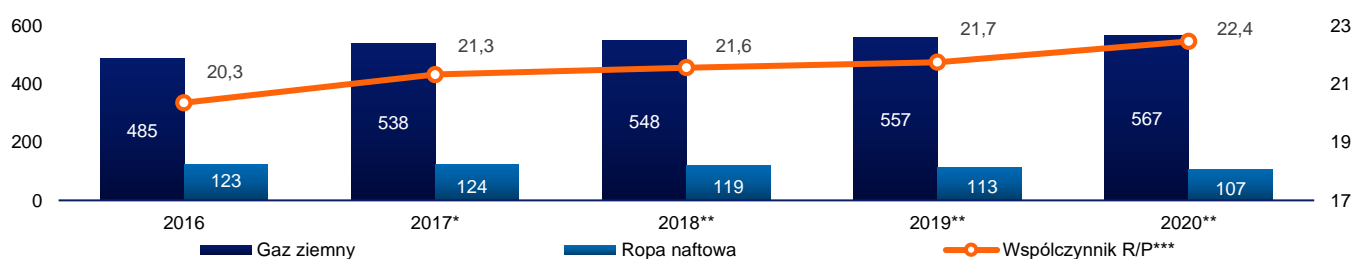
Na koncesjach PGNiG kontynuowane były prace na obszarach:

- „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%.
- „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%.
- „Bieszczady” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 1 czerwca 2007 r.; udziały wynosiły: 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 oraz we fragmentach bloków należących do Eurogas Polska Sp. z o.o. i Energia Bieszczady Sp. z o.o. W dniu 30 kwietnia 2020 r. ORLEN Upstream wypowiedział umowę o wspólnych operacjach „Bieszczady”.
- „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%.
- „Górowo Iławieckie” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 31 grudnia 2014 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, LOTOS Petrobaltic S.A. – 49%.

Zasoby wydobywalne

Stan zasobów wydobywalnych na dzień 31 grudnia 2020 r. z uwzględnieniem dokumentacji geologiczno-inwestycyjnych oraz dokumentacji rozliczających zasoby złożonych w Ministerstwie Klimatu i Środowiska bez wydanej decyzji Ministra to: 14 667 tys. ton ropy naftowej oraz 87 923 mln m³ gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Wykres 12 Zasoby wydobywalne udokumentowane przez PGNiG w Polsce w latach 2016-2020 oraz współczynnik R/P w mln boe***

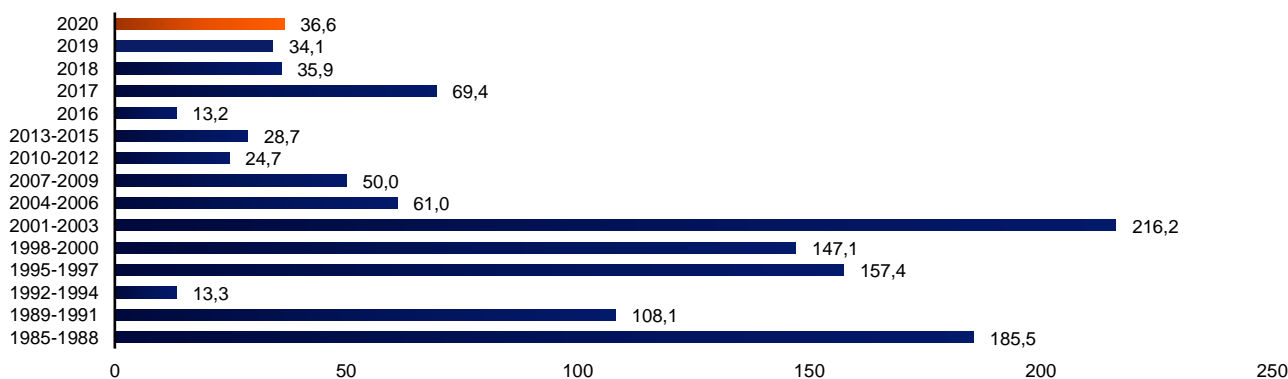


* Uwzględniono dodatkowo przyrosty zasobów z dokumentacji przyjętych przez Komisję Zasobów Kopalni, bez decyzji Ministra.

** 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 1988-2020 w mln boe



* Przyrost zasobów wydobywalnych w 2020 r. z uwzględnieniem dokumentacji rozliczających.

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. Ponadto od powyższego w wyniku oczyszczania ropy naftowej do parametrów handlowych uzyskiwane są produkty: siarka i mieszanina propan-butan.

Część gazu ziemnego wydobytego w Polsce sprzedawana jest bezpośrednio ze złóż do klientów spoza GK PGNiG, jak również w ramach Grupy.

W obszarze handlu ropą naftową wydobywaną w Polsce w 2020 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 spółki ORLEN Południe S.A. Zakład Trzebinia (Grupa PKN ORLEN S.A.) oraz Grupy LOTOS S.A. – Rafineria w Gdańsku. Transportem samochodowym surowiec dostarczany jest do ORLEN Południe S.A. Zakład Jedlicze. Dostawy ropy realizowane są również transportem rurociągowym do firmy TOTS 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 2020 r. wyniosło ok. 41,8 TWh, z czego podmioty konkurencyjne względem PGNiG wydobyły 0,7 TWh. Udział konkurencji w wydobyciu krajowym wynosi ok. 1,6%.

Kluczowe projekty i inwestycje w Polsce

W 2020 r. nakłady inwestycyjne PGNiG w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie wyniosły ok. 884 mln zł. Do najważniejszych zadań poszukiwawczych / rozpoznawczych / badawczych realizowanych w 2020 r. było m.in.:

- odwiercenie otworów badawczych Nowe Sady 1 i Kramarzędka 3;
- odwiercenie otworów rozpoznawczych Grochowce 1K i Kramarzędka 3H;
- odwiercenie otworów eksploatacyjnych Paproć-66H i Przemyśl-318K.

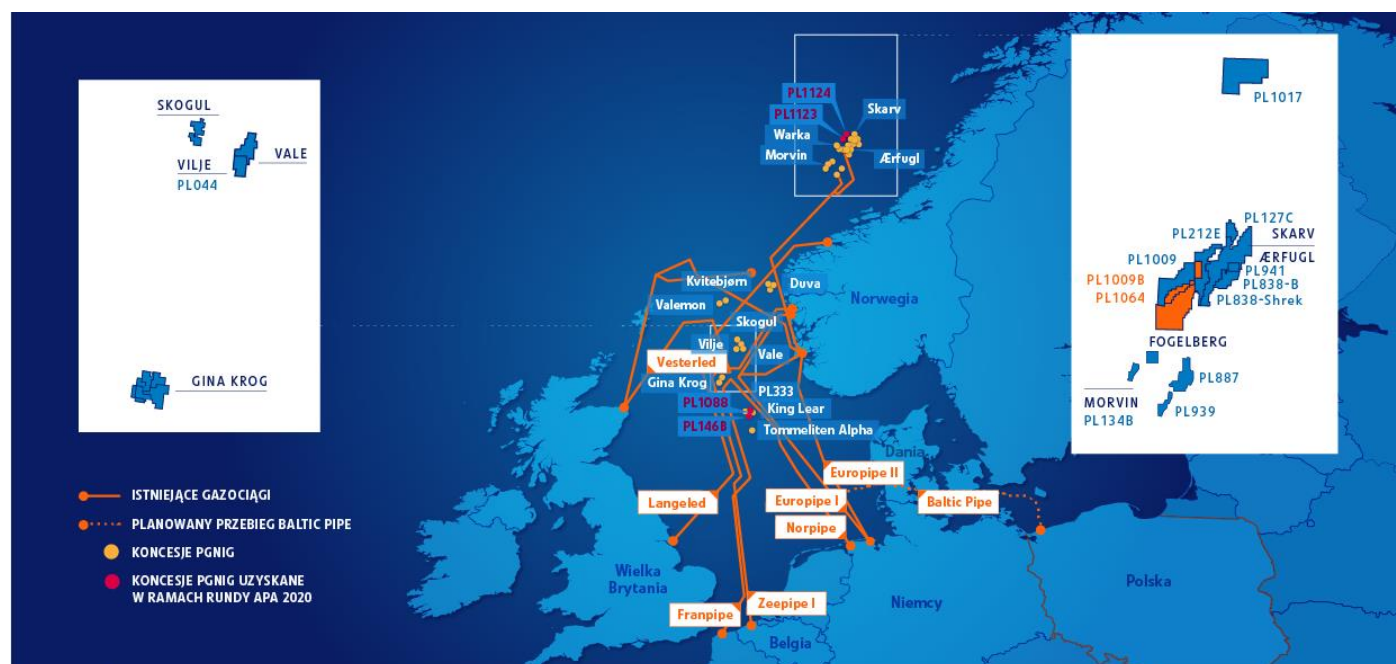
Łączne nakłady przewidziane przez PGNiG na działalność poszukiwawczą w kraju wyniosły ok. 587 mln zł. Kluczowymi zadaniami inwestycyjnymi w 2020 r. były m.in.:

- zabudowa dodatkowej sprężarki na KGZ Żołyńia;
- zabudowa doprężarek na KGZ Tarnów II;
- zagospodarowanie padu Gilowice 3;
- zagospodarowanie odwiertów Przemyśl 288K, 302K, 305K – KGZ Żurawica;
- budowa instalacji do sprężania gazu ze złoża Tarchań;
- podłączenie odwiertów Mirocin 66K, 67K, 68K, 69K - KGZ Mirocin – inwestycja będzie zakończona w 2021 r.

4.1.3 Działalność zagraniczna

Norwegia

Rysunek 3 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 i Północnym. Wspólnie z partnerami zajmuje się wydobyciem węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale, Gina Krog, Skogul, Kvitbjørn i Valemon oraz zagospodarowaniem złóż Ærfugl, Duva oraz Snadd Outer. Trwa również faza przygotowania koncepcji zagospodarowania złóż Tommeliten Alpha, Shrek, Alve Nord i King Lear. Na pozostałych koncesjach PGNiG UN realizuje projekty poszukiwawcze i 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 rozdziale 3.1.

W 2020 r. ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale, Skogul, Ærfugl (faza 1) i Gina Krog spółka wydobyla 615 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami (w przeliczeniu na tonę ekwiwalentu ropy naftowej) i 0,47 mld m³ gazu ziemnego. Wydobycie ze złóż było wyższe niż w analogicznym okresie poprzedniego roku, co jest wynikiem rozpoczęcia produkcji w ramach złóż Skogul i Ærfugl (faza 1).

W 2020 r. kontynuowano zagospodarowanie złóż – Ærfugl, Duva i Snadd Outer, w których PGNiG UN jest partnerem. W ramach tych projektów w 2020 r. dokonano instalacji urządzeń wydobywczych oraz przeprowadzono wiercenia odwiertów eksploatacyjnych. Operatorem złóż Ærfugl i Snadd Outer jest firma Aker BP, operatorem projektu Duva jest natomiast firma Neptun. Pierwsze odwierty w ramach zagospodarowania złoża Ærfugl rozpoczęły produkcję w 2020 r., podczas gdy rozpoczęcie produkcji ze złóż Snadd Outer i Duva planowane jest na 2021 r.

W styczniu 2020 r. PGNiG UN sfinalizował nabycie 10% udziałów w licencjach PL636 i PL636C, zawierających złożo Duva. Operatorem licencji PL636 oraz PL636C jest Neptun, który posiada 30% udziałów.

W lutym 2020 r. PGNiG UN podpisało umowę z firmą Aker BP na zakup 20% udziałów w licencji PL29B, odpowiadających 3,3% udziałom w złożu Gina Krog oraz 11,9175% w koncesji PL127C zawierającej odkrycie Alve Nord. W tej samej transakcji PGNiG UN sprzedał 5% udziałów w złożu Shrek (koncesja PL838), zmniejszając tym samym swój udział w złożu z 40% do 35% oraz przekazując na czas zagospodarowania firmie Aker BP operatorstwo koncesji. Operatorami złóż Gina Krog i Alve Nord są odpowiednio Equinor i Aker BP. Transakcja została sfinalizowana w kwietniu 2020 r.

We wrześniu 2020 r. podpisano z kolei umowę nabycia od spółki Shell 6,45% udziałów w koncesjach PL193, PL193B, PL193C oraz PL193D, obejmujących 6,45% udziałów w złożu Kvitbjørn oraz 3,225% udziałów w złożu Valemon. Operatorem obydwu złóż jest firma Equinor. Akwizycja w istotny sposób przyczyniła się do realizacji celu strategicznego PGNiG UN w postaci wzrostu wydobycia gazu z własnych aktywów. Transakcja została sfinalizowana na koniec grudnia 2020 r.

W wyniku opisanych transakcji, w 2020 r. PGNiG UN osiągnął także istotny wzrost udokumentowanych zasobów z 169,4 mln boe na początku roku do 214,1 mln boe na koniec 2020 r. Na przyrost zasobów, oprócz opisanych akwizycji, wpływ miało również rozpoznanie zasobów odkrytego przez PGNiG UN w 2019 r. złoża Shrek oraz przeszacowania zasobów na pozostałych złożach posiadanych przez PGNiG UN.

W styczniu 2020 r. została rozstrzygnięta kolejna runda koncesyjna APA 2019 (Awards in Predefined Areas), w wyniku której PGNiG UN otrzymał udziały w 3 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 (30%) oraz Sval Energy (10%).
- Koncesja PL1009B jest poszerzeniem koncesji PL1009, gdzie PGNiG UN wspólnie z firmą ConocoPhillips odkrył w drugiej połowie 2020 r. złożo Warka. 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 jest firma Aker BP (30%). W ramach przyznanej koncesji podjęto zobowiązanie do odwiercenia odwiertu poszukiwawczego.

Nowe koncesje charakteryzują się dużym 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 Skarv oraz w pobliżu złoża Åsgard, co umożliwi wykorzystywanie własnych doświadczeń w poszukiwaniu ropy i gazu w tym regionie.

W styczniu 2021 r. została rozstrzygnięta kolejna runda koncesyjna APA 2020 (Awards in Predefined Areas), w wyniku której PGNiG UN otrzymał udziały w 4 koncesjach poszukiwawczych:

- Koncesja PL146B (rozszerzenie obszaru na którym znajduje się złożo King Lear). Operatorem koncesji jest firma Aker BP (77,8%), pozostałe udziały należą do PUN (22,2%).
- Koncesja PL1088 znajduje się na Morzu Północnym w bezpośrednim sąsiedztwie koncesji PL146 (King Lear). Struktura udziałów jest tożsama ze strukturą własnościową projektu King Lear. Operatorem koncesji jest firma Aker BP (77,8%), pozostałe udziały należą do PGNiG UN (22,2%). Program prac obejmuje przeprowadzenie studiów geologiczno-geofizycznych z terminem podjęcia decyzji o ewentualnym wierceniu odwiertu poszukiwawczego w przeciągu 2 najbliższych lat.
- Koncesja PL1123, w której PGNiG UN otrzymało 30% udziałów, znajduje się na Morzu Norweskim niedaleko złoża Skarv. Operatorem na niej została firma ConocoPhillips (40% udziałów), a drugim obok PGNiG UN partnerem – firma Aker BP (30%). Również w tym przypadku udziałowcy mają 2 lata na podjęcie decyzji o ewentualnym wierceniu odwiertu poszukiwawczego.
- Koncesja PL1124, w której PGNiG UN otrzymało 11,9175% udziałów, znajduje się na Morzu Norweskim w bezpośrednim sąsiedztwie złoża Skarv. Operatorem na niej została firma Aker BP (23,835% udziałów), kolejnymi partnerami są Equinor (36,165%) oraz Wintershall Dea (28,0825%). Udziałowcy mają 2 lata na podjęcie decyzji o ewentualnym wierceniu odwiertu poszukiwawczego.

Wszystkie cztery koncesje są zlokalizowane w pobliżu istniejącej infrastruktury produkcyjnej i gazociągów, co ułatwia i przyspiesza proces ewentualnego ich zagospodarowania. Wszystkie cztery koncesje znajdują się również w bezpośrednim sąsiedztwie złóż, na których PGNiG UN jest już obecny (Skarv oraz King Lear). W przypadku komercyjnych odkryć potencjalne podłączenie ich do Skarv i King Lear pozwoliłoby na realizację dodatkowego efektu synergii. Efekt ten wynikałby z wygenerowania dodatkowych przychodów za wykorzystanie istniejącej infrastruktury złóż Skarv i/lub King Lear.

PGNiG UN wspólnie z partnerami kontynuował również prace na pozostałych koncesjach poszukiwawczych. W II połowie 2020 r. PGNiG UN uczestniczył w wierceniu dwóch odwiertów, które zakończyły się sukcesem. W ramach koncesji PL1009/PL1009B, w której PGNiG UN posiada 35% udziałów, spółka wykonała odwiert poszukiwawczy i odkryła złożo Warka. Wstępne szacunki wskazują na poziom zasobów złoża między 50-189 mln boe. Koncesja PL1009/PL1009B znajduje się na Morzu Norweskim i przylega bezpośrednio do obszaru licencyjnego złóż Skarv i Ærflugl, gdzie PGNiG posiada 12 proc. udziałów jako partner. W chwili obecnej planuje się odwiercenie odwiertów rozpoznawczych w ramach dokonanego odkrycia. Drugi odwiert został odwiercony na koncesji PL127C, na którym spółka ma 11,9175% udziałów, również w tym przypadku udokumentowano obecność węglowodorów.

Na dzień 31 grudnia 2020 r. PGNiG UN posiadało udziały w 32 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, w tym 2 operatorskie. Na początku 2021 r. liczba posiadanych koncesji uległa zwiększeniu do 36. Wzrost ten jest związany z rozstrzygnięciem ostatniej rundy koncesyjnej (4 koncesje).

Tabela 15 Złoża PGNiG UN na dzień 31 grudnia 2020 r.

Koncesja	Operator	Udział	Rodzaj złoża	Rodzaj	Planowane działania
PL029B (Gina Krog)	Equinor	20% (11,3% w projekcie)	Złożo ropno-gazowe	Poszukiwawcza/ Zagospodarowanie	Produkcja
PL029C (Gina Krog)		29,63% (11,3% w projekcie)			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)	Spirit	24,243%	Złożo kondensatowo-gazowe	Produkcja	Produkcja
PL249 (Vale)					Produkcja

PL127C (Alve Nord)	Aker BP	11,9175%	Złoże kondensatowo-gazowe	Poszukiwawcza/ Zagospodarowanie	Poszukiwania/ Przygotowanie koncepcji zagospodarowania
PL146 (King Lear)	AkerBP	22,2%	Złoże gazowo-kondensatowe	Poszukiwawcza/ Przygotowanie zagospodarowania	Przygotowanie koncepcji zagospodarowania
PL333					
PL134B (Morvin)	Equinor	6%	Złoże ropne	Produkcja	Produkcja, Poszukiwania
PL134C (Morvin)					
PL193 (Kvitebjorn)	Equinor	6,45%	Złoże gazowo-kondensatowe	Produkcja	Produkcja, Poszukiwania
PL193B (Kvitebjorn)					
PL193C (Kvitebjorn)					
PL193D (Valemon)	Equinor	6,45% (3,225% w projekcie)	Złoże gazowo-kondensatowe	Produkcja	Produkcja, Poszukiwania
PL212 (Skarv)		15%		Poszukiwawcza/ Zagospodarowanie/ Produkcja	Produkcja, zagospodarowanie złoże /Erfugl (uruchomienie produkcji w 2020)
PL212B (Skarv)	AkerBP	(11,9175% w projekcie)	Złoże ropno-gazowe		
PL262 (Skarv)					
PL212E (Snadd Outer)	AkerBP	15%	Złoże gazowo-kondensatowe	Zagospodarowanie	Projekt realizowany wspólnie z zagospodarowaniem /Erfugl
PL433 (Fogelberg)	Spirit	20%	Złoże gazowo-kondensatowe	Poszukiwawcza/ Rozpoznanie	Analiza alternatywnych koncepcji zagospodarowania
PL460 (Skogul)	Aker BP	35%	Złoże ropne	Poszukiwawcza/ Zagospodarowanie	Produkcja uruchomiona w 2020 r.
PL636 (Duva)					
PL636C	Neptune	30%	Złoże gazowo-kondensatowe	Zagospodarowanie	Zagospodarowanie (planowane uruchomienie produkcji w 2021 r.)
PL636B	Neptune	20%		Poszukiwawcza	Decyzja o wierceniu odwiertu ma zostać podjęta w 2021 r.
PL838 (Shrek)	Aker BP	35%	Złoże ropne	Poszukiwawcza	Odkrycie złoże w wyniku odwiertu w 2019 r., analizy dotyczące zagospodarowania
Op.PL838B	PGNiG	40%		Poszukiwawcza	Decyzja o wierceniu odwiertu ma zostać podjęta w 2021 r.
PL939 (Egyptian Vulture)	Equinor	30%		Poszukiwawcza	Wiercenie planowane na rok 2021 r.
PL941 (Gronlifilet)	AkerBP	20%		Poszukiwawcza	Decyzja DoD* Marzec 2021 r.
PL1009 (Warka)					
PL1009B (Warka)	ConocoPhillips	35%		Poszukiwawcza	Planowany odwiert rozpoznawczy
PL1017 (Copernicus)	PGNiG	50%	-	Poszukiwawcza	Decyzja DoD* Marzec 2021 r.
PL1064 (Peder)	ConocoPhillips	30%		Poszukiwawcza	Odwiert planowany do odwiercenia w 2022 r.

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

Złoże 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. Pływająca platforma Skarv FPSO ma założony długi okres użytkowania – platforma stanowi atrakcyjne centrum wydobywczo transportowe dla kolejnych odkryć w regionie.

Zasoby na koniec 2020 r.: ok. 16,5 mln boe, w tym 10,6 mln boe gazu ziemnego i 5,9 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 szczypanie 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 dalej transportowana 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. Po transakcji z 2020 r. udział PGNiG UN w projekcie został zwiększony z 8% do 11,3%.

Zasoby na koniec 2020 r.: ok. 15,1 mln boe, w tym 8,7 mln boe gazu ziemnego i 6,4 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 na koniec 2020 r.: ok. 3,3 mln boe ropy naftowej

Złoże Vale jest złożem gazowo-kondensatowym zlokalizowanym na obszarze Morza Północnego i zostało odkryte w 1991 r. Mimo przestojów, jakie miały miejsce w 2018 - 2020 r., w najbliższych latach zakłada się zwiększony poziom produkcji ze złoża Vale w związku z ostatnimi inwestycjami wykonanymi w ramach platformy Heimdal.

Zasoby na koniec 2020 r.: ok. 0,9 mln boe, w tym 0,6 mln boe gazu ziemnego i 0,3 mln boe ropy naftowej

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

Zasoby na koniec 2020 r.: ok. 1,7 mln boe, w tym 0,7 mln boe gazu ziemnego i 1,1 mln ropy naftowej

Złoże Skogul to złożo ropne zlokalizowane na obszarze Morza Północnego w pobliżu złoża Vilje. Plan zagospodarowania objął wykonanie 1 odwiertu podłączonego do instalacji podmorskiej na złożu Vilje, a następnie wykorzystanie istniejącej infrastruktury, w tym platformy Alvheim FPSO. Rozpoczęcie produkcji nastąpiło w pierwszym kwartale 2020 r.

Zasoby na koniec 2020 r.: ok. 2,1 mln boe, w tym 0,2 mln boe gazu ziemnego i 1,9 mln boe ropy naftowej

Złoże Kvitebjorn zostało odkryte w 1994 r., decyzja o jego zagospodarowaniu została podjęta w 2000 r. Produkcja ze złoża rozpoczęła się z kolei w 2004 r. Zagospodarowanie nastąpiło poprzez wybudowanie dedykowanej platformy z zainstalowaną na stałe instalacją wiertniczą. Pozwala to na wiercenie kolejnych odwiertów w ramach projektu. Nabycie przez PGNiG UN udziałów w złożu w wysokości 6,45% zostało sfinalizowane na koniec grudnia 2020 r.

Zasoby na koniec 2020 r.: ok. 11,6 mln boe, w tym 9,4 mln boe gazu ziemnego i 2,1 mln boe ropy naftowej + NGL

Złoże Valemon zostało odkryte w 1985 r., przy czym decyzja inwestycyjna została zatwierdzona w 2011 r. Start produkcji nastąpił w 2015 r. Zagospodarowanie polegało na postawieniu bezobsługowej platformy z uproszczonym systemem separacji. Wstępnie odseparowana ropa naftowa jest transportowana do platformy Kvitebjorn, podczas gdy gaz dostarczany jest do platformy Heimdal. W chwili obecnej, z uwagi na planowaną likwidację platformy Heimdal, rozpoczęto projekt skierowania gazu do dalszej obróbki na platformę Kvitebjorn.

Zasoby na koniec 2020 r.: ok. 1,1 mln boe, w tym 1,0 mln boe gazu ziemnego i 0,1 mln boe ropy naftowej + NGL

Złoża w fazie zagospodarowania lub wyboru koncepcji 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 2020 r.: ok. 58,4 mln boe, w tym 40,7 mln boe gazu ziemnego i 17,8 mln boe ropy naftowej + NGL

Złoża Ærflugl oraz Snadd Outer są złożami gazowo-kondensatowymi odkrytymi w ramach obszaru licencyjnego Skarv. Złoża znajdują się w fazie wiercenia 6 dodatkowych odwiertów, z których 3 rozpoczęły już produkcję. 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 drugiej zagospodarowania w czwartym kwartale 2021 r.

Zasoby Ærflugl na koniec 2020 r.: ok. 25,3 mln boe, w tym 18,2 mln boe gazu ziemnego i 7,1 mln boe ropy naftowej + NGL

Zasoby Sandd Outer na koniec 2020 r.: ok. 4 mln boe, w tym 3 mln boe gazu ziemnego i 1 mln boe ropy naftowej + NGL

Złoże Duva to złożo gazowo-ropne położone 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 szczypanych zasobów złoża będzie kierowany za pomocą podmorskich rurociągów na platformę GjØa w celu przetworzenia wydobytych węglowodorów i ich eksportu.

Na koniec 2020 r. trwały prace inwestycyjne przy zagospodarowaniu złoża. Uruchomienie eksploatacji przewidziane jest na 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.

Zasoby na koniec 2020 r.: ok. 27,3 mln boe, w tym 15,4 mln boe gazu ziemnego i 11,9 mln boe ropy naftowej + NGL

Złoże King Lear jest złożem gazowo-kondensatowym zlokalizowanym na Morzu Północnym. W 2020 r. trwały prace dotyczące opracowania koncepcji zagospodarowania złoża. Proces inwestycyjny planowany jest w latach 2021-25, 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 2020 r.: ok. 35,4 mln boe, w tym 14,8 mln boe gazu ziemnego i 20,6 mln boe ropy naftowej + NGL

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. Na czas zagospodarowania operatorstwo zostało przekazane firmie Aker BP.

Zasoby na koniec 2020 r.: ok. 6,0 mln boe, w tym 2,2 mln boe gazu ziemnego i 3,8 mln boe ropy naftowej + NGL

Złoże Alve Nord zostało odkryte w 2011 r. W chwili obecnej, firma Aker BP będąca operatorem projektu, przygotowuje koncepcję zagospodarowania złoża. Spodziewane rozpoczęcie produkcji ma nastąpić w 2025 r.

Zasoby na koniec 2020 r.: ok. 5,3 mln boe, w tym 3,5 mln boe gazu ziemnego i 1,8 mln boe ropy naftowej + NGL

Złóża w fazie poszukiwania / rozpoznania

Złoże Fogelberg jest złożem gazowym-kondensatowym na obszarze Morza Norweskiego, zlokalizowanym na północny wschód od złoża Morvin. W trakcie 2020 r. nadal trwały analizy danych pozyskanych z odwiertu wykonanego w 2018 r., które koncentrowały się głównie na produktywności złoża oraz określeniu zasobów wydobywalnych.

Złoże Warka jest złożem ropnym zlokalizowanym w bezpośrednim sąsiedztwie platformy Skarv FPSO. Złoże zostało udokumentowane za sprawą odwiertu poszukiwawczego wykonanego w 2020 r. przez ConocoPhillips. Według wstępnych wyliczeń zasoby wydobywalne węglowodorów w złożu Warka na koncesjach PL1009/1009B mieszczą się w przedziale między ok. 50 a 189 mln boe, co potwierdził Norweski Dyrektoriat Naftowy (NPD). W chwili obecnej planuje się odwiercenie odwiertu rozpoznawczego, którego celem byłoby potwierdzenie komercyjnego charakteru odkrycia.

Sprzedaż węglowodorów

Ropa naftowa sprzedawana jest bezpośrednio ze złóż spółkom Shell International Trading and Shipping Company Ltd. (ze złóż Skarv Unit, Vilje, Vale, Skogul, Kvitebjorn, Valemon 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).

Zmiany w otoczeniu regulacyjnym

W czerwcu 2020 r. norweski parlament zatwierdził zmiany do prawa podatkowego, które mają na celu wsparcie branży naftowej i wprowadzenie zachęt do inwestowania na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Zmiany w prawie podatkowym obowiązują od 1 stycznia 2020 r. i obejmują:

- natychmiastową amortyzację poniesionych nakładów inwestycyjnych w ramach Special Petroleum Tax 56% w roku dokonania nakładów;
- natychmiastowe naliczenie dodatkowej ulgi inwestycyjnej w wysokości 24% w roku dokonania nakładów (poprzednio ulga miała wysokość 20,8% i była rozłożona na 4 lata);
- natychmiastową amortyzacja i ulga inwestycyjna obowiązuje dla wszystkich nakładów w latach 2020-21 oraz dla całości nakładów dotyczących nowych projektów, które zostały zatwierdzone do realizacji (do końca 2022 r.);
- gotówkowy zwrot straty podatkowej poniesionej w latach 2020-21 na rachunek firm naftowych. Zwrot jest dokonywany od sierpnia 2020 r.

Powyższe zmiany w sposób istotny wpływają na opłacalność realizowanych projektów inwestycyjnych oraz w sposób znaczący przyspieszają zwrot z zainwestowanych środków. Wprowadzone regulacje mają pozytywny wpływ na stopę zwrotu z realizowanych projektów oraz płynność spółki PGNiG UN. Wdrożone zmiany zachęcają także do realizacji nowych projektów inwestycyjnych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Zgodnie z ostatnimi zmianami w przepisach korzystne zasady dotyczące amortyzacji zostały dodatkowo wprowadzone dla wszystkich nowych projektów zapoczątkowanych w latach 2020-22. W odniesieniu do tych projektów – nowe zasady będą obowiązywać aż do uruchomienia produkcji z tych projektów. Zmiany są korzystne dla PGNiG UN, które planuje także realizację nowych inwestycji, mogących zasilić projekt Baltic Pipe.

Pakistan

PGNiG poprzez swój Oddział Operatorski prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar. Poszukiwania prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd. (PPL), zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG (operator) – 70%, PPL – 30%. Ponadto, PGNiG objęło 25% udziałów w koncesji poszukiwawczej Musakhel. Pozostałymi udziałowcami są PPL jako operator z 37.2% udziałów oraz Oil and Gas Development Company Limited (OGDCL) i Government Holding Private Limited (GHPL) z udziałami odpowiednio 35,3% i 2,5%.

Zasoby na koniec 2020 r. (gazu ziemnego zaazotowanego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy, przypadający dla PGNiG): ok. 6,64 mld m³ (42,8 mln boe) w tym na złożu Rehman 4,88 mld m³ (31,4 mln boe) i Rizq 1,76 mld m³ (11,4 mln boe).

Eksploatacja ze złóż Rehman i Rizq prowadzona jest za pomocą kopalni na złożu Rehman. Udział PGNiG w produkcji ze złóż Rehman i Rizq, prowadzonej 10 odwiertami w 2020 r., wyniósł ok. 295 mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy. Pozytywny wynik złożowy uzyskał otwór eksploatacyjny Rizq-3 (prace rozpoczęte we lipcu 2019 r.), a otwór Rehman-7 znajduje się w fazie testów złożowych. Łącznie odwiercono ponad 2,96 kmb w otworze Rehman – 7.

W ramach kontynuacji prac poszukiwawczych w 2020 r. Oddział w Pakistanie zakończył processing i reprocessing 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.

Pod koniec 2019 r. rozpoczęto akwizycję danych sejsmicznych, która trwała do maja 2020 r. Od tego czasu PGNiG prowadzi prace przetwarzania i interpretacji danych pod kątem wyłonienia lokalizacji pod wiercenie pierwszego odwiertu poszukiwawczego. Równoległe trwają prace mające na celu pozyskanie praw do kolejnych bloków w emiracie Ras Al Khaimah.

Ukraina

W 2020 r. kontynuowano prace nad pozyskaniem koncesji poszukiwawczej położonej w zachodniej Ukrainie w pobliżu granicy polsko-ukraińskiej. W październiku 2020 r. podpisano umowę niewiążącą z firmą ERU (Energy Resources of Ukraine) ustalającą warunki nabycia udziałów w spółce posiadającej prawa do tej koncesji. W dniu 31 grudnia 2020 r. PGNiG oraz ERU Management Services LLC złożyły wniosek do Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w sprawie utworzenia wspólnego przedsiębiorstwa.

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 trakcie 2020 r. zmieniła się i w październiku 2020 r. podpisano porozumienie pokojowe pomiędzy stronami konfliktu. Spółka na bieżąco monitoruje rozwój sytuacji politycznej w Libii, zwłaszcza warunki bezpieczeństwa prowadzenia działalności operacyjnej w tym kraju.

Kluczowe projekty i inwestycje zagraniczne

Łączne nakłady przeznaczone przez PGNiG na działalność wydobywczą za granicą wyniosły ok. 133 mln zł, w tym nakłady inwestycyjne poniesione w Pakistanie w 2020 r. wyniosły 75 mln zł, a w Zjednoczonych Emiratach Arabskich nakłady wyniosły ok. 58 mln zł.

2020 r. był rekordowy dla PGNiG UN pod względem wysokości nakładów inwestycyjnych, które wyniosły ok. 3,57 mld NOK (1,57 mld zł). W 2020 r. nakłady inwestycyjne poniesione w Norwegii (bez uwzględnienia kwoty z tytułu akwizycji) wyniosły ok. 1,86 mld NOK (0,82 mld zł). W 2020 r. spółka podejmowała działania mające na celu utrzymanie wydobycia z obecnych złóż przy zachowaniu dobrych wyników operacyjnych, poprzez inwestycje w:

- akwizycję dodatkowych udziałów w licencjach PL636 i PL636B, zawierających złoża Duva;
- zakup udziałów w koncesji PL29B oraz w koncesji PL127C zawierającej odkrycie Alve Nord, a także zwiększenie udziałów w Gina Krog;
- akwizycje w koncesjach PL193, PL193B, PL193C oraz PL193D, obejmujących udziały w złożu Kvitebjorn oraz udziały w złożu Valemon;

4.1.4 Działalność wspierająca segment w Polsce i za granicą

Usługi geofizyczne oraz prace sejsmiczne

Spółka Geofizyka Toruń świadczy usługi geofizyczne oraz geologiczno-wiertnicze na wielu rynkach zagranicznych. W 2020 r. Spółka realizowała zadania:

- w zakresie akwizycji danych sejsmicznych w: Polsce, Bułgarii, Chorwacji, Mozambiku, Niemczech i Zjednoczonych Emiratach Arabskich;
- w zakresie przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych w: Polsce, Holandii, Kolumbii, Meksyku, Pakistanie i Zjednoczonych Emiratach Arabskich;
- w zakresie geofizyki wiertniczej i pomiarów parametrów wiertniczo-gazowych rynkami zbytu usług były: Polska, Bułgaria, Niemcy i Norwegia.

Geofizyka Toruń, w związku ze swoją podstawową działalnością, prowadzi również prace w zakresie B+R+I poprzez różne przedsięwzięcia innowacyjne m.in. metodę akwizycji, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych dla wielkowolumenowych zdjęć sejsmicznych z wykorzystaniem systemów nodalnych.

W 2020 r., na rynku krajowym wykonywano głównie badania dla Oddziału Geologii i Eksploatacji PGNiG oraz ORLEN Upstream Sp. z o.o. W 2020 r. spółka wykonała w Polsce na zlecenie Oddziału Geologii i Eksploatacji PGNiG 22 km sejsmiki 2D oraz 872km² sejsmiki 3D. Łącznie spółka wykonała 555 km sejsmiki 2D oraz 2157 km² sejsmiki 3D w 2020 r.

Prace wiertnicze oraz usługi serwisowe

W 2020 r. Oddział Geologii i Eksploatacji PGNiG prowadził wiercenia w 25 otworach o łącznym metrażu 55,6 kmb.

Należąca do GK PGNiG spółka EXALO świadczy usługi z zakresu prac serwisowych oraz wykonywania odwiertów zarówno dla GK PGNiG, jak i na rzecz podmiotów zewnętrznych. Spółka jest jednym z wiodących europejskich przedsiębiorstw z sektora wierceń łądowych. Do najważniejszych kontraktów realizowanych w 2020 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 (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 16 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

4.1.5 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość

Polska

Prognozowane wydobycie w Polsce w 2021 r. to 3,8 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), natomiast ropy naftowej wraz z kondensatem: 0,667 mln ton.

W 2021 r. na terenie działalności Oddziału w Sanoku planowane są prace związane m. in. z:

- zagospodarowaniem i podłączeniem odwiertów Brzyska Wola 2 i Dąbrowica Duża 3,6 – KGZ Żołyńia;
- zagospodarowaniem odwiertów: Sędziszów (38K, 39K) OZG Sędziszów – KGZ Czarna Sędziszowska, Kramarzędka 1(K, 2H, 3H) – KGZ Tuligłowy, Korzeniówek 1 – KGZ Pilzno, Przemysł (287K, 289K, 290 – KGZ Przemysł Zachód, Przemysł (303K, 304K) – KGZ Przemysł Wschód, Rogoźnica (3K,4K,5K) – KGZ Zalesie, Nowe Sioło -1 i Mielniki-1 – KGZ Lubaczów, Przemysł (299K, 308K) – KGZ Hurko, Przemysł (291K, 292K, 316K, 317K, 318K) – Przemysł Zachód;
- podłączeniem odwiertów: Jastrzębiec 2,3 – KGZ Tarnogród, Wielgoszówka 1K – KGZ Szczepanów, Draganowa 4K, OZG Draganowa – KRNiGZ Bóbrka – Równe;
- zabudową dodatkowej sprężarki gazu na OZG Palikówka – KGZ Krasne.

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

- rozbudową KRNiGZ Lubiatów w celu zwiększenia możliwości produkcyjnych ze złoża Międzychód;
- rozbudową KRNiGZ Dębno – zagospodarowanie złoża Różańsko;
- zagospodarowaniem złóż: Kamień Mały, Babimost, Zbąszyń, Rokietnica (wraz z budową rurociągu przesyłowego gazu ziemnego relacji Grodzisk Wilk. – Kościan), Gryżyna, Czeszów;
- zagospodarowaniem odwiertów: Wielichowo-8, Koźminiec-1, Grotów (4K, 10 i 12K), Sieraków-2H, Chwałęcín-1K, Borowo-5, Granówko-1, Szczepowice-1, Turkowo-2, Brońsko-30, Paproć-66H;
- budowa źródła kogeneracyjnego na potrzeby KRNiGZ Dębno;
- modernizacja KRNiGZ Zielin;
- budowa tłoczni gazu ziemnego na OC KGZ Kościan-Brońsko.

Na terenie swojej działalności Oddziały Wydobywcze 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 sprężarek gazu czy modernizacji układu rurociągów i gazociągów przesyłowych.

Norwegia

Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG UN kontynuować będzie, jako partner, wydobycie węglowodorów ze złóż Skarv, Ærfugl, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog, Skogul, Kvitebjorn i Valemon oraz zagospodarowanie złóż Ærfugl Nord i Duva. Trwa również faza przygotowania koncepcji zagospodarowania złóż Tommeliten Alpha, Shrek, Alve Nord i King Lear. Spółka będzie także prowadzić działania zmierzające do zapewnienia stabilnych, przewidywalnych i długoterminowych dostaw gazu do Polski. Obejmują one zarówno wsparcie przy budowie infrastruktury umożliwiającej fizyczne sprowadzenie norweskiego gazu do Polski, jak i potencjalne akwizycje aktywów produkcyjnych i/lub przedprodukcyjnych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

W 2021 r. planowany jest wzrost produkcji/eksportu gazu poprzez rozpoczęcie produkcji na złożach Ærfugl (faza 2) oraz Duva, a także rozwój działalności poszukiwawczej na licencjach PL939 (odwiercenie odwiertów poszukiwawczych) oraz PL1009 i PL1064 (przygotowanie do wiercenia zaplanowanego na 2022 r.).

Pakistan

Na 2021 r. w ramach prac rozpoznawczo – eksploatacyjnych zaplanowano ukończenie testów złożowych i podłączenie do produkcji otworu eksploatacyjnego Rehman-7 oraz wykonanie otworu eksploatacyjnego Rehman-8 i rozpoczęcie wiercenia otworu Rizq-4. Równoległe do prac wiertniczych, Oddział PGNiG w Pakistanie będzie prowadzić prace związane z rozbudową mocy instalacji wydobywczych. W ramach kontynuacji prac poszukiwawczych, Oddział w Pakistanie planuje ukończenie interpretacji zdjęć sejsmicznych 3D na obszarze potencjalnego złoża W1 oraz zdjęcia sejsmicznego 2D na obszarze potencjalnego złoża W2. Na bazie wyników tej interpretacji zostaną przeprowadzone prace przygotowawcze pod przyszłe otwory poszukiwawcze.

W 2021 r. na koncesji Musakhel przewidziane jest rozpoczęcie prac sejsmicznych, które pozwolą podjąć decyzję o wejściu w kolejną fazę poszukiwawczą.

Ukraina

W 2021 r. planowane jest nabycie udziałów w spółce ERU (Energy Resources of Ukraine) i rozpoczęcie działalności operacyjnej. Dodatkowo w 2021 r. planuje się rozpoczęcie współpracy z firmą Ukrgazwydobycie na obszarze Zachodniej Ukrainy.

Usługi geofizyczne oraz prace sejsmiczne

Biorąc pod uwagę potencjalne zmniejszenie liczby zleceń w zakresie poszukiwania węglowodorów w Polsce oraz Europie, związane z procesem zielonej transformacji, Geofizyka Toruń będzie kontynuować dywersyfikację rynkową, związaną z poszukiwaniem i intensyfikacją produkcji węglowodorów na świecie. Spółka będzie również oferować zarówno nowe technologie, jak i własne innowacyjne rozwiązania na potrzeby akwizycji, przetwarzania i interpretacji danych geofizycznych. Spółka zamierza maksymalizować wykorzystanie swoich kompetencji i posiadanych rozwiązań technologicznych dla dekarbonizacji sektora energetycznego oraz rozszerzać portfel usług ukierunkowany na takie obszary jak: geotermia, wychwytywanie, składowanie i utylizacja dwutlenku węgla oraz energia wiatrowa. Ponadto będzie umacniać pozycję w obszarze badań geologiczno-wiertniczych i geotechnicznych na lądzie i morzu.

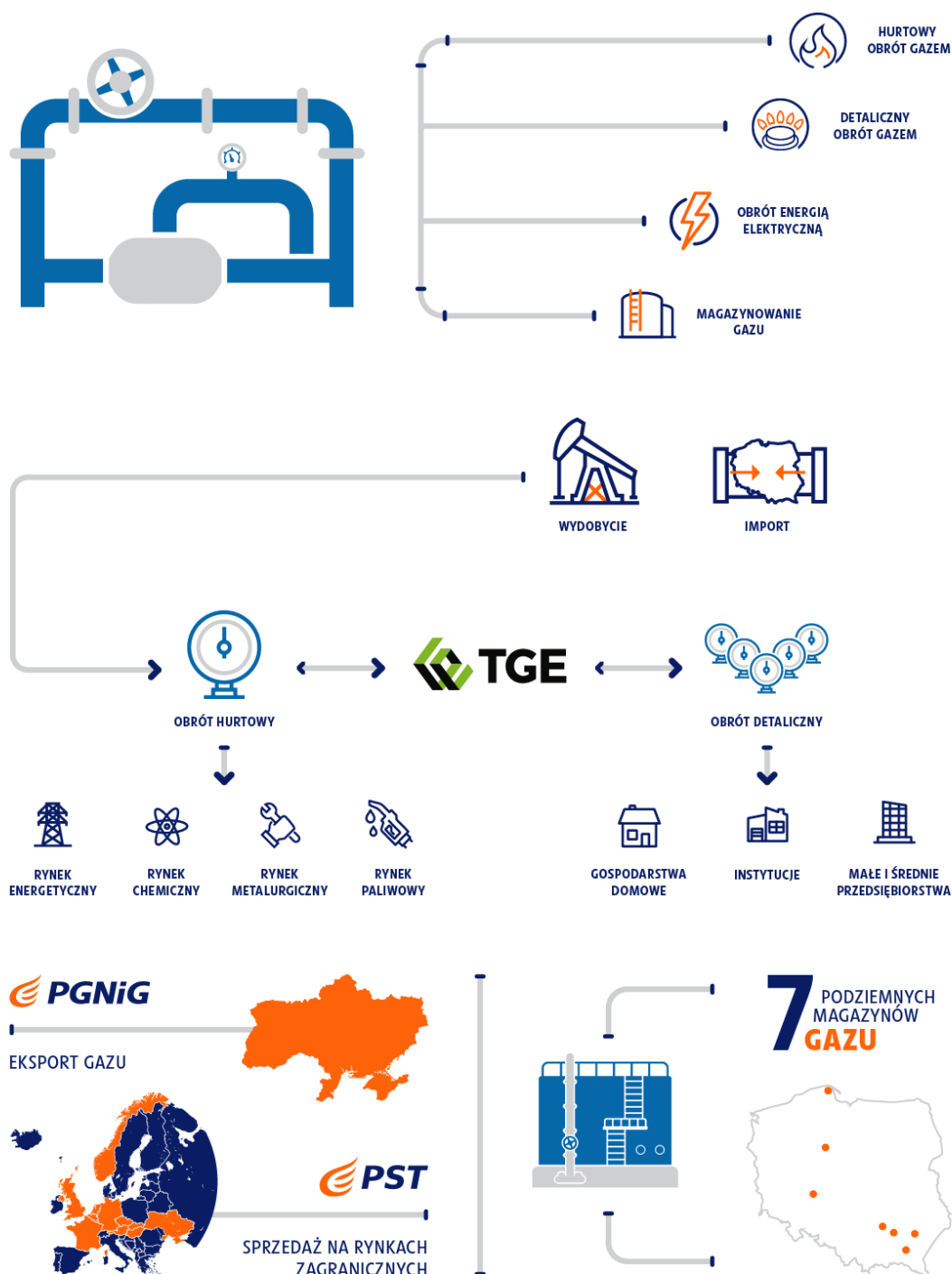
Prace wiertnicze oraz usługi serwisowe

EXALO upatruje możliwości dalszego rozwoju w sferze wierceń geotermalnych oraz wierceń pod podziemne magazyny gazu. Planowane jest umocnienie pozycji podmiotu na rynku geotermalnym, kontynuacja budowania rozpoznawalności marki jako wykonawcy tego typu robót, pozyskanie poprzez zwiększenie konkurencyjności kontraktów na realizację kolejnych otworów. Ponadto, chcąc wyjść naprzeciw oczekiwaniom klientów, EXALO zaczęła przystępować do przetargów na wiercenia „pod klucz” (kompleksowe wykonanie otworu, zaczynając od przygotowania dróg dojazdowych, placu pod wiertnię, zapewnienie niezbędnych serwisów oraz uzbrojenie otworu, w dłuższej perspektywie) na rynkach w rejonach, gdzie występuje zaplecze sprzętowe i operacyjne.

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 spółkę PST Grupa PGNiG rozwija swoją działalność zagraniczną. 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). W celu prowadzenia działalności handlowej na globalnym rynku LNG, PST utworzyła oddział w Londynie. 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 17 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego poza GK PGNiG w segmencie OiM

mln m ³	2020		2019		2018	2017	2016
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	29 930	17 769	29 031	16 464	27 440	22 818	21 596
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	745	261	751	262	721	671	611
Razem (przeliczony na E)	30 675	18 030	29 782	16 726	28 161	23 489	22 207
w tym:							
PGNiG – Sprzedaż hurtowa	18 030	18 030	16 726	16 726	16 364	13 734	12 415
PGNiG OD – Sprzedaż detaliczna	8 198	-	7 815	-	7 868	7 245	7 753
PST – Sprzedaż hurtowa/detaliczna	4 447	-	5 242	-	3 929	2 510	2 039

Tabela 18 Struktura odbiorców gazu ziemnego w Polsce poza GK PGNiG w segmencie OiM

mln m ³	2020		2019	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Odbiorcy domowi	4 354	0	4 152	0
Handel, usługi, hurt	1 556	372	1 597	342
Zakłady azotowe	2 526	2 519	2 272	2 264
Elektrownie i ciepłownie	1 542	1 161	1 927	1 749
Rafinerie i petrochemia	2 412	2 400	2 020	2 013
Pozostali odbiorcy przemysłowi	3 583	692	3 182	903
Gielda	9 742	9 647	9 061	8 910
Razem sprzedaż w segmencie OiM poza GK PGNiG	25 715	16 791	24 211	16 181

Tabela 19 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego poza Polską poza GK PGNiG

mln m ³	2020	2019	2018	2017	2016
	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
PST	3 720	5 028	3 929	2 186	2 384
Eksport z Polski i sprzedaż na Ukrainie	1 239	544	451	728	370
Razem (przeliczony na E), w tym:	4 959	5 572	4 380	2 914	2 754

Tabela 20 Struktura odbiorców gazu ziemnego poza Polską poza GK PGNiG

mln m ³	2020		2019	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Odbiorcy domowi	18	-	32	-
Handel, usługi, hurt	1 586	-	2 677	-
Pozostali odbiorcy przemysłowi	14	-	16	-
Gielda	2 105	-	2 303	-
Eksport z Polski i sprzedaż na Ukrainie	1 239	1 239	544	544
Razem sprzedaż w segmencie OiM poza GK PGNiG	4 959	1 239	5 572	544

Tabela 21 Struktura odbiorców energii elektrycznej PGNiG w segmencie OiM

	2020		2019	
	GWh	Udział %	GWh	Udział %
Odbiorcy końcowi	0	0%	-	-
Przedsiębiorstwa obrotu	151	1%	492	6%
Rynek bilansujący	50	1%	353	5%
Gielda	8 875	90%	6 713	85%
Wytwórcy	832	8%	325	4%
Razem sprzedaż PGNiG	9 908	100%	7 883,0	100%

Tabela 22 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)	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
	GIM Kawerna	825	825	810	813	8 883
IM Wierchowice	1 300	1 200	1 300	1 200	14 264	13 166
GIM Sanok	1 050	1 050	1 050	1 050	11 521	11 521
Razem	3 175	3 075	3 160	3 063	34 668	33 602

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

4.2.2 Obszar działalności hurtowej

4.2.2.1 Działalność w Polsce

Działalność PGNiG obejmuje m.in. sprzedaż hurtową gazu ziemnego wydobywanego ze złóż krajowych oraz importowanego gazociągami i drogą morską. 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 zagranicą, wytwarzanie energii elektrycznej, obrót energią elektryczną, skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego.

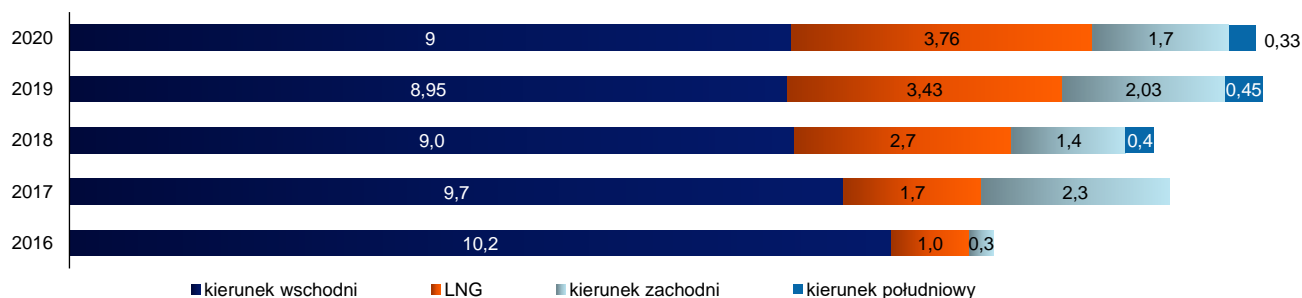
Import gazu

W 2020 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. (obowiązującej od początku 2018 r. do 2034 r.);
- umowy sprzedaży / zakupu skroplonego gazu ziemnego z dnia 8 listopada 2018 r. z 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, którego wykonanie rozpoczęło się w 2018 r., na dostawę 9 ładunków gazu skroplonego z Centrica LNG Company Limited).

Wykres 14 Dostawy gazu ziemnego do Polski z zagranicy w latach 2016-2020 w mld m³



W 2020 r. zakupy gazu z importu wyniosły 162,2 TWh (14,8 mld m³). Nieznacznie zwiększyły się zakupy gazu z kierunku wschodniego – zakupiono o 0,5 TWh (ok. 0,05 mld m³) gazu więcej z tego kierunku względem 2019 r. Istotnie wzrosły dostawy LNG z poziomu 37,6 TWh (3,43 mld m³) w 2019 r. do poziomu 41,2 TWh (3,76 mld m³) w 2020 r.

Po zawarciu umów długoterminowych na zakup LNG w terminalach amerykańskich w latach poprzednich, w 2020 r. spółka PST z GK PGNiG wyczarterowała od norweskiego armatora Knutsen OAS Shipping dwa zbiornikowce w celu odbioru LNG zakontraktowanego w formule *free-on-board*. Dwie nowoczesne jednostki o pojemności 174 tys. m³ każda, wejdą do użytku w 2023 r. Pozyskanie statków zwiększy elastyczność zakupów i sprzedaży LNG i jest kolejnym krokiem w rozwoju działalności tradingowej Grupy PGNiG na globalnym rynku. Więcej informacji na ten temat znajduje się w [rozdziale 4.2.2.2.](#)

PGNiG aktywnie wspiera działania mające na celu budowę połączenia dającego Polsce bezpośredni dostęp do gazu ze złóż na Morzu Północnym. W styczniu 2018 r. zostały zawarte umowy na świadczenie usług przesyłu gazu w okresie od 1 października 2022 r. do 1 października 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 [rozdziale 3.1.2.](#)

Renegocjacja warunków cenowych w ramach kontraktu z OOO Gazprom Export

W dniu 30 marca 2020 r. Trybunał Arbitrażowy w Sztokholmie wydał wyrok końcowy w postępowaniu arbitrażowym, na mocy którego zmienił formułę cenową zakupu gazu dostarczanego przez PAO Gazprom/OOO Gazprom Export w ramach kontraktu jamalskiego m.in. poprzez jej istotne i bezpośrednie powiązanie z notowaniami rynkowymi gazu ziemnego na europejskim rynku energetycznym. Zgodnie z zapisami kontraktu jamalskiego oraz wyrokiem końcowym, nowa cena kontraktowa ustalona przez Trybunał Arbitrażowy w Sztokholmie dotyczy dostaw gazu realizowanych od dnia 1 listopada 2014 r., tj. od daty złożenia przez PGNiG wniosku o renegocjację ceny kontraktowej.

Z dniem 5 czerwca 2020 r. został podpisany aneks do kontraktu jamalskiego pomiędzy PGNiG i OOO Gazprom Export. Na mocy aneksu strony potwierdziły zasady stosowania formuły cenowej zakupu gazu dostarczanego w ramach kontraktu jamalskiego, wskazanej w wyroku końcowym Trybunału Arbitrażowego w Sztokholmie. Ponadto w aneksie określone zostały warunki wzajemnego rozliczenia pomiędzy stronami skutków finansowych wynikających z zastosowania nowej formuły cenowej obejmując okres od dnia 1 listopada 2014 r. do 29 lutego 2020 r. Polegały na płatności kwoty około 1,6 mld USD przez Gazprom oraz około 90 mln USD przez PGNiG – co skutkowało należnością netto na rzecz PGNiG w kwocie około 1,5 mld USD.

W dniu 1 lipca 2020 r. PGNiG otrzymała od Gazprom zwrot należnych środków w ustalonej wysokości. W dniu 2 lipca 2020 r. PGNiG dokonało płatności na rzecz Gazprom w uzgodnionej kwocie.

Jednocześnie istnieje możliwość dalszych zmian cenowych kontraktu jamalskiego na podstawie wniosków o renegocjację złożonych przez PGNiG i Gazprom odpowiednio w listopadzie i grudniu 2017 r. Ponadto w dniu 1 listopada 2020 r. PGNiG złożyło do Gazprom kolejny wniosek w celu obniżenia ceny kontraktowej. Natomiast w dniu 9 listopada 2020 r. Gazprom złożył do PGNiG wniosek o

renegocjacje ceny w kierunku jej podwyższenia. Według oceny Spółki wnioski Gazprom są bezpodstawne. PGNiG pozostaje w kontakcie z dostawcą w tych kwestiach.

PAO Gazprom/OOO Gazprom Export złożył dwie skargi do Sądu Apelacyjnego w Sztokholmie: Pierwsza złożona w dniu 2 października 2018 r. o uchylenie wyroku częściowego Trybunału Arbitrażowego z dnia 29 czerwca 2018 r. Sąd Apelacyjny w Sztokholmie na mocy wyroku z dnia 23 grudnia 2020 r. odrzucił skargę PAO Gazprom/OOO Gazprom Export o uchylenie wyroku częściowego Trybunału Arbitrażowego ad hoc w Sztokholmie z dnia 29 czerwca 2018 r. Druga złożona w dniu 29 maja 2020 r. o uchylenie wyroku końcowego Trybunału Arbitrażowego z dnia 30 marca 2020 r. Sprawa pozostaje w toku.

Dostawy gazu LNG

W 2020 r. PGNiG odebrało w sumie 35 ładunków LNG z 2,70 mln ton LNG, tj. około 41,22 TWh lub 3,76 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji, w tym:

- 18 ładunków w ramach kontraktów długoterminowych z Qatargas, a wolumen importu z Kataru wyniósł 1,64 mln ton, czyli około 25,01 TWh lub około 2,28 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji;
- 13 dostaw *spot*;
- 2 dostawy na bazie kontaktu średnioterminowego GK PGNiG z Centrica;
- 2 ładunki 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 sporządzone przy zastosowaniu jednolitej, obiektywnej metody wyceny. Rozliczenia z odbiorcami oparte są o formuły cenowe lub ceny stałe wyznaczone na podstawie indeksów giełdowych.

W 2020 r. podobnie jak latach poprzednich z powodzeniem kontynuowano strategię sprzedaży, w wyniku której PGNiG utrzymało portfel dotychczasowych klientów. Strategicznymi odbiorcami gazu ziemnego PGNiG w Polsce są odbiorcy przemysłowi, do których należą m.in.: PKN ORLEN S.A., Grupa Azoty S.A., Grupa LOTOS S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., KGHM Polska Miedź S.A. czy Grupa Kapitałowa ArcelorMittal.

W czerwcu 2020 r. PGNiG oraz PKN ORLEN S.A. zawarły aneks w zakresie dostaw paliwa gazowego do Grupy Kapitałowej PKN ORLEN S.A., wydłużając okres dostaw do 31 grudnia 2022 r., z opcją przedłużenia o kolejne 12 miesięcy - do 31 grudnia 2023 r. Ponadto w grudniu 2020 r. PGNiG oraz PKN ORLEN S.A. przedłużyły obowiązujący między spółkami kontrakt indywidualny, wydłużając okres jego obowiązywania do 31 grudnia 2027 r., z opcją przedłużenia do dnia 31 grudnia 2028 r., umożliwiając jednocześnie realizację dostaw paliwa gazowego na potrzeby planowanej Elektrowni Ostrołęka „C”.

Sprzedaż gazu wysokometanowego sieciowego PGNiG na polskim rynku w 2020 r. wyniosła 184,7 TWh (ok. 16,8 mld m³). W porównaniu do 2019 r., w którym sprzedaż PGNiG wyniosła 175,3 TWh (16 mld m³), odnotowano wzrost o 5,4%.

Sprzedaż gazu przez PST

W 2018 r. PST otworzyło oddział w Polsce w celu nawiązania kontaktu z klientami na dostawy gazu w Polsce i w następnej kolejności w całej Europie, bazując na posiadanych w Polsce kontaktach z filiami międzynarodowych firm. W 2019 r. przeniesiono wyodrębniony portfel klientów z PGNiG do PST (ostatni kontrakt został przeniesiony w styczniu 2020 r.).

Na dzień 31 grudnia 2020 r. PST dostarczało paliwo gazowe (gaz E) do 20 klientów (41 punkty dostawy w Polsce). Klientami PST – oddział w Polsce – są największe podmioty komercyjne (kapitał prywatny) z branży szklarskiej, ceramicznej, spożywczej i rolniczej, odbierający paliwo gazowe na własne potrzeby w punktach fizycznych, oraz klienci hurtowi odbierający paliwo gazowe w punkcie wirtualnym lub fizycznym celem dalszej odsprzedaży.

Eksport

W 2020 r. PGNiG kontynuowało sprzedaż gazu ziemnego na rynek ukraiński głównie we współpracy ze spółkami z Grupy Kapitałowej ERU i innymi wiodącymi traderami na tym rynku. W 2020 r. Spółka sprzedała na rynek ukraiński blisko 1,24 mld m³ (13,6 TWh) gazu ziemnego. Sprzedaż gazu odbywała się zarówno na granicy polsko - ukraińskiej oraz w ukraińskim systemie magazynowym w reżimie CWR (*ang. Customs Warehouse Regime* – tryb składu celnego). Spółka monitoruje możliwości rozwoju działalności na rynku ukraińskim.

Sprzedaż gazu na TGE realizowana przez PGNiG

Wolumen gazu sprzedanego przez PGNiG na TGE w 2020 r. (liczony po dacie dostawy w 2020 r.) wyniósł 105,8 TWh (9,52 mld m³) i wzrósł w porównaniu do 2019 r. o około 8,1 TWh.

Sprzedaż gazu LNG małej skali

W 2020 r. PGNiG kontynuowało dynamiczny rozwój swojej działalności 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, odpowiadając na rosnące zapotrzebowanie rynku. Systematycznie rośnie wolumen paliwa, które trafia do odbiorców końcowych w postaci skroplonej. W 2020 r. w Świnoujściu załadowano 3 385 cystern LNG podczas gdy w 2019 r. - 2 306. Spółka wprowadziła na rynek 80,1 tys. ton LNG, z czego przez Świnoujście – 59,5 tys. ton, natomiast sprzedaż z Odolanowa i Grodziska wyniosła 20,6 tys. ton. Łącznie w okresie 2016-2020 Spółka wprowadziła na rynek 278,7 tys. ton LNG, z czego z terminala LNG w Świnoujściu – 170,3 tys. ton, natomiast sprzedaż z Odolanowa i Grodziska wyniosła 108,4 tys. ton. Dodatkowo od kwietnia 2020 r. w terminalu LNG małej skali w Kłajpedzie PGNiG dokonało przeładunku na cysterny ponad 4 tys. ton LNG.

Sprzedaż energii elektrycznej

PGNiG w zakresie działalności na rynku energii elektrycznej zajmuje się przede wszystkim obrotem hurtowym, zapewniając dostęp do rynku spółkom z GK PGNiG. Łączna sprzedaż energii elektrycznej do przedsiębiorstw obrotu i na giełdzie stanowiła w 2020 r. ponad 90% całości sprzedaży energii elektrycznej. PGNiG realizowało usługi bilansowania handlowego na rzecz PGNiG TERMIKA i PGNIG TERMIKA EP oraz usługę OHT (operatora handlowo-technicznego) na rzecz PGNiG TERMIKA.

Rynek mocy

W wyniku aukcji zorganizowanych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. w 2018 r., 2019 r. oraz 2020 r. (związane z wdrożeniem rynku mocy oraz tzw. obowiązkiem mocowym) PGNiG zawarła następujące umowy:

- elektrownia przy PMG Wierzchowice, roczne umowy na dostawy latach 2021-2025 (moc netto 17 MW);
- zespół jednostek wytwórczych Radoszyn-Lubiatów-Połocko, roczne umowy na dostawy latach 2021-2023 (moc netto 4,5 MW);
- zespół jednostek wytwórczych Radoszyn-Lubiatów, roczna umowa na dostawy w 2024 r., moc netto 3,5 MW.

Perspektywy obrotu hurtowego w Polsce

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 DES *delivery ex-ship* (Qatargas i Cheniere), jak i FOB *free-on-board* (Venture Global LNG, Inc., Port Arthur LNG, LLC), 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. Planowane zwiększenie przepustowości terminala LNG w Świnoujściu – do ok. 6,2 mld m³ gazu ziemnego w latach 2022 i 2023, a następnie do ok. 8,3 mld m³ rocznie od początku 2024 r. – umożliwi dostarczenie do Polski zwiększonych ilości LNG.

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).

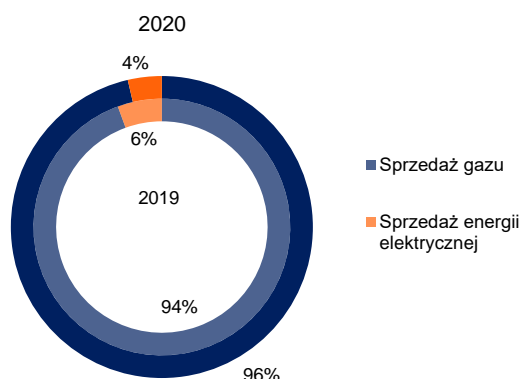
4.2.2.2 Działalność hurtowa za granicą

GK PGNiG poprzez spółkę PGNiG Supply & Trading GmbH rozwija swoją działalność w Europie w trzech głównych obszarach: handel na międzynarodowym rynku LNG, usługi dostępu do europejskiego rynku gazu w tym dla gazu pochodzącego z szelfu kontynentalnego na Morzu Północnym oraz sprzedaż hurtowa na rynku Europy Środkowo-Wschodniej.

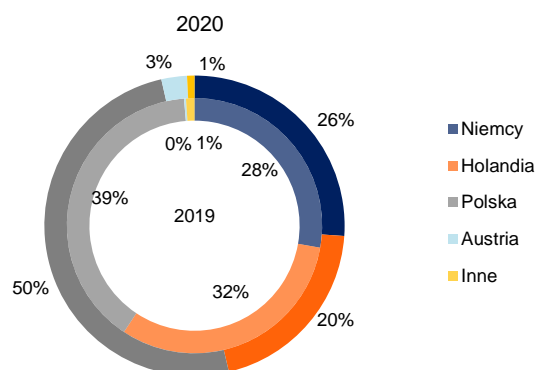
PST w ramach wykonywanej działalności posiada koncesję na obrót paliwami gazowymi w Polsce, Niemczech, Holandii, Belgii, Austrii, Norwegii (Gassled System), Wielkiej Brytanii, Francji, Czechach, Słowacji, na Ukrainie oraz na Węgrzech. Spółka aktywnie uczestniczy w handlu na zorganizowanych rynkach (giełdach) oraz w obrocie pozagiełdowym (OTC) współpracując z ponad 150 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.

Spółka PST została zarejestrowana w norweskim systemie Gassled obsługiwanym przez Gassco (Shipper Agreement), aby umożliwić rozpoczęcie działalności w zakresie odbioru gazu ze złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. PST jest także zarejestrowana jako *shipper* (pośredniczący podmiot wyspecjalizowany w obszarze gazu) oraz uczestnik systemu magazynowania gazu w Danii, na Słowacji oraz na Węgrzech. PST pełni rolę animatora rynku na giełdzie PEGAS na obszarze rynkowym hubu gazowego GASPOOL. Kontynuuje działalność w zakresie obrotu kontraktami terminowymi na ropę Brent oraz na gaz w USA Henry Hub poprzez giełdy: ICE Futures Europe i 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 PST w 2020 r.

W 2020 r. w ramach transakcji giełdowych i pozagiełdowych PST sprzedało 71,9 TWh gazu dostarczanego gazociągami (w tym 11,6 TWh gazu od PGNiG UN oraz Grupy LOTOS S.A.), 13,2 TWh LNG oraz 3,2 TWh energii elektrycznej. Największym rynkiem były dostawy do i w Polsce, gdzie sprzedano 50% wolumenu, natomiast udział rynków niemieckiego i holenderskiego w sprzedaży wyniósł odpowiednio 26% i 20%. Niższe wolumeny, zwłaszcza sprzedaży gazu, w porównaniu z 2019 r. są wynikiem trwającej pandemii.

W 2020 r. zrealizowano czternaście dostaw LNG do terminalu w Świnoujściu zakontraktowanych przez PST. Dla porównania w 2019 r. do terminalu w Świnoujściu zostało zrealizowanych dwanaście dostaw dla PGNiG.

Od 1 października 2019 r. PST rozpoczęła odbiór gazu od LOTOS Exploration & Production Norge AS, na mocy umowy dotyczącej sprzedaż gazu wydobytego na koncesjach, znajdujących się na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NSK). Wolumen odebranego gazu z tego kontraktu w 2019 r. wyniósł 1,9 TWh, natomiast w 2020 r. - 6,2 TWh. Dodatkowo, PST odbiera gaz produkowany przez PGNiG UN na wybrzeżu niemieckim. W 2020 r. PST podpisała trzy dodatkowe umowy na odbiór gazu z obszaru NSK/Duńskiego Szelfu Kontynentalnego (DSK). Dostawy gazu od nowych kontrahentów rozpoczęły się w październiku 2020 r. (Aker BP) oraz w grudniu 2020 (DNO), natomiast dostawy od kontrahenta Ørsted rozpoczną się w 2023 r.

Otoczenie konkurencyjne

Głównymi konkurentami PST są główni gracze na rynku energetycznym tacy jak Shell, Total, RWE, Equinor, itp., którzy równolegle działają na rynku obrotu gazem sieciowym, LNG i energią elektryczną na wszystkich rynkach, na których PST jest obecna.

Perspektywy obrotu hurtowego za granicą

PST

PST w związku z utrzymywaniem się stanu pandemicznego spodziewa się obniżonej aktywności handlowej na rynkach hurtowych, co przełoży się głównie na ograniczenie działalności PST w obszarze handlu na własny rachunek.

Niezależnie od przejściowych ograniczeń związanych z pandemią, PST będzie kontynuowało rozwój działalności w kluczowych dla strategii spółki obszarach w tym w szczególności w handlu LNG, realizacji dostaw z obszaru Morza Północnego i Norweskiego oraz handlu gazem na rynkach Europy Środkowo-Wschodniej.

PST planuje rozwój działalności LNG w zakresie dostaw FOB zarówno na rynku *spot* jak i na podstawie kontraktów średnioterminowych. Rozszerzenie kompetencji handlowych i logistycznych w zakresie zarządzania tonażem LNG pozwoli na dalszy rozwój handlu LNG w ramach Grupy, w celu wytworzenia możliwości optymalizacji kontraktów długoterminowych począwszy od 2022 r. W celu realizacji kontraktów długoterminowych na dostawy FOB, PST zawarło umowy na czarter dwóch gazowców, które będą mogły odbierać oraz transportować zakontraktowany wolumen LNG.

Przygotowując się do rozpoczęcia dostaw gazu do Polski przez Baltic Pipe, spółka zwiększyła swoją aktywność na NSK i DSK. Celem działalności jest umożliwienie dostaw gazu ziemnego z NCS i DCS do Polski. Ponadto PST rozpoczyna pozyskiwanie i sprzedaż ciekłych produktów, będących pochodnymi wydobycia gazu ziemnego i powstających podczas jego przetwarzania tzw. Natural Gas Liquids (propan / butan / nafta / etan) w ramach prowadzonej działalności na NSK.

PST podejmuje działania w celu rozwoju aktywności w regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Szczególnie istotny dla PST jest rozwój na rynkach, które dzięki powstającej infrastrukturze gazowej nabiorą strategicznego znaczenia dla rynku polskiego w sposób bezpośredni tj. Słowacja, Ukraina i Litwa oraz pośredni jak Węgry, Łotwa i Estonia. Zbudowanie kompetencji oraz umocnienie

obecności w regionie pozwoli na pozyskanie dodatkowego rynku zbytu dla gazu z kierunku północnego oraz optymalizację portfela gazowego z wykorzystaniem m.in. systemu magazynowania w Polsce i Ukrainie.

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 rynku w Europie Środkowo-Wschodniej i basenie Morza Bałtyckiego.

Dzięki obecności w Kłajpedzie, PGNiG zyskuje lepszy dostęp do rynku LNG małej skali w krajach nadbałtyckich oraz zwiększa konkurencyjność swojej oferty dla odbiorców z obszaru północno-wschodniej Polski oraz Europy Środkowo-Wschodniej. Od momentu rozpoczęcia działalności w dniu 1 kwietnia 2020 r. Spółka dostarczyła do Kłajpedy trzy ładunki drogą morską, a z terminalu wyjechało 231 autocystern z łącznym ładunkiem ponad 4,1 tys. ton LNG w większości z przeznaczeniem na rynek polski.

Terminal, oprócz przeładunków na autocysterny, daje również możliwość bunkrowania statków. Pozwala to budować kompetencje w tym zakresie, a w przyszłości umożliwi wykorzystać potencjał rozbudowywanego terminalu w Świnoujściu.

4.2.3 Obszar działalności detalicznej

4.2.3.1 Działalność detaliczna w Polsce

Spółka PGNiG OD została wydzielona z PGNiG dnia 1 sierpnia 2014 r. celem 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 wysokometanowego na Towarowej Giełdzie Energii S.A. (TGE);
- zakup gazu wysokometanowego na mocy umowy bilateralnej zawartej z dostawcą do punktu wirtualnego w sieci przesyłowej GAZ-SYSTEM;
- zakup gazu na mocy umowy bilateralnej zawartej z PGNiG z dostawcą 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 LNG realizowany jest na podstawie umów bilateralnych z PGNiG.

Sprzedaż gazu

Wśród klientów PGNiG OD znajdują się zarówno konsumenci, jak i klienci niebędący konsumentami (w tym w szczególności 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 umownej – dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 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 zatwierdzoną przez Prezesa URE taryfą regulującą ceny gazu ziemnego. W 2020 r. PGNiG OD stosowało następujące taryfy w zakresie obrotu paliwami gazowymi:

- Taryfa nr 8 w okresie od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 30 czerwca 2020 r. – w stosunku do poprzedniej taryfy ceny paliwa gazowego spadły o 2,9%. Stawki opłat abonamentowych pozostały bez zmian;
- Taryfa nr 9 w okresie od dnia 1 lipca 2020 r. do dnia 31 grudnia 2020 r. – w stosunku do poprzedniej taryfy ceny paliwa gazowego spadły o 10,6%. Stawki opłat abonamentowych pozostały bez zmian.

W dniu 17 grudnia 2020 r. Prezes URE podjął decyzję o zatwierdzeniu Taryfy PGNiG OD w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 10 na okres od dnia 1 stycznia 2021 r. do 31 grudnia 2021 r. Obniżka ceny za paliwo gazowe dla wszystkich grup taryfowych wyniosła 4,5%. Stawki opłat abonamentowych pozostały bez zmian.

W segmencie klientów indywidualnych w 2020 r. PGNiG OD pozyskało łącznie ponad 155,1 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 Gaz 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 w sieci stacji tankowania CNG – sprzedaż prowadzona jest do podmiotów posiadających floty samochodów zasilanych CNG;
- sprzedaż CNG wraz z infrastrukturą – w ramach segmentu transportowego 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). Zakup LNG wraz z usługą transportu do wskazanej lokalizacji;
- 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 2020 r. kontynuowany był rozwój usługi bunkrowania LNG w ramach PGNiG OD (sprzedano łącznie ponad 511 ton LNG na cele bunkrowe). Wdrożono usługę w portach podległych Dyrektorowi Urzędu Morskiego w Szczecinie m.in. Szczecin, Świnoujście i Police. Bunkrowanie odbywało się w technologii truck-to-ship tj. przy wykorzystaniu specjalistycznych system kriogenicznych bezpośrednio z nabrzeża.

W zakresie sprzedaży gazu ziemnego LNG PGNiG OD koncentruje się na odbiorcach przemysłowych i transporcie. W segmencie CNG głównymi odbiorcami są zakłady komunikacji miejskiej. Pozostali klienci w obszarze CNG to rynek pojazdów użytkowych i klienci indywidualni. W 2020 r. zostały zawarte m.in. umowy z LG Electronics w Biskupicach Podgórnych na dostawę LNG wraz z infrastrukturą oraz umowa na sprzedaż LNG dla Miejskich Zakładów Autobusowych w Warszawie. W obszarze sprzedaży CNG została podpisana m.in. umowa z MPO Kraków na sprzedaż CNG oraz umowa z MPO w Warszawie, a także przedłużono obowiązywanie umowy z Miejskim Przedsiębiorstwem Komunikacyjnym w Rzeszowie.

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

Spółka ma ograniczoną możliwość prowadzenia suwerennej polityki handlowej dot. sprzedaży gazu dla klientów indywidualnych z uwagi na obowiązek zatwierdzania taryf przez Prezesa URE. Zniesienie tego obowiązku zgodnie z obecnie obowiązującymi regulacjami prawnymi jest planowane na styczeń 2024 r.

Spółka sukcesywnie poszerza swoją ofertę dla bazy ponad 7 mln klientów poprzez sprzedaż produktów dodatkowych. Oprócz wprowadzonej w 2019 r. usługi assistance „Pomocna Ekipa”, w 2020 r. do sprzedaży trafiły następujące produkty:

- Pakiet „Na Zdrowie”, który gwarantuje łatwy i szybki dostęp do usług medycznych.
- Pakiety ubezpieczeń prawnych – „Doradca Prawny dla Ciebie” oraz „Doradca Prawny dla Firmy”, które zapewniają dostęp do porad prawnych oraz zwrot kosztów wynagrodzenia adwokata lub radcy prawnego.

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

Podstawą oferty gazowej są oferty promocyjne w ramach kontraktów terminowych, bazujące zarówno na stałej cenie, jak i zmiennej cenie opartej o notowania wybranych indeksów giełdowych. Klienci, którzy nie są skłonni do wiązania się ze sprzedawcą na czas określony, mogą korzystać z cennika standardowego, bezterminowego „Gaz dla Biznesu”.

Podstawą tworzenia ofert produktowych oraz schematów cenowych są badania segmentacyjne (ze szczególnym uwzględnieniem elastyczności cenowej) oraz zapotrzebowanie ze strony klientów przekazywane za pośrednictwem sieci sprzedaży. Ważnym elementem jest monitorowanie aktywności oraz oferty konkurencji.

Efektom polityki handlowej jest stabilny udział w rynku, wynikający m.in. z poziomu satysfakcji klientów ze współpracy z PGNiG OD, szerokiego portfolio produktowego oraz jakości obsługi. Efektem równoległym jest rosnący wolumen sprzedaży i rosnąca marża na sprzedaży gazu do klientów biznesowych.

Sprzedaż awaryjna / rezerwowa / z urzędu paliwa gazowego

W 2020 r. PGNiG OD pełni rolę „sprzedawcy rezerwowego” i „sprzedawcy z urzędu” (w związku z ustawą z dnia 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw). W 2020 r. w związku z zaprzestaniem dostarczania paliwa gazowego przez spółkę energetyczną E2 Energia Sp. z o. o., PGNiG OD zapewniło klientom tej spółki nieprzerwane dostawy paliwa gazowego. Przejęci odbiorcy rozliczani są według obowiązującej taryfy detalicznej PGNiG OD (konsumenci) oraz cennika Gaz dla Biznesu (niekonsumenci).

Sprzedaż energii elektrycznej

Wśród klientów PGNiG OD znajdują się zarówno konsumenci, jak i klienci niebędący konsumentami, którzy zawarli umowy kompleksowego dostarczania energii elektrycznej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej. Według stanu na koniec 2020 r. obsługiwano niemal 103 tys. punktów poboru energii.

W 2020 r. przygotowana została modyfikacja oferty prądowej dla biznesu, zarówno w obszarze ofert dedykowanych większym odbiorcom (Produkt Transzowy), jak również dla odbiorców zainteresowanych prostszymi ofertami (stałą ceną w ramach cenników na czas określony).

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 konkurenci PGNiG OD w 2020 r. na rynku gazu to: Fortum; Enea, Energa Obrót, Axpo, Elektriz.

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. Zgodnie z posiadaną wiedzą konkurencja realizuje silne działania inwestycyjne w zakresie rozbudowy taboru cystern oraz urządzeń wykorzystywanych w obszarze LNG. W obszarze bunkrowania LNG największą aktywność konkurencyjną wykazuje DUON Dystrybucja sp. z o.o., Barter S.A., Cryogas sp. z o.o., Gascom sp. z o.o. oraz podmioty zagraniczne m.in. Nauticor oraz Gasum.

Perspektywy obrotu detalicznego w Polsce

W ocenie spółki rośnie potencjał do rozwoju zastosowań gazu w Polsce i związane z tym możliwości rozwoju rynku. Świadczą o tym dane ukazujące relatywnie niskie zużycie paliwa gazowego w naszym kraju na tle innych państw europejskich. Na perspektywy wzrostu wpływa m.in. konieczność zastąpienia nieekologicznych systemów grzewczych w ponad 3 milionów domów opalanych paliwami stałymi. Gaz ziemny należy do technologii wspieranych w ramach programów rządowych i na szczeblu samorządowych (np. Czyste powietrze). Sprawia to, że w Polsce obserwowany jest proces postępującej gazyfikacji oraz wzrost udziału gazu w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepłej.

Przewiduje się znaczący wzrost znaczenia gazu ziemnego w transporcie drogowym (LNG i CNG) i morskim (LNG), wynikający w dużej mierze z nowych regulacji UE.

Z drugiej strony duże zmiany technologiczne, nowoczesne i energooszczędne systemy budowy/ocieplania budynków (i nowe standardy w tym zakresie), Zielony Zwrot w kierunku OZE oraz nowe budownictwo wielorodzinne najczęściej bez instalacji gazowej – wpływają i będą wpływać na oczekiwania klientów, model rozwiązań im oferowanych. Podstawowym produktem decydującym o wyniku spółki jest gaz ziemny, jednak rynek stwarza nowe szanse na poszerzenie gamy oferowanych produktów.

Działając zgodnie z zasadami zrównoważonego rozwoju, PGNiG OD w trosce o potrzeby klientów i wyzwania środowiskowe wprowadza rozwiązania z zakresu odnawialnych źródeł energii oraz podnoszenia efektywności energetycznej. Dzięki możliwościom jakie daje skroplony gaz LNG, PGNiG OD wspiera proces gazyfikacji kraju dostarczając paliwo do sieci wyspowych oraz rozwija ofertę dostaw LNG dla żeglugi, przemysłu i transportu. Spółka buduje stacje paliw CNG/LNG i wdraża produkty dodatkowe (takie jak pakiety *assistance*), współpracuje z samorządami (m.in. w ramach programu „Przełącz się na gaz” wspierając inicjatywy zmierzające do wymiany źródeł ciepła na niskoemisyjne).

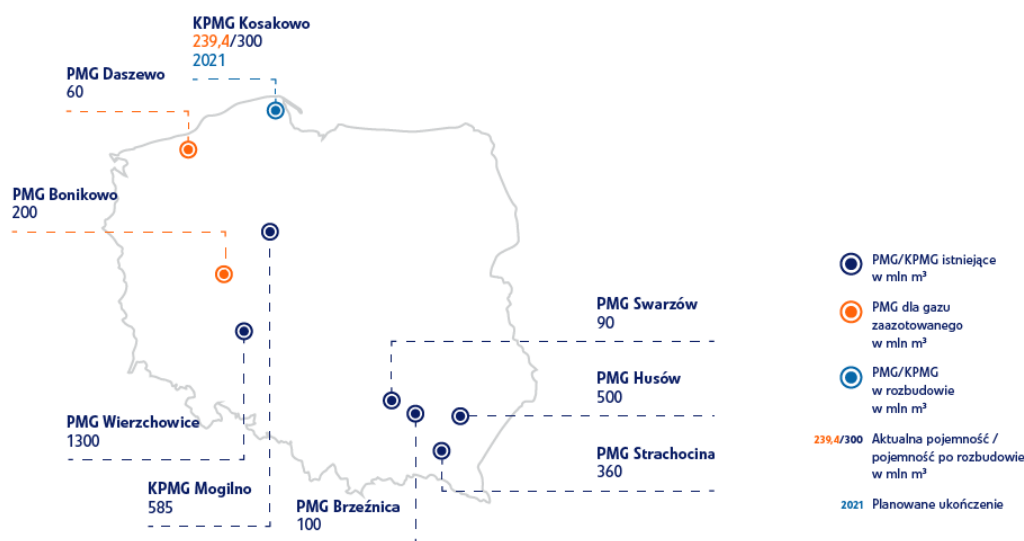
4.2.3.2 Działalność detaliczna za granicą

W pierwszej części 2020 r. sprzedaż gazu i energii elektrycznej do klientów końcowych kontynuowana była za pośrednictwem spółek zależnych PST - PST Europe Sales GmbH oraz XOOOL GmbH. Zgodnie ze zmianą strategicznych celów organizacji, podjęta została decyzja o restrukturyzacji mającej na celu całkowitą sprzedaż działalności w segmencie detalicznym. Przyjęte rozwiązanie polegało na sprzedaży portfela klientów obu spółek zależnych, która została zakończona do 31 grudnia 2020 r.

4.2.4 Magazynowanie

Spółka Gas Storage Poland (GSP) prowadzi działalność gospodarczą w zakresie magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych stanowiących własność PGNiG: PMG Husów, PMG Wierzchowice, PMG Strachocina, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica, KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

Rysunek 4 Podziemne magazyny gazu



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

GSP w ramach wykonywanej działalności posiada koncesję na magazynowanie paliwa gazowego w instalacjach magazynowych. Prowadzenie rozliczenia w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego opiera się o następujące taryfy:

- Taryfę w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2019, obowiązującą w okresie do godz. 6:00 dnia 1 czerwca 2020 r., w stosunku do poprzedniej taryfy średnie stawki za świadczenie usługi magazynowania obniżono o 6,3%,
- Taryfę w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2020, obowiązującą w okresie od godz. 6:00 dnia 1 czerwca 2020 r., w stosunku do poprzedniej taryfy średnie stawki za świadczenie usługi magazynowania obniżono o 1,2%.

KPMG Mogilno i Kosakowo są magazynami utworzonymi w kawernach solnych o szczytowym charakterze pracy, mogą być wykorzystywane m.in. do niwelowania krótkookresowych zmian zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny. PMG Wierzchowice, Husów, Strachocina, Swarzów oraz Brzeźnica są magazynami o sezonowym charakterze pracy. Wykorzystywane są one przede wszystkim 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.

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

Oferta produktowa zbudowana jest w oparciu o Instalacje Magazynowe (IM) i Grupy Instalacji Magazynowych (GIM), tj:

- GIM Kawerna (obejmuje KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo),
- GIM Sanok (obejmuje PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów i PMG Brzeźnica),
- Instalacja Magazynowa PMG Wierzchowice.

Udostępnione pojemności magazynowe

Na dzień 31 grudnia 2020 r. GSP dysponowała łącznie 3 174,8 mln m³ pojemności magazynowych czynnych instalacji magazynowych. W ramach tych pojemności GSP udostępniła na zasadach TPA oraz na potrzeby operatora systemu przesyłowego gazowego łącznie 3 139,6 mln m³ pojemności czynnych w ramach usług długoterminowych oraz 20,0 mln m³ z 30,0 mln m³ pojemności czynnej w ramach usług krótkoterminowych na warunkach przerywanych, ze względu na warunki techniczne. Ponadto, GSP przeznaczyła 5,2 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 wywiązać się z ustawowego obowiązku utrzymywania zapasu obowiązkowego. Spółka realizowała umowy na świadczenie usługi biletowej zawarte na rok gazowy 2019/2020, podpisane z 6 przedsiębiorstwami energetycznymi oraz realizuje na

rok gazowy 2020/2021, zawarte z 4 przedsiębiorstwami energetycznymi. Łączny wolumen zapasów gazu utrzymywanych przez PGNiG na rzecz innych podmiotów to ponad 370 GWh gazu ziemnego w roku gazowym 2019/2020 i ponad 300 GWh gazu ziemnego w roku gazowym 2020/2021.

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

Kluczowe projekty i wydatki inwestycyjne w obszarze magazynowania

W 2020 r. w KPMG Kosakowo kontynuowano budowę klastra B w celu uzyskania dodatkowej pojemności czynnej.

Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość w obszarze magazynowania

Zgodnie z założonym harmonogramem dla projektu „KPMG Kosakowo Budowa 5 komór klastr B” w 2021 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 min. 250 mln m³.

Ponadto GSP planuje rozszerzyć działalność w obszarze magazynowania, w szczególności energii (w postaci wodoru), wodoru, biometanu i paliw płynnych w celu poszerzenia swojej bazy klientów i zagwarantowania nowych źródeł przychodów. Oferowane usługi będą związane z przygotowaniem, realizacją i nadzorem inwestycji w zakresie budowy podziemnych magazynów energii i paliw płynnych, a następnie oferowania pojemności magazynowych.

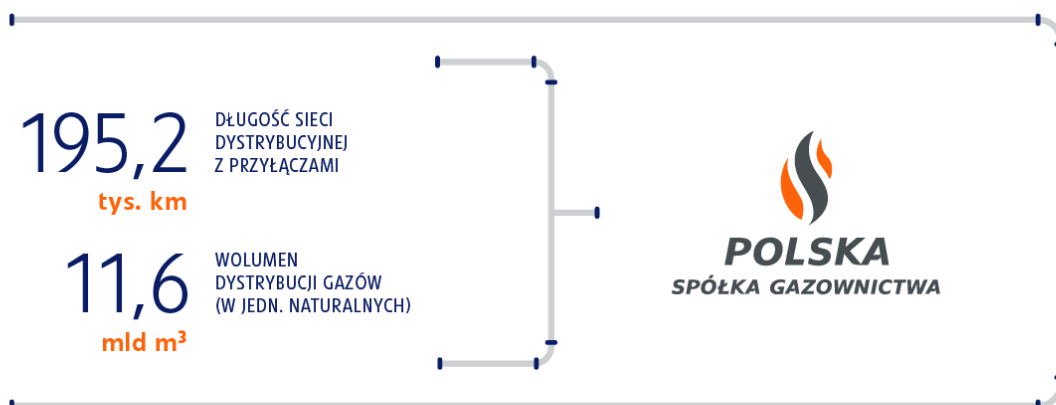
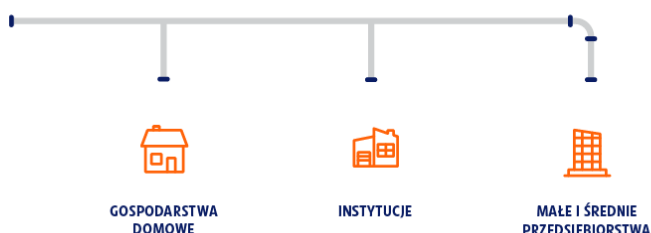
4.3 Segment Dystrybucja

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.

DYSTRYBUCJA



Przesyłanie gazu siecią dystrybucyjną do klientów detalicznych i korporacyjnych



Paliwo gazowe coraz częściej używane jest do ogrzewania pomieszczeń, dlatego jego zużycie rośnie wraz ze spadkiem temperatury.



1666 LICZBA ZGAZYFIKOWANYCH GMIN



4.3.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne

Tabela 23 Wolumen dystrybucji gazów (gaz wysokometanowy, zaazotowany)

mln m ³ w jednostkach naturalnych	2020	2019	2018	2017	2016
Razem wolumen dystrybucji gazów	11 570	11 531	11 747	11 645	10 858
- w tym gaz wysokometanowy	10 194	9 976	9 918	9 797	9 301
- w tym gaz zaazotowany	1 061	1 048	971	989	836

Tabela 24 Długość sieci dystrybucyjnych

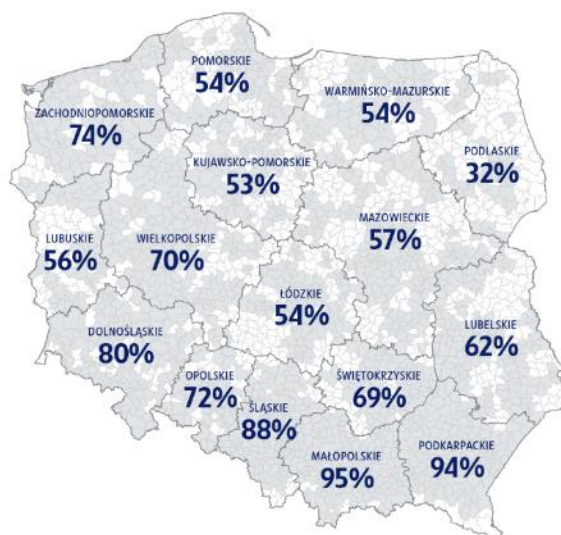
tys. km	2020	2019	2018	2017	2016
Długość sieci dystrybucyjnych	195	191	186	183	180

W całym 2020 r. zgazyfikowano 71 nowych gmin, a stopień pokrycia geograficznego pod kątem liczby zgazyfikowanych gmin wyniósł 67,26% (1 666 z 2 477).

4.3.2 Działalność w 2020 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 na zasadach i w zakresie określonym w ustawie Prawo energetyczne. Świadczenie przez PSG usług dystrybucji odbywa się na podstawie stosownych umów dystrybucyjnych. W 2020 r. PSG zawarła łącznie 7 umów dystrybucyjnych oraz 9 Międzyoperatorских Umów Dystrybucyjnych. W tym samym okresie miało miejsce ok. 31 tys. zmian sprzedawcy.

Rysunek 5 Gminy, w których PSG świadczy usługę dystrybucji paliwa gazowego



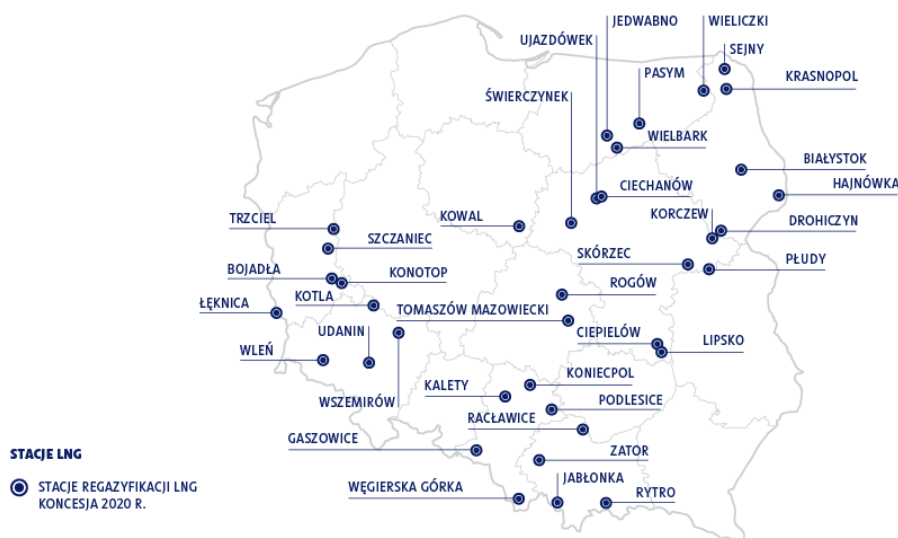
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PSG.

PSG realizuje działania, które w 2020 r. zaowocowały zawarciem ponad 110,8 tys. umów przyłączeniowych, w wyniku których zostanie wybudowanych 124,8 tys. przyłączy do sieci gazowej. W 2020 r. PSG planowała budowę ponad 84,4 tys. sztuk nowych przyłączy. Do końca 2020 r. wydano prawie 222,4 tys. warunków przyłączeniowych (o 7% więcej niż w roku poprzednim) i wybudowano 112,9 tys. sztuk przyłączy o łącznej długości 1 118,7 km.

W 2020 r. PSG odebrała 37 stacji regazyfikacji LNG, w tym rozwiązania tymczasowe i związane ze wspomaganiami sieci. Odebrano pierwsze stałe stacje regazyfikacji LNG na terenie województwa łódzkiego i kujawsko-pomorskiego. W 2020 r. PSG uzyskała 35 koncesji na skraplanie i regazyfikację osiągając łącznie liczbę 52 koncesji na koniec 2020 r.

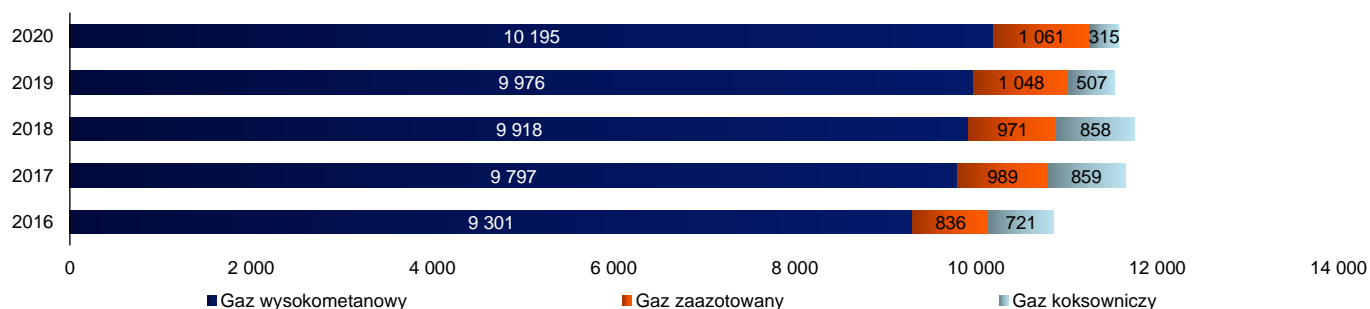
Wolumen dystrybucji gazu z wykorzystaniem stacji regazyfikacji LNG (w tym stacji wspomagających system dystrybucyjny), w 2020 r. wyniósł 157,7 GWh (wzrost o około 42% r/r), a liczba PZD (pojedyncze zlecenie dystrybucji) na koniec grudnia 2020 r. wyniosła: 21 562 (wzrost o około 3% r/r).

Rysunek 6 Stacje regazyfikacji LNG w Polsce z koncesją wydaną w 2020 r.

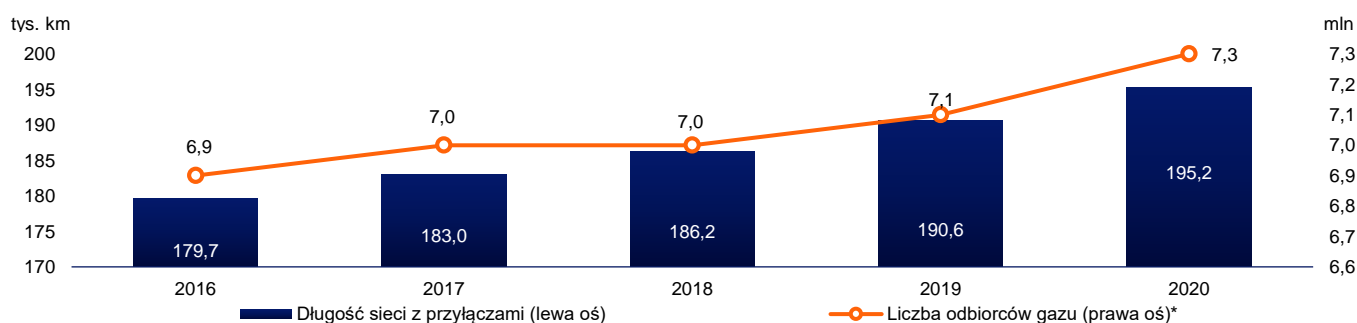


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PSG.

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 spółki było zawarcie przez PSG umów kompleksowych dostarczania paliwa gazowego ze sprzedawcą z urzędu, w imieniu i na rzecz odbiorców końcowych dla 535 punktów wyjścia, w związku z zaprzestaniem dostarczania paliw gazowych przez E2 Energia sp. z o.o. do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

Działalność PSG jest silnie regulowana, poprzez koncesjonowanie działalności związanej z dystrybucją paliw gazowych oraz usługą regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, jak również poprzez zatwierdzenie przez Prezesa URE taryf dla usług dystrybucji. W 2020 r. obowiązywały poniższe taryfy:

- Taryfa Nr 7, od 15 marca 2019 r. do 2 kwietnia 2020 r., skutkująca obniżeniem średniej stawki za usługę dystrybucji o 5% w stosunku do wcześniej obowiązującej;
- Taryfa Nr 8, od 3 kwietnia 2020 r. do 31 stycznia 2021 r., skutkująca wzrostem średniej stawki za usługę dystrybucji o 3,5% w stosunku do wcześniej obowiązującej.

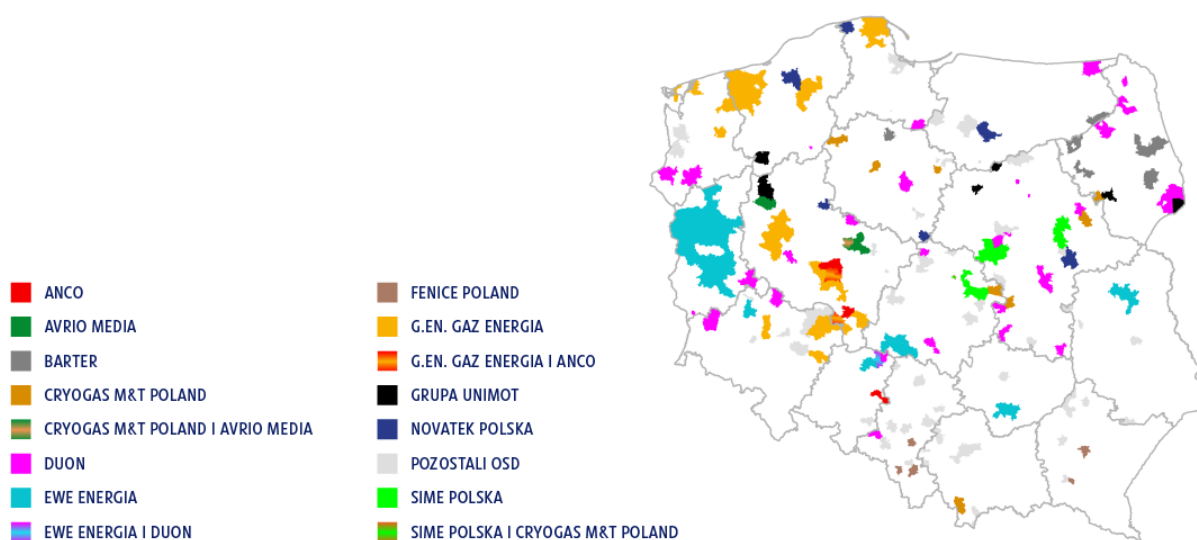
Otoczenie konkurencyjne

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.

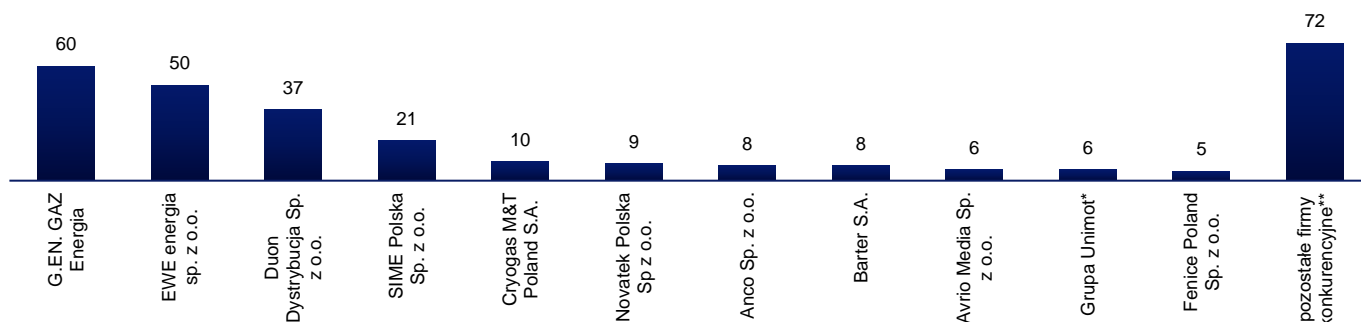
Łącznie na terenie 278 gmin prowadzą działalność konkurencyjne OSD oraz podmioty związane z regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego (bez koncesji na dystrybucję gazu ziemnego), natomiast w obszarach 133 gmin funkcjonują zarówno konkurencyjni OSD jak i PSG.

Rysunek 7 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, poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucji w 2020 r. wyniosły ok. 2,95 mld zł. PSG przeznaczyła ok. 1,86 mld zł na rozbudowę sieci i przyłączanie nowych odbiorców. Spółka przeznaczyła również ok. 0,81 mld zł na przebudowę i modernizację sieci gazowej, z czego blisko 0,23 mld zł na wymianę i legalizację gazomierzy oraz elementów układów pomiarowych.

W 2020 r., w PSG realizowane były m.in. projekty wspierające realizację Strategii GK PGNiG na lata 2017-2022 w obszarze dystrybucji, mające na celu wdrożenie rozwiązań technologiczno-organizacyjnych w obszarze obsługi klienta, w obszarze odczytów oraz rozliczania usług dystrybucyjnych.

PSG jako dystrybutor gazu podejmuje szereg działań wspierających walkę ze smogiem i zanieczyszczeniem powietrza. W 2020 r. kontynuowano realizację szeregu inicjatyw proekologicznych 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 2020 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 10 projektów to ponad 675,2 mln zł brutto (przy kwocie dofinansowania ponad 257,4 mln zł). Łączna długość planowanych do wybudowania lub zmodernizowania gazociągów dystrybucyjnych w ramach projektów wynosi ok. 489 km.

Jednocześnie w 2020 r. PSG zawarła z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju umowę o dofinansowanie na realizację projektu badawczo-rozwojowego realizowanego w konsorcjum z Politechniką Świętokrzyską w Kielcach. Efektem realizacji będzie nowa precyzyjna technologia oceny stanu technicznego gazociągów poprzez zastosowanie metody emisji akustycznej i badań georadarowych. PSG stale analizuje możliwość pozyskania dofinansowania na nowe działania rozwojowe. Uczestniczy w pracach związanych z przygotowaniem do pozyskiwania dofinansowania i zabezpieczenia interesów branży gazowniczej w nowej perspektywie UE na lata 2021-2027. W tym zakresie prowadzona jest współpraca z PGNiG oraz Izbą Gospodarczą Gazownictwa oraz właściwymi ministerstwami.

W 2020 r. kontynuowane były działania związane z rozwojem obszaru B+R+I, prowadzące do wzrostu innowacyjności PSG. Prowadzono „System Innowacyjności PSG”, którego celem jest pozyskanie innowacyjnych rozwiązań wspierających działalność podstawową PSG oraz wzrost zaangażowania pracowników w rozwój firmy. Efektem funkcjonowania systemu było zgłoszenie przez pracowników Spółki PSG 20 pomysłów, z czego rekomendację do wdrożenia otrzymało 5 wniosków.

PSG bierze aktywny udział w programach innowacyjnych. Do najważniejszych projektów w dziedzinie badań i rozwoju realizowanych w 2020 r. należą m.in.:

- pilotażowe wdrożenie i badanie różnych technologii transmisyjnych z gazomierzy wyposażonych w moduł telemetryczny;
- działania na rzecz opracowania wymogów dla zatłaczania do sieci PSG palnych gazów domieszkowych, w tym wodoru;
- przeprowadzenie badań systemu o wielokrotnie rozszerzonym zakresie pomiaru strumienia gazu przy zmiennych warunkach termodynamicznych;
- realizacja projektu z dofinansowaniem UE pn. „Innowacyjny system automatycznej identyfikacji i lokalizacji defektów infrastruktury gazowej wykorzystujący zjawisko emisji akustycznej (Slidig AE).

4.3.3 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość

W perspektywie krótkoterminowej PSG podejmuje działania, które poprzez budowę sieci gazowej i przyłączanie odbiorców końcowych (przede wszystkim w ramach „zagęszczania sieci”, czyli przyłączenia do istniejącej sieci gazowej) wpisuje się w działania „walki ze smogiem”. Równolegle PSG bierze udział w kampanii pt. „Przyłącz się, bo liczy się każdy oddech”.

W ujęciu średnioterminowym PSG podejmuje działania związane z przebudową, modernizacją i budową nowej sieci gazowej celem zachowania bezpieczeństwa i ciągłości dostaw paliwa gazowego oraz długoterminowej przepustowości dla możliwości przyłączeń nowych odbiorców przemysłowych, w tym w szczególności ciepłownictwa zawodowego poniżej 50 MW. Wiąże się to z ustaleniami wynikającymi z Dyrektywy MCP, która zaostrza normy emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania. Ustalenia te wskazują, że istniejące instalacje o mocy większej niż 5 MW mają na dostosowanie do nowych standardów emisyjnych czas do 2025 r., a te o mocy do 5 MW do 2030 r. Przejście na paliwo gazowe, poprzez przyłączenie do sieci gazowej, stanowi dla tych obiektów możliwość obniżenia emisji szkodliwych substancji.

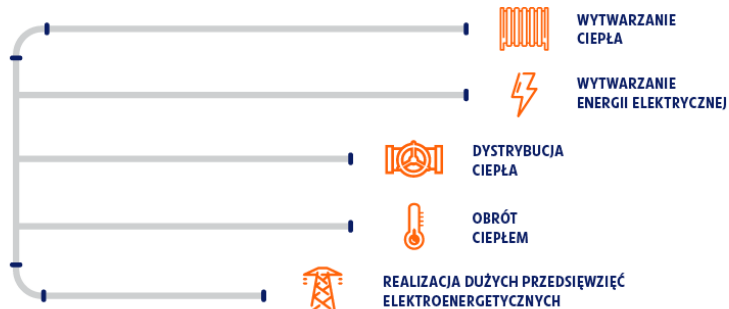
Dostrzegany jest potencjał biznesowy związany z rozwojem rynku nowych produktów gazowych ze źródeł odnawialnych i docelową wielkością transportowanych wolumenów tych gazów, które mogą kompensować (w stopniu zależnym od czynników ekonomicznych i regulacyjnych), zmniejszające się znaczenie energetyczne gazu ziemnego w gospodarce „Zielonego Ładu”. Dlatego PSG prowadzi w formule projektowej wieloaspektowe analizy w zakresie przygotowania infrastruktury gazowej do dystrybucji gazów odnawialnych. Spółka aktywnie uczestniczy w inicjatywach koordynowanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska takich jak ustanowienie partnerstwa na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu oraz zawarcia porozumienia sektorowego, oraz ustanowienie partnerstwa na rzecz budowy gospodarki wodorowej i zawarcia sektorowego porozumienia wodorowego.

Ponadto PSG angażuje się we współpracę z GK PGNiG i podmiotami z sektora paliwowego, celem wypracowania 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).

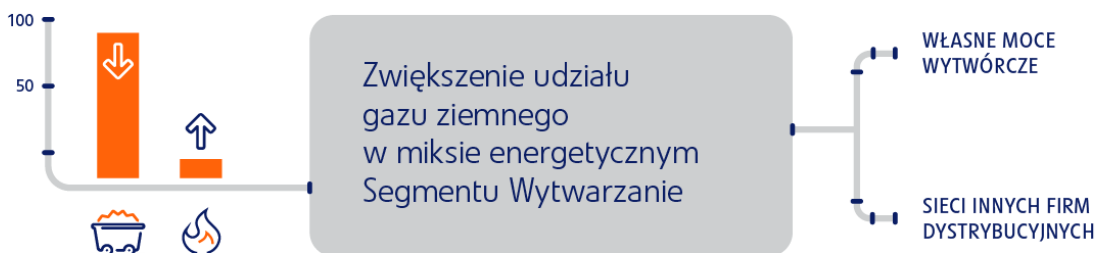
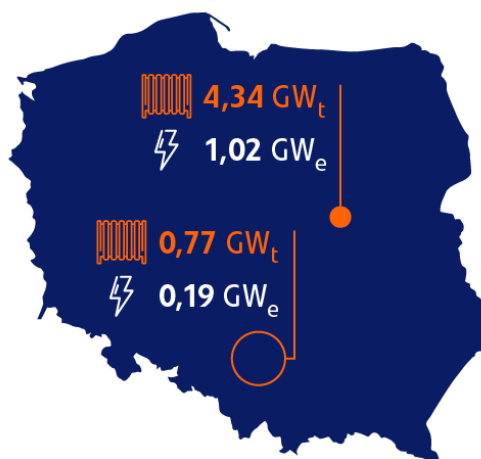
WYTWARZANIE



5,2 GW_t
MOC CIEPLNA

1,2 GW_e
MOC ELEKTRYCZNA

PGNiG / TERMIKA



4.4.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne

Tabela 25 Wolumeny sprzedaży regulowanej poza GK PGNiG ciepła (w TJ) i energii elektrycznej ogółem z produkcji (w GWh)

w TJ	2020	2019	2018	2017	2016
Razem wolumen sprzedaży ciepła z produkcji	38 940	39 263	40 659	42 611	39 527
w PGNiG TERMIKA	36 495	36 880	38 290	40 037	38 780
w PGNiG TERMIKA EP*	2 445	2 383	2 369	2 574	747
w GWh					
Razem wolumen sprzedaży energii elektrycznej z produkcji	3 638	3 948	3 974	3 882	3 604
w PGNiG TERMIKA	3 202	3 493	3 535	3 593	3 466
w PGNiG TERMIKA EP*	436	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 26 Moce osiągalne wg koncesji, zakładu produkcyjnego i oddziału

Jednostka wytwórcza	Ciepło [MW]	Energia Elektryczna [MW]	Energia Chłodnicza [MW]	Zdolności wytwórcze w sprężonym powietrzu [tys.m ³ /h]
PGNiG TERMIKA	4 346	1 015	-	-
EC Siekierki	2 068	620	-	-
EC Żerań*	1300	386	-	-
EC Pruszków	164	9	-	-
C Kawęczyn	465	-	-	-
C Wola	349	-	-	-
PGNiG TERMIKA EP	773	185	17	240
Oddział Zofiówka	279	113	-	117
Oddział Moszczenica	4	2	-	-
Oddział Pniówek	121	39	-	-
Oddział Suszec lokalizacja Suszec	72	14	17	123
Oddział Suszec lokalizacja Częstochowa	38	11	-	-
Oddział Wodzisław lokalizacja Wodzisław Śląski	3	3	-	-
Oddział Wodzisław lokalizacja Niewiadom	55	2	-	-
Oddział Racibórz lokalizacja Racibórz	3	-	-	-
Oddział Racibórz lokalizacja Kuźnia Raciborska	87	-	-	-
Oddział Żory lokalizacja Żory	4	-	-	-
Oddział Żory lokalizacja Czerwionka-Leszczyny	87	-	-	-
Biuro Dystrybucji	15	-	-	-

* W EC Żerań trwałe odstawienie 4 kotłów wodnych węglowych WP120 (9, 10, 11, 12) do likwidacji w związku z dostosowaniem zakładu do nowych wymagań emisyjnych, zmiana koncesji na wytwarzanie ciepła obejmująca likwidację K9, K10 – w trakcie procedowania w URE (nadal obowiązuje koncesja zatwierdzona decyzją z 07.12.2018 r.); w trakcie rozruchu 3 kotły gazowe wodne o mocy 130 MW każdy.

4.4.2 Działalność w 2020 r.

PGNiG TERMIKA SA jest centrum kompetencyjnym GK PGNiG w dziedzinach wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz realizacji projektów z zakresu elektroenergetyki i ciepłownictwa. Podstawową działalnością PGNiG TERMIKA jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w źródłach kogeneracyjnych.

Głównymi źródłami przychodów spółki są sprzedaż ciepła, energii elektrycznej i usług systemowych. Spółka dysponuje 4,3 GW mocy cieplnej oraz 1 GW mocy elektrycznej osiąganych w źródłach wytwórczych i zaspokaja większość potrzeb ciepłych rynku warszawskiego i niemal całe zapotrzebowanie na ciepło przez miejską sieć ciepłowniczą. PGNiG TERMIKA jest także wytwórcą i dostawcą ciepła oraz jednocześnie właścicielem źródła i sieci cieplnej na terenie m. Pruszkowa, m. Piastowa i gm. Michałowice.

Spółka jest jednym z największych w Polsce wytwórców energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji.

Podstawową działalnością PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa SA 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 z odmetanowania kopalń węgla kamiennego. Struktura PGNiG TERMIKA EP obejmuje instalacje wytwórcze o łącznej mocy osiągalnej ok. 773 MWt i 185 MWe oraz ok. 311 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 2020 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 2020 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. Wyprodukowane w Warszawie ciepło w 2020 r. odpowiadało 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.

W 2020 r. prowadzono negocjacje Wieloletniej Umowy Dzierżawy Ciepłowni Zasanie w Przemysłu. Realizacja projektu w połączeniu z budowaną elektrociepłownią spowoduje przejęcie kontroli nad wszystkimi jednostkami wytwórczymi zasilającymi miejską sieć ciepłowniczą w Przemysłu. Średnia roczna produkcja Ciepłowni Zasanie wynosi ponad 550 TJ. Przejęcie Ciepłowni Zasanie powinno nastąpić w pierwszej połowie 2021 r. Planuje się wystąpienie do samorządów i spółek miejskich z propozycją współpracy w modelu biznesowym zastosowanym w Przemysłu tj. zawieranie wieloletnich umów dzierżawy majątku ciepłowniczego.

PGNiG TERMIKA posiada koncesje: na wytwarzanie energii elektrycznej, na wytwarzanie ciepła, na przesył ciepła, na obrót energią elektryczną. W 2020 r. 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 obowiązujące w 2020 r.:

- od 1 września 2019 r. do 31 sierpnia 2020 r. skutkująca wzrostem średnich cen o 7,29%;
- od 1 lipca 2020 r. do 31 sierpnia 2020 r. korekta taryfy skutkująca wzrostem średnich cen na wytwarzaniu ze źródeł kogeneracyjnych o 12,97%;
- od 1 września 2020 r. do 31 sierpnia 2021 r. skutkująca wzrostem średnich cen o 3,21%.

PGNiG TERMIKA EP posiada koncesje: na wytwarzanie energii elektrycznej, na wytwarzanie ciepła, na przesyłanie i dystrybucję ciepła, obrót ciepłem, obrót energią elektryczną oraz dystrybucję energii elektrycznej. W 2020 r. obowiązywały m.in.:

- od 1 stycznia do 30 czerwca 2020 r. taryfa dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA EP;
- od 1 lipca do 31 grudnia 2020 r. taryfa dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA EP skutkująca wzrostem średnich cen o 11,64% oraz usług dystrybucyjnych skutkująca wzrostem średnich cen o 3,64%.r. Taryfa obowiązuje do 30 czerwca 2021 r.;
- od 1 stycznia do 30 czerwca 2020 r. obowiązywała taryfa dla usług dystrybucyjnych energii elektrycznej;
- od dnia 1 lipca 2020 r. do dnia 31 grudnia 2020 r. – taryfa dla usług dystrybucyjnych energii elektrycznej. Taryfa obowiązuje do 30 czerwca 2021 r.

W 2020 r. przeprowadzono kolejną aukcję główną rynku mocy, która dotyczyła dostaw na 2025 r. oraz aukcję dodatkową na dostawy kwartalne 2021 r. W wyniku trzech aukcji głównych zorganizowanych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. w 2018 r., aukcji w 2019 r. i 2020 r. oraz aukcji dodatkowych w 2020 r. PGNiG TERMIKA i 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 nr 9 oraz nr 10 EC Siekierki roczną umowę, ograniczoną z uwagi na wymogi emisyjne, na dostawę od 1 stycznia 2025 do 30 czerwca 2025, łączna moc netto 140 MW;
- blok nr 7 oraz nr 8 EC Siekierki: umowy na dostawy w pierwszym i czwartym kwartale 2021 r., łączna moc netto 43 MW.

Jednostki PGNiG TERMIKA przekazane do dysponowania przez PGNiG S.A.:

- EC Żerań 1: umowy w pierwszym i czwartym kwartale 2021 r., moc netto 140MW;
- blok nr 9 oraz nr 10 EC Siekierki: umowy w pierwszym kwartale 2021 r., łączna moc netto 171 MW;
- blok EC Moszczenica: roczne umowa 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. Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. (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).

Otoczenie konkurencyjne

Ciepło

PGNiG TERMIKA w obszarze produkcji ciepła usytuowana jest na rynkach ograniczonych zasięgiem dwóch niepołączonych ze sobą miejskich sieci ciepłowniczych: na terenie Warszawy oraz na terenie Pruszkowa, Piastowa i Michałowic. Udział w produkcji ciepła w Warszawie oraz Pruszkowie sytuuje PGNiG TERMIKA w roli naturalnego monopolisty. 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 2020 r., podobnie jak w latach poprzednich, głównymi podmiotami działającymi

na rynku hurtowym były trzy grupy kapitałowe PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., TAURON Polska Energia S.A., ENEA S.A., dysponujące łącznie ok. 67% zainstalowanej mocy wytwórczej i generujące ok. 70% ogólnej ilości produkcji w kraju. Największy udział w wytwarzaniu energii elektrycznej posiada grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. 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

Nakłady inwestycyjne PGNiG TERMIKA i PGNiG TERMIKA EP w 2020 r. wyniosły łącznie ok. 1 076 mln zł (w tym z tytułu CO₂: 500 mln zł) i zostały poniesione na modernizację i budowę jednostek wytwórczych.

BGP Żerań

Jednym z kluczowych projektów inwestycyjnych realizowanych w 2020 r. była budowa bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej ok. 450 MW w EC Żerań (BGP Żerań). W analizowanym okresie wykonano montaż mechaniczny głównych urządzeń technologicznych (turbozespołów gazowego i parowego, kotła odzysknicowego), części rurociągów technologicznych, instalacji wewnętrznych i sieci zewnętrznych oraz konstrukcji stalowych drugorzędowych.

W marcu 2020 r. konsorcjum w składzie: Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH, Mitsubishi Hitachi Power Systems Ltd., Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe Ltd. i Polimex-Mostostal S.A. zgłosiło wystąpienie siły wyższej związanej z wzrostem liczby zakażeń COVID-19. Na początku października 2020 r. Wykonawca złożył roszczenie kwotowe i terminowe spowodowane zmianami prawa wprowadzonymi w celu przeciwdziałania COVID-19 wg. stanu na 30 września 2020 r. Następnie, w grudniu 2020 r. wykonawca zaktualizował swoje roszczenie i przedstawił nowy Harmonogram Realizacji Kontraktu, w którym termin przekazania do eksploatacji BGP to 30 września 2021 r.

W 2020 r. zakończono również część zadań towarzyszących budowie BGP Żerań, tj.: modernizację układu wody chłodzącej, budowę rurociągu zrzutowego wody chłodzącej z bloku i modernizację stacji przygotowania wody.

Planowane całkowite wydatki inwestycyjne wyniosą ok. 1,6 mld zł.

ECSW

Kolejna inwestycja, na której kontynuowano pracę to blok gazowo-parowy o mocy elektrycznej ok. 450 MW w Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A. (ECSW). W 2020 r. kontynuowano prace związane z dokończeniem budowy bloku gazowo - parowego oraz rezerwowego źródła ciepła w ECSW w zakresach zgodnych z udzielonymi zamówieniami.

Synchronizacja turbiny gazowej z siecią elektroenergetyczną miała miejsce w dniu 4 marca 2020 r., natomiast w dniu 21 sierpnia 2020 r. nastąpiła synchronizacja turbiny parowej. W dniu 30 września 2020 r. blok gazowo-parowy został przyjęty do eksploatacji. Do końca 2020 r. trwały prace optymalizacyjne oraz uzgodnione z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. testy pracy bloku.

W dniu 5 listopada 2020 r. Spółka otrzymała koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej, a w dniu 16 grudnia 2020 r. na wytwarzanie ciepła. Proces pozyskiwania przez ECSW koncesji na obrót energią elektryczną jest w trakcie realizacji – przyznanie przez URE koncesji spodziewane jest w 2021 r.

CCGT Ostrołęka

W dniu 22 grudnia 2020 r. PGNiG, Energa S.A. oraz Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A. podpisały umowę inwestycyjną dotyczącą kierunkowych zasad współpracy przy budowie bloku energetycznego zasilanego paliwem gazowym w CCGT Ostrołęka. Celem umowy jest określenie zasad współpracy pomiędzy stronami, w szczególności w ramach spółki celowej powołanej dla realizacji projektu budowy bloku energetycznego z zastosowaniem technologii zasilania paliwem gazowym w CCGT Ostrołęka. PGNiG obejmie 49% udziałów w docelowym kapitale zakładowym spółki celowej. Pozostałe udziały zostaną objęte przez PKN ORLEN S.A. wraz z Energa S.A. i w takiej samej proporcji będą uczestniczyć w finansowaniu projektu. W dniu 24 lutego 2021 r. strony umowy złożyły wniosek do Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w sprawie utworzenia wspólnego przedsiębiorcy.

EC Pruszków

W ramach projektu modernizacji EC Pruszków w 2020 r. zakończono prace przy realizacji zadań inwestycyjnych mających na celu przebudowę istniejącej infrastruktury nawęglania oraz dwóch kotłów wodnych wraz z budową instalacji ochrony środowiska. Przygotowano szczegółową koncepcję oraz materiały przetargowe 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. Uruchomiono przetargi na obudowę kotłowni olejowej i budowę kotłowni węglowej. Trwa przygotowanie przetargu na budowę silników gazowych.

Odnawialne źródła energii

W ramach budowy własnych źródeł OZE spółka kontynuuje projekt budowy instalacji fotowoltaicznej w C Kawęczyn oraz rozpoczęło poszukiwania partnera do opracowania studium wykonalności na potrzeby budowy innowacyjnej pływającej farmy fotowoltaicznej na zbiorniku wodnym „Moszna”.

Inwestycje PGNiG TERMIKA EP

Do najważniejszych inwestycji prowadzonych w PGNiG TERMIKA EP w 2020 r. należą m.in.:

- inwestycja związana z zaopatrzeniem miasta Rybnik w ciepło z własnych źródeł wytwórczych;
- rozbudowa i modernizacja sieci ciepłowniczych na terenie miasta Jastrzębie-Zdrój, dotowanych ze środków pomocowych;
- budowa silnikowych agregatów prądotwórczych opalanych gazem z odmetanowania kopalń w Oddziale Zofiówka;
- dostosowanie kotła WP-70 w Oddziale Zofiówka do wymagań Konkluzji BAT, w ramach której otrzymano odstępstwo czasowe do końca 2023 r.;
- dostosowanie kotła CFB-275 w Oddziale Zofiówka do wymagań emisyjnych w zakresie chlorowodoru (HCl).

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

W 2020 r. PGG mierzyła się z wieloma trudnościami, z których najpoważniejszy wpływ na sytuację spółki miały załamanie sprzedaży węgla oraz pandemia koronawirusa COVID-19. Wszystkie kluczowe pozycje składające się na wynik finansowy PGG uległy istotnemu pogorszeniu. W dniu 25 września 2020 r. pomiędzy przedstawicielami rządu a stroną społeczną zostało podpisane Porozumienie w sprawie transformacji polskiego górnictwa węgla kamiennego, które określa, m.in. czas funkcjonowania poszczególnych kopalń. Strony w Porozumieniu określiły 2049 r. jako graniczny moment wygaszania kopalń. Ponadto ustalono, że zostanie opracowana umowa społeczna regulująca funkcjonowanie sektora górnictwa węgla kamiennego. Zostanie ona przedstawiona Komisji Europejskiej i jest niezbędna do uzyskania zgody na udzielenie pomocy publicznej. Ponadto, PGG prowadzi prace nad pozyskaniem środków w ramach programu Tarcza Finansowa Polskiego Funduszu Rozwoju dla Dużych Firm. W 2020 r. PGNiG TERMIKA, w wyniku przeprowadzonych testów na utratę wartości akcji PGG, utworzyła odpisy aktualizacyjne o łącznej wartości 800 mln zł. Aktualna wartość bilansowa posiadanych przez PGNiG TERMIKA akcji PGG z uwzględnieniem powyższych odpisów wynosi 0 zł. Dodatkowe informacje znajdują się w [rozdziale 5.2.2.](#)

4.4.3 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość

PGNiG TERMIKA będzie kontynuowała realizację projektów strategicznych oraz będzie 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 2021 r. w GK PGNiG TERMIKA będzie kontynuowała prace związane z realizacją inwestycji, m.in.: bloku gazowo-parowego w EC Żerań, bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A. (ECSW), budowy kotłowni szczytowej w EC Żerań, budowy 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 2021 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 oraz 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.

Spółka będzie realizowała program inwestycyjny, w tym modernizację istniejących aktywów wytwórczych, ukierunkowany na budowę nowych, wysokosprawnych i efektywnych kosztowo mocy wytwórczych przy zastosowaniu niskoemisyjnych technologii dostosowanych do zaostających się wymagań środowiskowych. Będą prowadzone działania rozszerzające obszar działalności spółki oraz projekty B+R+I, dotyczące wykorzystania wodoru w energetyce, budowę akumulatorów energii elektrycznej oraz zwiększenia wykorzystania odnawialnych źródeł energii w jednostkach wytwórczych.

W najbliższych latach spółka także zamierza kontynuować działania w zakresie pozyskiwania podmiotów do akwizycji w obszarze dystrybucji ciepła oraz wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, a także dążyć do poprawy efektywności funkcjonowania spółki poprzez wykorzystanie nowoczesnych metod zarządzania produkcją i majątkiem.

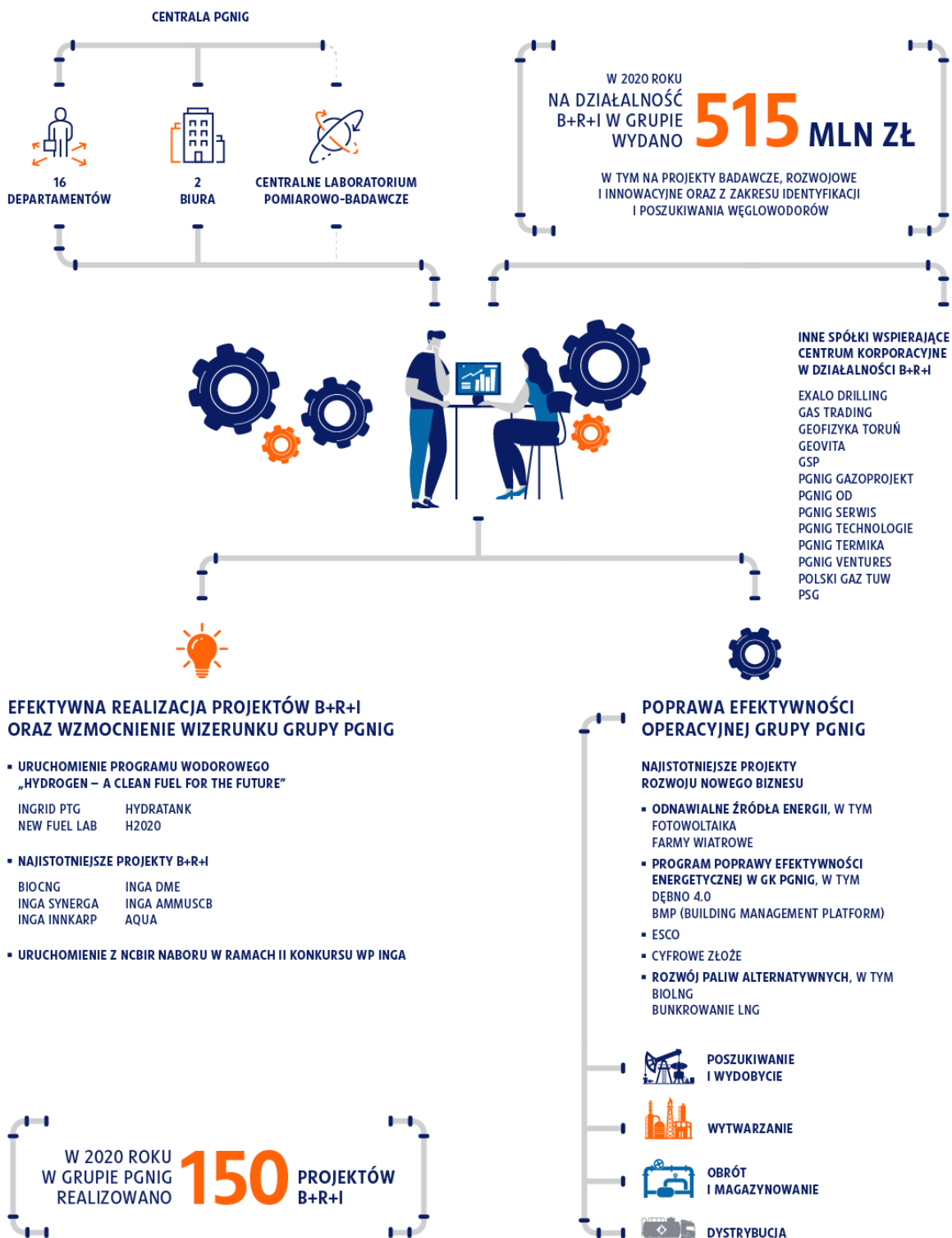
Do zadań stojących przed PGNiG TERMIKA EP w 2021 r., należą: kontynuowanie projektu zabezpieczenia dostaw ciepła dla miasta Rybnik, realizacja zadania dotyczącego połączenia systemów ciepłowniczych Ec Zofiówka i Ec Pniówek oraz intensyfikacja pozyskiwania nowych klientów na centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej (c.w.u.). Spółka podejmuje i będzie podejmować działania w kierunku znaczącego poszerzenia rynku ciepłowniczego, w tym o sprzedaż całoroczną c.w.u., w szczególności w dużych aglomeracjach Jastrzębia-Zdrój i Żor. W dłuższej perspektywie Spółka dostrzega ogromny potencjał instalacji ITPO (instalacja termicznego przekształcania odpadów) w związku z czym prowadzone będą analizy tego zagadnienia.

Do największych wyzwań 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.

4.5 Pozostała działalność

**CENTRUM KORPORACYJNE.
KLUCZOWE DZIAŁALNOŚCI**



4.5.1 Spółki wspierające i poboczna działalność Grupy PGNiG

4.5.1.1 Działalność w 2020 r.

PGNiG Technologie

PGNiG Technologie działa przede wszystkim na krajowym rynku sektora naftowo-gazowego oraz w mniejszym zakresie na rynkach zagranicznych. Działalność spółki można podzielić na trzy główne obszary: gazociągi i infrastruktura gazowa, poszukiwanie i wydobycie 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 wydobycia 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 2020 r. spółka w ramach dywersyfikacji działalności rozpoczęła realizację zleceń w nowych obszarach związanych z energetyką ciepło-gazową oraz dostawą zestawów sprężających. W 2020 r. świadczone usługi dla spółek z GK PGNiG oraz dla podmiotów zewnętrznych, takich jak: GAZ-SYSTEM, ORLEN Upstream Sp. z o.o oraz DC Goryzonty i MHWirth AS. Dla PGNiG TERMIKA w 2020 r. została wykonana infrastruktura gazowa służąca do zasilania kotłowni szczytowej w Ec Żerań.

PGNiG Serwis

Podstawową działalnością PGNiG Serwis sp. z o.o. jest świadczenie kompleksowych usług finansowo-księgowych, kadrowo-płacowych, teleinformatycznych, bezpośredniej ochrony fizycznej, obsługi zabezpieczeń technicznych, zarządzania nieruchomościami i obsługa terenów przyległych dla spółek z GK PGNiG.

Gazoprojekt

Spółka wykonuje dokumentację przedprojektową i projektową w branży gazowniczej, paliwowo-energetycznej i ogólnobudowlanej. Po okresie wysokiego nasycenia rynku w zakresie popytu na prace projektowe w ramach dużych strategicznych inwestycji dla głównych klientów spółki tj. PERN S.A., OGP Gaz-System S.A. i PSG, trwa obecnie okres realizacji inwestycji budowlanych. Ze względu na sytuację na rynku paliw pewien potencjał nowych projektów wykazuje rynek magazynowania i dystrybucji paliw płynnych. Toczą się również prace nad budową podziemnych magazynów gazów i/lub ropy.

Biorąc pod uwagę ilość i charakter przetargów, w których spółka wzięła udział w 2020 r. należy zauważyć, że wysiłki były nakierowane na inwestycje duże, strategiczne, realizowane dla podmiotów krajowych, jak również zadania mniejsze, z założenia mające generować wyższą stopę marży.

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 2020 r. kontynuowano zapoczątkowany w 2017 r. proces restrukturyzacji zmierzający do zwiększenia wartości spółki. Wpływ pandemii COVID-19 ograniczył jednak w znacznym stopniu dalsze możliwości restrukturyzacyjne, powodując czasowe zaprzestanie prowadzenia działalności gospodarczej.

Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych (Polski Gaz TUW)

Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych oferuje ochronę ubezpieczeniową spółkom z GK PGNiG, obejmującą m.in.: ubezpieczenia mienia, komunikacyjne, OC, ochronę prawną, jak również gwarancje ubezpieczeniowe. Polski Gaz TUW ubezpiecza również podmioty spoza GK PGNiG, w szczególności z sektora energetycznego. W 2020 r. kontynuowano współpracę w zakresie umów ubezpieczenia dla spółek w Grupie PGNiG.

Kluczowym projektem zrealizowanym w okresie sprawozdawczym był projekt związany z uruchomieniem w pełnym zakresie działalności operacyjnej Polski Gaz Towarzystwa Ubezpieczeń Wzajemnych na Życie, podmiotu zależnego od Polski Gaz TUW, którego głównym obszarem działalności w pierwszym okresie funkcjonowania jest i będzie oferowanie Pracowniczych Programów Emerytalnych (PPE) w formie grupowego ubezpieczenia na życie z ubezpieczeniowym funduszem kapitałowym. Polski Gaz TUW na Życie rozpoczęło swą operacyjną działalność formalnie (w minimalnym zakresie) w grudniu 2019 r., a materialnie w 2020 r.

W 2020 r. Polski Gaz TUW wdrożyło do sprzedaży w sieci PGNiG OD dwa produkty ubezpieczeniowe zapewniające dostęp do porad prawnych oraz zwrotów kosztów wynagrodzenia adwokata lub radcy prawnego: Doradca Prawny dla Ciebie, Doradca Prawny dla Firmy. Obydwa produkty dostępne są w biurach obsługi klienta PGNiG OD w całej Polsce.

PGNiG Ventures

Strategia spółki PGNiG Ventures zakłada alokowanie środków w spółki z przewidywanym potencjałem wzrostu lub w podmioty będące w fazie szybkiego wzrostu i wykazujące gotowość do kontynuowania wzrostu. W 2020 r. uruchomiony został nabór oraz poszukiwanie podmiotów spełniających wymogi inwestycyjne, dzięki czemu spółka PGNiG Ventures będzie mogła oszacować zakres i poziom inwestycji w 2021 r. Na koniec 2020 r. spółka PGNiG Ventures zidentyfikowała oraz przygotowała dokumentację projektową dla 6 projektów inwestycyjnych w obszarze m.in. cyberbezpieczeństwa, systemów ładowania pojazdów elektrycznych, instalacji fotowoltaicznych.

Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość

PGNiG Technologie

W latach 2021-2023 spółka skupi się na rozwoju w ramach dotychczasowych sektorów, w szczególności w zakresie inwestycji oraz dostaw dla górnictwa węglowodorów. 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 ciepło-gazowej.

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

PGNiG Serwis

W 2021 r. PGNiG Serwis planuje kontynuować udział w realizacji planów strategicznych GK PGNiG. PGNiG Serwis dostrzega szanse w zapotrzebowaniu na działania optymalizacji i redukcji kosztów operacyjnych, czemu sprzyjają procesy przejmowania przez spółkę obowiązków w zakresie działalności pomocniczej oraz świadczenie usług wsparcia dla kolejnych spółek z GK PGNiG. PGNiG Serwis zamierza również rozszerzyć działalność w obszarze IT, bezpośredniej ochrony fizycznej osób i mienia oraz zarządzania i obsługi nieruchomości.

Gazoprojekt

W 2021 r. należy się spodziewać znacznego spadku ilościowego zamówień na duże strategiczne projekty i jednoczesnego spadku poziomu wycen wobec oferowanych w 2019 i 2020 r. Charakter projektów zmieni się na projekty o mniejszym znaczeniu i o mniejszej skali. Tutaj potencjalna pozytywna zmiana może nastąpić w sektorze energetyki gazowej i ciepłownictwa, ale w dużej mierze zależy to będzie od sposobu prowadzenia polityki energetycznej państwa, także w perspektywie zmian w podejściu do tego typu inwestycji w UE.

Nowymi trendami na rynku, na którym działa spółka są inwestycje związane z technologiami niskoemisyjnymi jak technologie wodorowe, *power to gas*, biometan i geotermia. Jest to szansa na rozwój technologiczny i rynkowy wspólnie w ramach Grupy PGNiG i poza nią. Aktywizacja i intensyfikacja działań w tym obszarze jest jednym z kluczowych elementów w przygotowanej i przyjętej przez strategii spółki na lata 2021-2023.

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)

Wyzwaniem realizowanym w 2020 r. było uruchomienie operacyjne Polski Gaz TUW na Życie i przejście przez ten podmiot zarządzania aktywami zgromadzonymi w ramach PPE spółek z GK PGNiG. Strategia na okres 2021-2025 zakłada dalsze funkcjonowanie Polski Gaz TUW jako podmiotu zależnego od PGNiG zapewniającego jego kompleksową i efektywną obsługę ubezpieczeniową.

PGNiG Ventures

Spółka PGNiG Ventures przewiduje kontynuację prowadzenia działań mających na celu dokonanie inwestycji kapitałowych w 2021 r. i kolejnych latach. W związku z tym przewiduje, iż w III i IV kwartale 2021 r. będzie przygotowywać dokumentację inwestycyjną dla 2-4 projektów, tak żeby w I kwartale 2022 r. zrealizować kolejne inwestycje.

4.5.2 Badania, rozwój i innowacje, Centrum Korporacyjne PGNiG

Głównym zadaniem obszaru jest dążenie do budowania sprawnego modelu organizacji i zarządzania działalnością badawczo-rozwojową i innowacyjną w GK PGNiG. W tym celu wyznaczono trzy podstawowe aspiracje strategiczne, czyli zwiększenie zaangażowania oraz efektywności w realizacji projektów badawczo-rozwojowych oraz innowacyjnych, poprawę efektywności operacyjnej GK PGNiG oraz budowę wizerunku Grupy. W skład Centrum Korporacyjnego wchodzi Centrala PGNiG, składająca się z 16 Departamentów oraz 2 Biur.

W Centrali PGNiG działalność w obszarze badań i rozwoju oraz innowacji (identyfikacja rozwiązań, rozwój, wdrożenia/komercjalizacja), w tym współpracę z jednostkami naukowo-badawczymi oraz kwestie praw własności intelektualnej

nadzoruje Departament Badań i Innowacji. Jednostkami merytorycznymi w tym obszarze są Departament Badań i Innowacji, Departament Rozwoju Biznesu oraz Oddziały PGNiG – m.in. Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze (CLPB).

4.5.2.1 Działalność w 2020 r.

Departament Badań i Innowacji

W 2020 r. nadzorowano przebieg 150 przedsięwzięć badawczo – rozwojowo – innowacyjnych. Na projekty badawcze, rozwojowe i innowacyjne oraz z zakresu identyfikacji i poszukiwania węglowodorów w GK PGNiG wydano na dzień 31 grudnia 2020 r. łącznie ok. 515 mln zł, w tym: w spółkach GK PGNiG: ok. 151 mln zł, w PGNiG: ok. 364 mln zł (w tym ok. 30 mln zł na projekty badawcze, rozwojowe i innowacyjne oraz ok. 334 mln zł w ramach Oddziału Geologii i Eksploatacji na projekty z zakresu identyfikacji i poszukiwania węglowodorów).

W ramach Wspólnego Przedsięwzięcia INGA (INnowacyjne GAZownictwo) zorganizowanego we współpracy z NCBiR i GAZ-SYSTEM S.A. w 2020 r. kontynuowano realizację 8 projektów badawczo-rozwojowych z obszaru: „Poszukiwanie, wydobywanie węglowodorów oraz produkcja paliw gazowych” oraz „Sieci gazowe” - wybranych w I Konkursie.

W związku z przeprowadzaną okresowo weryfikacją projektów z obszaru B+R+I pod kątem ich zasadności biznesowej, w grudniu 2020 r. została podjęta decyzja korporacyjna o wcześniejszym zamknięciu trzech projektów B+R (SILESIAFRAC, COKEPROP, MIGASLIDRILL) realizowanych w ramach WP INGA dotyczących odmetanowywania kopalń lub pokładów węgla kamiennego realizowanych w ramach obszaru „Poszukiwanie, wydobywanie węglowodorów oraz produkcja paliw gazowych” i jednego projektu z obszaru „Sieci gazowe” (VELA-GAZ). Decyzja została podjęta w oparciu o rekomendacje Głównych Użytkowników projektów tj. Oddziału Geologii i Eksploatacji PGNiG oraz PSG którzy zgłosili realne ryzyko braku możliwości przyszłego wdrożenia rezultatów ww. projektów do działalności spółek i generowania w związku z nimi korzyści, co jest wymogiem przy realizacji projektów B+R+I zarówno finansowanych ze środków własnych, jak i publicznych, w ramach narzędzi wdrażanych przez NCBiR.

W kontynuacji znajdują się dwa projekty z zakresu poszukiwań i wydobycia (SYNERGA i INNKARP), jeden projekt z zakresu poeksploatacyjnego pozyskiwania metanu (AMMUSCB) i jeden projekt z zakresu paliw alternatywnych (DME). W I kwartale 2020 r. uruchomiono nabór w ramach II Konkursu WP INGA. Łączny budżet projektów na rzecz GK PGNiG dla I i II konkursu WP INGA wyniósł 266 mln zł. Celem Wspólnego Przedsięwzięcia INGA jest wzrost innowacyjności i konkurencyjności przedsiębiorstw GK PGNiG w Polsce i na rynku globalnym w długookresowej perspektywie, poprzez ukierunkowaną i nastawioną na komercjalizację realizację projektów badawczo-rozwojowych oraz współpracę z jednostkami naukowymi.

Do najważniejszych osiągnięć 2020 r. należy uruchomienie w maju w Departamencie Badań i Innowacji Programu Wodorowego “Hydrogen – a Clean Fuel for the Future. Budowanie kompetencji wodorowych w GK PGNiG”. Program wpisuje się w realizację Strategii GK PGNiG na lata 2017-2022. Celem Programu jest rozpoczęcie implementacji (pilotaże / demonstracje) technologii wodorowych w poszczególnych obszarach działalności GK PGNiG, w tym przede wszystkim: dystrybucji, magazynowania i produkcji, na podstawie zidentyfikowanych kompetencji technologicznych oraz nowych doświadczeń, nabywanych na drodze uruchamianych sukcesywnie projektów badawczo-rozwojowych i innowacyjnych. Program ma również na celu zaangażowanie zespołu specjalistów ze wszystkich sektorów działalności GK PGNiG, w których można zidentyfikować biznesowe uzasadnienie do wdrożenia technologii wodorowych. Współpraca pomiędzy interesariuszami z różnych obszarów działań firmy, przy tworzeniu jednego, spójnego łańcucha wartości, przyczyni się do zaangażowania oraz zwiększenia odpowiedzialności za rozwój i wzrost innowacyjności GK PGNiG, obniży koszty realizacji przedsięwzięć, poprawi rentowność potencjalnych inwestycji oraz polepszy alokację kapitałów (finansowego, rzeczowego i ludzkiego).

W ramach Programu realizowane są następujące projekty: InGrid, P2G – wyspowa sieć badawcza pozwalająca na dodawanie zielonego wodoru do gazu ziemnego oraz sprawdzenie wpływu wodoru na infrastrukturę gazową sieci dystrybucyjnej, New Fuel Lab – rozszerzenie laboratoryjnych kompetencji CLPB o działalność analityczną jakości paliw alternatywnych, Hydra Tank – budowa badawczej stacji tankowania wodorem. W III kwartale 2020 r. został uruchomiony kolejny strategiczny projekt wodorowy, jakim jest H2020. Projekt jest realizowany przez GSP, a jego tematyka dotyczy wielkoskalowego magazynowania wodoru w kavernach solnych w Mogilnie i Kosakowie. W ramach Programu w PGNiG są inicjowane kolejne przedsięwzięcia, związane z zaangażowaniem Spółki w rozwój własnych technologii wodorowych (m.in. ogniwa paliwowe czy silniki zasilane paliwem wodorowym). Aktywność w ramach Programu dotyczy również działań pozaprojektowych. We wrześniu 2020 r. PGNiG przystąpiło do Stowarzyszenia Hydrogen Europe, natomiast w październiku do Sojuszu European Clean Hydrogen Alliance (ECH2A). Są to kluczowe platformy do szerokiej współpracy przy tworzeniu całego wodorowego łańcucha wartości, które mają umożliwić zbudowanie w ciągu trzech dekad wodorowego ekosystemu w Europie.

W obszarze Poszukiwania i Wydobywania w III kwartale 2020 r. uruchomiony został projekt AQUA, którego celem jest zbadanie możliwości produkcji energii geotermalnej z istniejących (negatywnych) otworów naftowych oraz weryfikacja opłacalności wykorzystania otworów kończących eksploatację węglowodorów do pozyskania energii geotermalnej.

W 2020 r. obszar B+R+I zainicjował systemowe podejście do pozyskiwania finansowania preferencyjnego w Grupie Kapitałowej. Wypracowano schematy postępowania porządkujące kwestie identyfikacji programów pomocowych, podziału odpowiedzialności przy ubieganiu się o środki preferencyjne i komunikacji zewnętrznej z resortami. Dzięki temu spółki GK PGNiG na bieżąco weryfikują źródła finansowania w bieżącej i przyszłej perspektywie finansowej UE oraz podejmują działania aplikacyjne dla najciekawszych projektów B+R oraz innowacyjnych i inwestycyjnych.

Kontynuowano również aktywności w ramach Komitetu ds. Strategicznych Projektów Obszaru Badań, Rozwoju i Innowacji GK PGNiG. Komitet stanowi ważne forum strategicznych działań w obszarze B+R+I, wymiany wiedzy i dyskusji dla osiągnięcia synergii w kluczowych obszarach działalności.

W 2020 r. uzyskano 4 nowe decyzje patentowe dla zgłoszeń powstałych w wyniku realizowanych projektów B+R.

Departament Rozwoju Biznesu

W 2020 r. w Departamencie Rozwoju Biznesu realizowano łącznie 21 projektów rozwojowych, skupiających się na następujących, kluczowych obszarach: Odnawialne Źródła Energii, Paliwa Alternatywne, Efektywność Energetyczna oraz Centrum Startupowe Inn-Vento.

Odnawialne Źródła Energii (OZE)

W 2020 r. powołano projekt „Fotowoltaika Biznes”, w ramach którego w pierwszym etapie przeprowadzono prace analityczne i przygotowano długoterminowy plan rozwoju biznesu (wraz z parametrami ekonomicznymi) GK PGNiG wykorzystującego technologie fotowoltaiczne. W ramach opracowanej koncepcji przygotowano model biznesowy, zakładający wejście PGNiG w obszar prosumenckiego rynku fotowoltaiki w Polsce dla klientów indywidualnych oraz instytucjonalnych oraz rozpoczęto wdrożenie tego modelu.

Powołano równolegle projekt „Fotowoltaika Instalacje”, w ramach którego dokonano inwentaryzacji dachów i gruntów własnych, spełniających kryteria do budowy instalacji i farm fotowoltaicznych w PGNiG oraz GK PGNiG, jak również zbudowano i uruchomiono pierwszą instalację fotowoltaiczną na nieruchomościach PGNiG. Opracowano także koncepcję rozwoju projektów wielkopowierzchniowych farm fotowoltaicznych, polegającą na warunkowym nabywaniu spółek celowych rozwijających takie projekty. W tym obszarze opracowano techniczne i komercyjne kryteria docelowych projektów i nawiązano wstępne rozmowy z deweloperami takich projektów.

Uruchomiono także projekt „WIND”, który koncentruje się na działaniach zmierzających do osiągnięcia korzyści ekonomicznych oraz dywersyfikacji przychodów Grupy poprzez wejście PGNiG w nowy segment działalności OZE, tj. inwestycji w farmy wiatrowe. W ramach projektu analizowane są możliwości akwizycyjne w zakresie gotowych do budowy oraz operacyjnych farm wiatrowych, w wyniku czego PGNiG przystąpił do wyselekcjonowanych procesów akwizycyjnych, które będą kontynuowane w 2021 r.

Paliwa Alternatywne

W 2020 r., poszukując nowych kierunków rozwoju biznesu w obszarze paliw alternatywnych, ze szczególnym uwzględnieniem wykorzystania LNG, bioLNG, CNG:

- zrealizowano I etap projektu „Magellan”, który zakładał analizę rynku żeglugowego oraz opracowanie modelu biznesowego zmierzającego do rozwoju segmentu bunkrowania statków LNG;
- uruchomiono projekt „Gepard”, który zakłada zwiększenie zasięgu oferty PGNiG w zakresie sprzedaży LNG i CNG na cele kołowego transportu ciężkiego. Zakończono istotne prace etapu I, w tym przygotowano analizę rynku LNG i CNG wraz z rekomendacją opcji strategicznych;
- zakończono I etap projektu „bioLNG TANK”, który zakładał opracowanie planu wdrożenia innowacyjnej koncepcji wytwarzania bioLNG polegającej na zintegrowaniu stacji parametryzująco – skraplającej z biogazownią rolniczą w celu przeprowadzenia skutecznej konwersji nośnika energii z biogazu rolniczego na bioLNG. Realizacja Etapu I pozwoliła na wypracowanie kilku scenariuszy rozwoju przedsięwzięcia.

Ponadto, w projekcie „Geo-Metan II”, w lipcu 2020 r. podjęto ostateczną decyzję o zaprzestaniu prac w strumieniu Budryk, a wobec braku możliwości realizacji prac także w pozostałych strumieniach (Bielszowice/ PGG, Brzeszcze/ Tauron Wydobycie, Murcki-Staszic/PGG, Pniówek oraz Szczygłowice/ JSW), zapadła decyzja o podjęciu działań zmierzających do zamknięcia projektu.

Efektywność Energetyczna

W 2020 r. zakończono prace w projekcie „ESCO” - opracowano koncepcję biznesową dla rozwiązań i produktów rynku usług okołoenerygetycznych (w szczególności rozwiązania z zakresu zarządzania energią), plan wdrożenia oraz parametry ekonomiczne dla możliwych modeli wejścia GK PGNiG w poszczególne segmenty rynku dla aktualnych oraz potencjalnych klientów GK PGNiG.

W 2020 r. uruchomiono program pn. „Poprawa Efektywności Energetycznej w GK PGNiG”, który ma na celu skoordynowanie działań nakierowanych na osiągnięcie korzyści w obszarze gospodarki energetycznej w GK PGNiG. W ramach Programu uruchomiono pierwsze systemowe rozwiązania, których oczekiwanym skutkiem będzie poprawa wyniku energetycznego. Należy do nich uruchomiony w 2020 r. projekt pn. „Dębno 4.0”, który zakłada wdrożenie systemu do monitorowania i zarządzania mediami w Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziarnego Dębno; a także projekt pn. „BMP (Building Management Platform)”, który dotyczy przygotowania, a następnie wdrożenia koncepcji platformy monitoringu i systemowego zarządzania gospodarką energetyczną w obiektach Centrali Spółki.

PGNiG uzyskała w 2020 r. certyfikat w związku z wdrożeniem Systemu Zarządzania Energią na zgodność z normą ISO:50001:2011. Ponadto dokonano aktualizacji dokumentacji Systemu Zarządzania Energią do wymagań normy ISO:50001:2018.

Centrum Startupowe InnVento

W 2020 r. aktywność InnVento koncentrowała się na współpracy z akceleratorem Huge Tech, operatorem programu akceleracyjnego IDEA Global, współfinansowanego ze środków publicznych (działanie 2.5 POIR Programy akceleracyjnej). W ramach tej współpracy PGNiG może realizować projekty pilotażowe z wyłonionymi startupami w obszarach działalności, które zostały zidentyfikowane jako perspektywiczne dla wdrożenia technologii pochodzących od małych firm technologicznych. W 2020 r. w PGNiG ostatecznie zostały zrealizowane 3 pilotaże w następujących obszarach:

- budowa prototypu platformy wspierającej proces analiz z obszaru bezpieczeństwa;
- wdrożenie systemu pomiaru temperatury ciała za pomocą kamer termowizyjnych;
- budowa prototypu platformy do automatycznego przedmiaru i inspekcji instalacji PV z użyciem dronów i zaawansowanych modeli matematycznych terenu.

Ponadto zidentyfikowano kolejnych 6 rozwiązań technologicznych, które będą analizowane pod kątem testowego wdrożenia w GK PGNiG, tj.:

- narzędzie dla obszaru cyberbezpieczeństwa do scentralizowanego systemu zarządzania podatnościami (*vulnerability management*);
- system zgodny z Dyrektywą RED II, do rozliczeń, bilansowania i zarządzania energią elektryczną przeznaczonego dla klastrów energetycznych i operatorów innych podobnych podsystemów energetycznych;
- wykorzystanie rdzeni kolb kukurydzy w procesie produkcji energii, ciepła oraz CO₂ do zastosowań przemysłowych, jako nowego źródła odnawialnej energii;
- wykorzystanie danych satelitarnych do analiz ilości i jakości biomasy w formie brzozy i wierzby energetycznej na terenach zakontraktowanych;
- video/chatboty dla Contact Center;
- oprogramowanie dla obszar uzgadniania i czyszczenia danych w różnych systemach bilingowych.

Oddział PGNiG - Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze (CLPB)

Celem podstawowej działalności CLPB jest utrzymanie i wzrost rynkowej pozycji wiodącego, akredytowanego przez Polskie Centrum Akredytacji laboratorium wzorcującego, badawczego i punktu legalizacyjnego urządzeń i systemów pomiarowych stosowanych w przemyśle gazu ziemnego oraz laboratorium kontroli jakości gazów ziemnych w zakresie wszystkich rodzajów gazów ziemnych i ich form CNG, LNG. W tym obszarze CLPB kontynuuje świadczenie usług 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. Świadczy usługi obejmujące walidację procesowych chromatografów gazowych na potrzeby rozliczeń gazów ziemnych i wzorcowania układów pomiarowych na obiektach infrastruktury gazowej. Kluczowymi klientami Oddziału CLPB są odbiorcy zarówno wewnętrzni, jak również zewnętrzni pochodzący z Polski. Do największych należą spółki GK PGNiG, GAZ-SYSTEM, EuRoPolGaz S.A. i Polskie LNG S.A.

Oddział świadczy usługi w zakresie metrologii urządzeń do pomiarów oraz oceny jakości gazu ziemnego. Największymi zlecniodawcami w tym zakresie są Oddziały PGNiG, PSG i GAZ-SYSTEM oraz podmioty przemysłowe wykorzystujące gaz ziemny w swojej działalności.

Dla zwiększenia efektywności działań i możliwości podjęcia nowych wyzwań badawczo-rozwojowych w strukturze Oddziału w 2020 roku utworzono dedykowaną komórkę organizacyjną: Biuro Badań, Rozwoju i Innowacyjnych Technologii (BRIT). A kluczowe inicjatywy projektowe uruchomione w Biurze to:

- Projekt New Fuel Lab dotyczący rozbudowy zaplecza laboratoryjnego Pracowni Pomiarów Fizykochemicznych O/CLPB o nowe stanowiska badawcze i pomiarowe dla nowych paliw gazowych (wodór, biometan),
- Projekt Bio-CNG: Energetyczne Zagospodarowanie Biodegradowalnej Frakcji Odpadów Komunalnych to inicjatywa w zakresie gospodarki obiegu zamkniętego dotycząca opracowania technologii w zakresie efektywnego przygotowania, przetwarzania i zagospodarowania frakcji organicznej odpadów komunalnych oraz opracowania formuły rozwoju wielkoskalowych inwestycji opartych o koncepcje badawcze realizowane w ramach Projektu.

4.5.2.2 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość w obszarze badań, rozwoju i innowacji

Departament Badań i Innowacji

Działania PGNiG zakładają przede wszystkim umocnienie pozycji GK PGNiG w obszarze technologii wodorowych, realizację i przekazanie do komercjalizacji kolejnych projektów badawczo-rozwojowych, aktywne pozyskiwanie projektów innowacyjnych oraz ich wdrażanie do działalności Grupy, dostosowanie modelu organizacyjnego działań B+R+I w GK PGNiG do zmieniającej się sytuacji rynkowej oraz celów strategicznych Grupy. Równoległe stale będą analizowane nowe obszary biznesu, które mogą zwiększyć konkurencyjność spółek oraz wzmocnić ich pozycję rynkową. Działania zaplanowane zostały w dwóch horyzontach czasowych.

Horyzont krótkoterminowy (do końca 2021 r.):

- umocnienie pozycji GK PGNiG w obszarze technologii wodorowych m.in. poprzez przygotowanie Strategii Wodorowej GK PGNiG i na jej podstawie inicjowanie kolejnych projektów oraz poszerzanie kompetencji z zakresu paliw alternatywnych;
- uruchomienie pilotażowych instalacji mikrokogeneracyjnych działających w oparciu o ogniwa paliwowe;
- uruchomienie instalacji PV z magazynem energii w Odolanowie;
- w ramach projektu H2020 uruchomienie kompletnego samochodu pomiarowego przystosowanego do badań infrastruktury w której znajduje się wodór i mieszaniny Gaz Ziemi-Wodór;
- przeprowadzenie projektu pilotażowego łączącego technologię skanowania 3D z funkcjonalnością paszportyzacji urządzeń / infrastruktury;
- uruchamianie projektów w nowych, biznesowo atrakcyjnych dla GK PGNiG obszarach, w tym z zakresu digitalizacji. Planowane obszary realizacji projektów dotyczących cyfryzacji w ramach GK PGNiG będą dotyczyły m.in. wspierania zarządzania produkcją, implementacji elementów wsparcia decyzyjnego oraz optymalizacji poprzez transformację realizowanych procesów. Technologie i projekty cyfrowe będą obejmować takie obszary jak np. automatyzacja procesów, wykorzystanie sztucznej inteligencji i narzędzi uczenia maszynowego oraz oferowanie nowych usług przy wykorzystaniu narzędzi cyfrowych. Rozwojowe i innowacyjne projekty cyfrowe charakteryzują się krótszym czasem realizacji od innych, w efekcie czego mogą przynieść szybkie efekty, w postaci zwiększenia efektywności danej linii biznesowej czy procesu;
- podpisanie umów na realizację projektów B+R wyłonionych w ramach II Konkursu WP INGA;
- przekazanie do wdrożenia / komercjalizacji rezultatów zakończonych projektów badawczo-rozwojowych np. Ekogłowica i Minidrill;
- zintensyfikowanie działań aplikacyjnych o fundusze pomocowe dla projektów B+R+I oraz inwestycyjnych w GK PGNiG;
- opracowanie metodyki zarządzania projektami B+R+I.

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

- rozwój i ekspansja na rynku technologii wodorowych, w tym m.in.: magazynowanie energii PtG, magazynowanie wodoru;
- Program Cyfryzacji obejmujący projekty innowacji cyfrowych - m.in. analityki dużych ilości danych (big data) czy też algorytmów wspierających decyzje (sztuczna inteligencja, uczenie maszynowe) oraz automatyzujące procesy - opracowywanych, testowanych i wdrażanych we wszystkich obszarach łańcucha wartości GK PGNiG;
- komercjalizacja / wdrożenie do działalności GK PGNiG rezultatów projektów B+R w tym produktów i technologii wytworzonych na bazie projektów INGA – na bieżąco weryfikowanych, w trakcie realizacji pod kątem zasadności komercjalizacji.

Departament Rozwoju Biznesu

W 2021 r. podejmowane będą działania związane przede wszystkim ze sprawnym wdrożeniem nowych produktów biznesowych w GK PGNiG, w oparciu o koncepcje biznesowe, plany wdrożeń i modele finansowe przygotowane w 2020 r. Sukcesywnie będą także identyfikowane i rozwijane nowe przedsięwzięcia.

OZE

W obszarze OZE w 2021 r. wdrożona zostanie koncepcja wejścia PGNiG w obszar prosumenckiego rynku fotowoltaiki na podstawie opracowanego modelu biznesowego, co wzbogaci ofertę PGNiG dla klientów indywidualnych i instytucjonalnych. Zintensyfikowane zostaną działania, zmierzające do zbudowania i eksploatacji portfela odnawialnych źródeł energii elektrycznej, w tym w segmencie fotowoltaiki: rozwój instalacji fotowoltaicznych na terenach własnych, akwizycje farm fotowoltaicznych oraz rozwój projektów wielkopowierzchniowych farm fotowoltaicznych zgodnie z opracowaną koncepcją biznesową; w segmencie farm wiatrowych: akwizycje projektów farm wiatrowych gotowych do wybudowania oraz operacyjnych farm wiatrowych.

Paliwa Alternatywne

Do końca 2021 r. zaplanowany jest II etap projektu Magellan, który przewiduje rozwój infrastruktury poprzez zakup innowacyjnych urządzeń odpowiadających faktycznym potrzebom na rynku żeglugowym, opartych o rozwiązania MTTS (*ang. Multiple Truck-to-Ship*, technologia multiplikująca, zwiększająca wolumen i prędkość bunkrowania). Na lata 2021-2022 przewidziane jest także wdrożenie projektu bioLNG TANK.

Efektywność Energetyczna

W obszarze Efektywności Energetycznej, w 2021 r.:

- sukcesywnie będą wdrażane w GK PGNiG, wypracowane w projekcie ESCO, produkty rynku usług okołenergetycznych przez spółki GK PGNiG, w tym projekt Stop SMOG;
- sukcesywnie będzie realizowany Program Poprawy Efektywności Energetycznej w GK PGNiG, w tym uruchomienie systemu do monitorowania i zarządzania mediami w Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemi Dębno w ramach projektu pn. Dębno 4.0 oraz rozpoczęcie prac związanych z wykonaniem platformy monitoringu i systemowego zarządzania gospodarką energetyczną w obiektach Centrali Spółki (projekt BMP - Building Management Platform);
- planowane jest uzyskanie dla Systemu Zarządzania Energią certyfikatu na zgodność z normą ISO 50001:2018.

Centrum Startupowe InnVento

W 2021 r. planowane jest zwiększenie skali projektów testowych ze startupami w GK PGNiG, w oparciu o współpracę z zewnętrznymi partnerami (akceleratorami). W tym celu będą uruchamiane działania związane z pogłębioną identyfikacją i weryfikacją potrzeb technologicznych i biznesowych PGNiG oraz kluczowych spółkach z Grupy, jak również działania wspomagające efektywne zarządzanie tego typu projektami w GK PGNiG.

Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze

W 2021 r. planowany jest wzrost aktywności w zakresie pomiarowo-badawczym poprzez pozyskanie nowych klientów, rozszerzenie usług, zwiększenie wykorzystania potencjału merytorycznego i posiadanej infrastruktury oraz intensywne działania marketingowe, w tym m.in.: przeprowadzanie akcji ofertowej do wszystkich podmiotów, dysponujących infrastrukturą wymagającą certyfikacji oraz rozwojowe związane z rozszerzeniem kompetencji i rozbudową infrastruktury CLPB do prowadzenia usług badań jakościowo-ilościowych dla paliw alternatywnych.

W swoich najbliższych planach oferowanych usług CLPB zamierza rozszerzyć kompetencje o zakres dot. analiz badań jakości wodoru jako niskoemisyjnego paliwa do pojazdów. Aktualnie brak jest tego typu laboratorium w Polsce, a perspektywa jego organizacji staje się bardzo istotnym elementem rozwoju CLPB w kontekście powstającego rynku paliwa wodorowego, jak również wykonywanie badań ilościowych i jakościowych mieszanin gazu ziemnego z wodorem oraz biometanu.

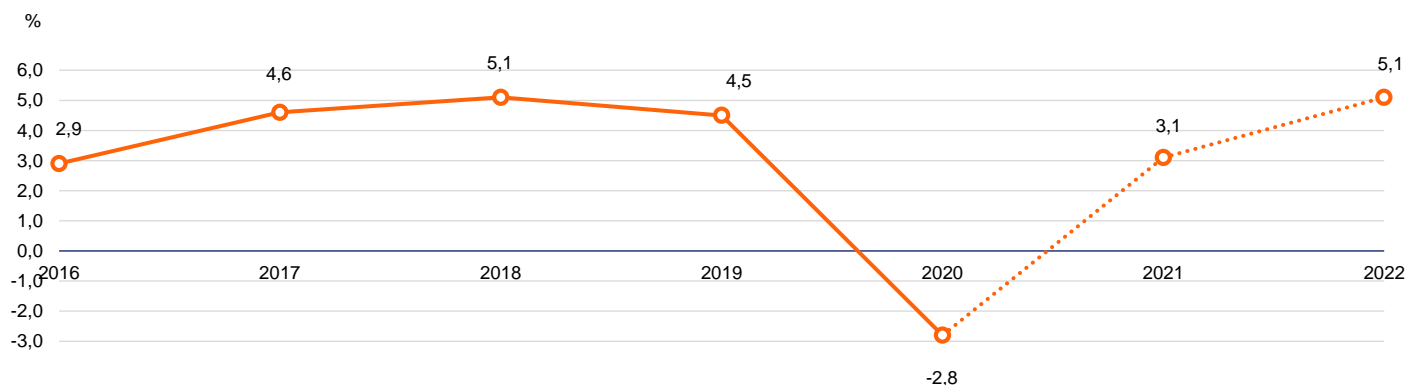
W obszarze projektowym w 2021 r. planowane jest uruchomienie w ramach Programu Wodorowego projektów innowacyjnych z obszaru technologii wodorowych, mających na celu pozyskanie szeroko rozumianego *know-how* związanego z eksploatacją układów kogeneracyjnych małej mocy opartych na ogniwach paliwowych oraz wdrożenie technologii silnika gazowego do bezpiecznego i niskoemisyjnego spalania mieszanin gazu ziemnego z wodorem.

5. Sytuacja finansowa Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG w 2020 r.

5.1 Sytuacja makroekonomiczna

5.1.1 Sytuacja gospodarcza i kursy walut

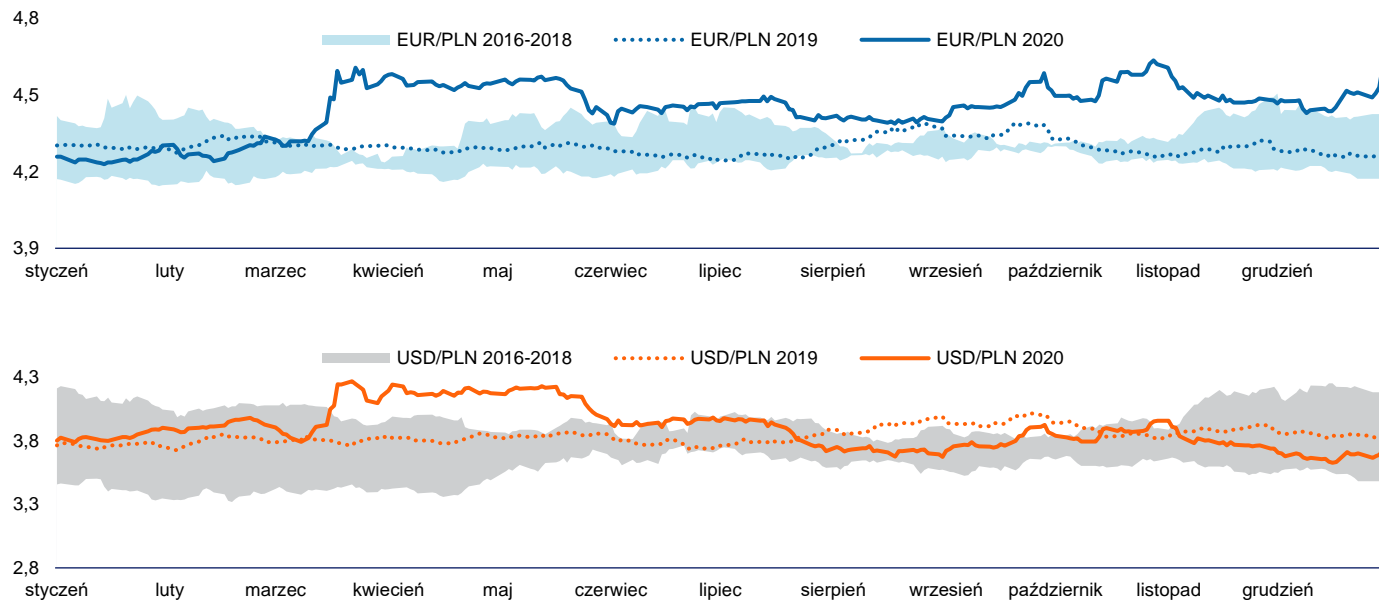
Wykres 20 Produkt Krajowy Brutto (PKB) r/r (%) w latach 2016-2020 i prognoza na lata 2021-2022



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

W 2020 r. finalna dynamika PKB Polski spadła o -2,8% r/r. Wskutek pandemii koronawirusa COVID-19 polska gospodarka musiała zmierzyć się ze spadającym poziomem inwestycji (-10,9% p.p.) oraz niższą konsumpcją gospodarstw domowych (-3,2% p.p.). Z drugiej strony, wzrost poziomu wydatków rządowych (0,7 p.p.) oraz pozytywne saldo handlu zagranicznego (0,4 p.p.) utrzymały polską gospodarkę na relatywnie dobrym poziomie względem innych państw Unii Europejskiej - według danych Komisji Europejskiej recesja w Polsce była jedną z najniższych, a mniejszy spadek aktywności gospodarczej zanotowała wyłącznie Litwa (spadek o -0,9% r/r). Mimo znaczącego spowolnienia, analitycy Komisji Europejskiej prognozują, że w 2021 r. sytuacja polskiej gospodarki powinna wrócić do poziomu sprzed pandemii, a prognozowany poziom PKB może wynieść 3,1% r/r.

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 ich wpływ na koszty pozyskania gazu w segmencie Obrót i Magazynowanie. Kurs dolara wpływa głównie na rozliczenia z dostawcami gazu w kontraktach długoterminowych i przychody ze sprzedaży ropy, a kurs euro ma wpływ na zakup gazu z kierunku zachodniego.

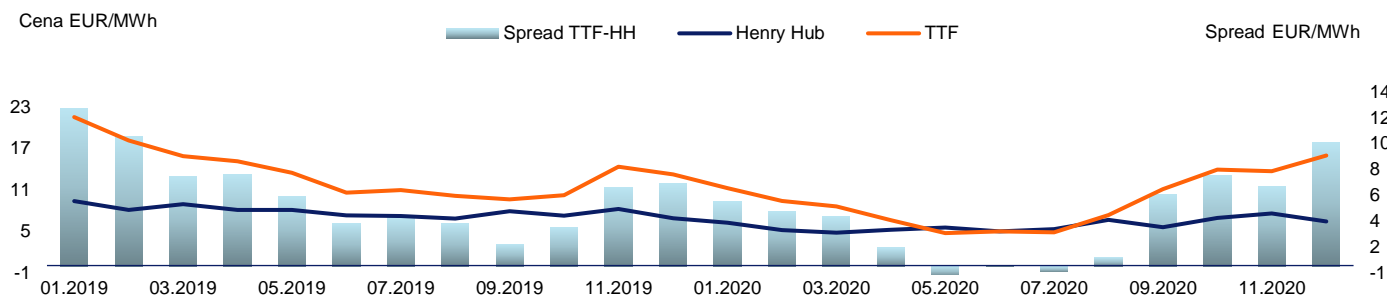
5.1.2 Tendencje na rynku gazu ziemnego

Ceny gazu w Europie i na świecie

W 2020 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 9,35 EUR/MWh - spadek o ponad 30% w porównaniu do analogicznego okresu r/r. Porównując te same okresy, notowania gazu ziemnego na Henry Hub spadły o 1,98

EUR/MWh do poziomu średnio 5,84 EUR/MWh. Średnia cena surowca w Stanach Zjednoczonych zmniejszyła się w tym czasie o 25,3%. Tym samym, w minionym roku *spread* między tymi dwoma obszarami handlu zmniejszył się o blisko 39,1%, tj. o 2,25 EUR/MWh i wyniósł w 2020 r. średnio 3,51 EUR/MWh. Największy *spread* cenowy odnotowano w grudniu: 9,58 EUR/MWh.

Wykres 22 Średnie miesięczne fronth month gazu ziemnego na hubach Henry Hub i TTF (ang. fronth month – kontrakt z datą wykonania w następnym miesiącu) w 2019 i 2020 r.

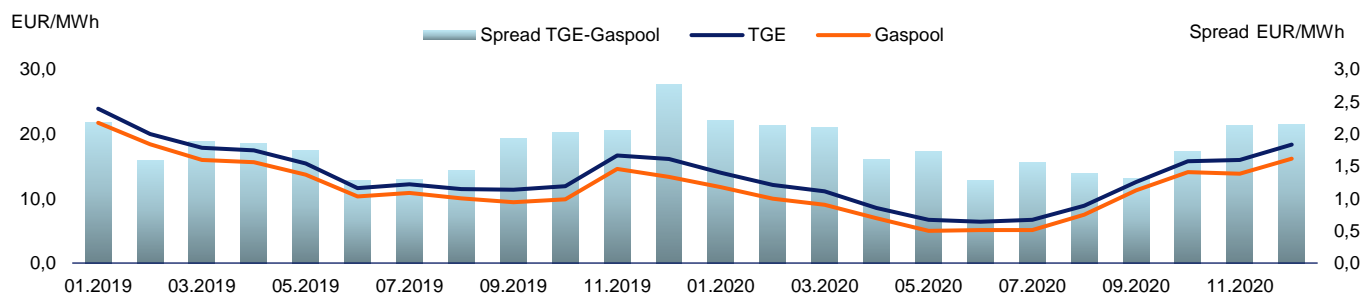


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych NYMEX oraz ICE.

Ceny gazu w Polsce

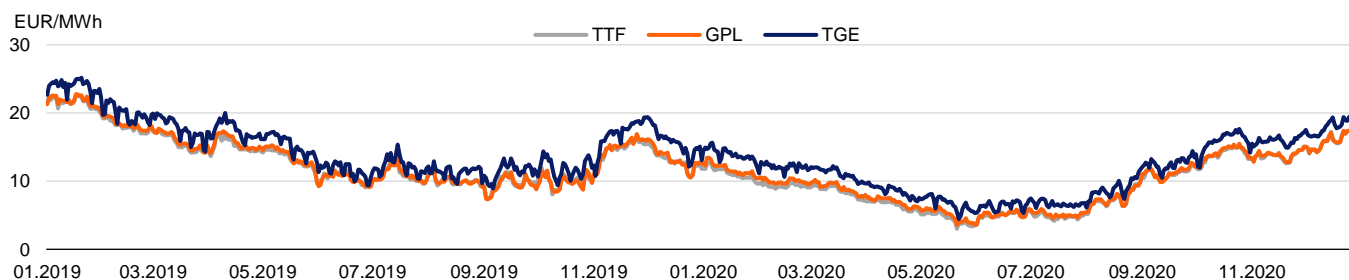
W 2020 r. średnioważona *spotowa* (RDNiBg) cena gazu w Polsce wyniosła średnio 50,60 PLN/MWh, 15,86 PLN/MWh mniej niż w 2019 r. Ceny gazu były silnie skorelowane z cenami gazu w Niemczech i szerzej, na rynkach europejskich. Średni *spread* pomiędzy *spotowymi* cenami (dla produktu Day Ahead) na TGE oraz na GASPOOL w 2020 r. wyniósł 1,77 EUR/MWh.

Wykres 23 Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego w Polsce i w Niemczech w 2019 i 2020 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz EEX.

Wykres 24 Cena gazu ziemnego spot na giełdzie TGE, TTF i GPL w 2019 i 2020 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz EEX.

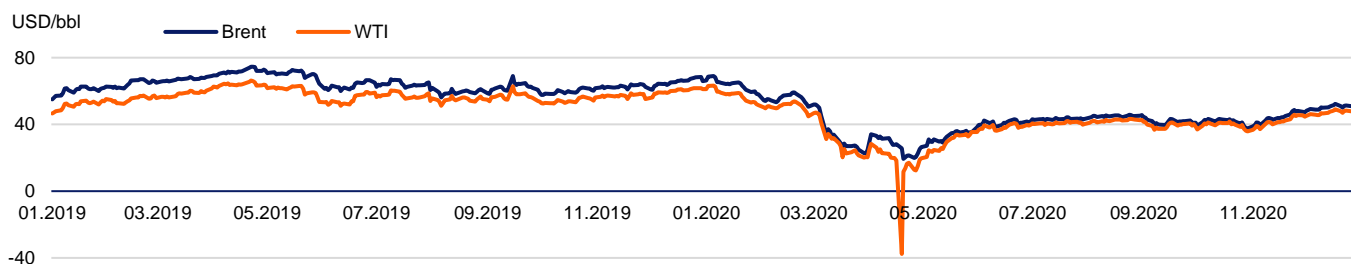
Sytuacja na rynku gazu ziemnego w Europie i na świecie ma przełożenie na wyniki finansowe Grupy PGNiG głównie ze względu na jego wpływ na segment Obrót i Magazynowanie zarówno po stronie kosztowej, jak i przychodowej.

5.1.3 Tendencje na rynku ropy naftowej

W I kwartale 2020 r. doszło do załamania cen ropy. Pandemia koronawirusa doprowadziła do wprowadzenia obostrzeń epidemiologicznych w wielu krajach, co skutkowało spadkiem popytu. Pod koniec kwartału rozpoczęła się również wojna cenowa pomiędzy Rosją a Arabią Saudyjską, których celem było obniżenie cen ropy. W II kwartale obie strony doszły do porozumienia, lecz popyt spadł jeszcze silniej (szczególnie w kwietniu), a rynek znalazł się w stanie bardzo znaczącej nadwyżki podaży. Porozumienie stron o ograniczeniu produkcji sprawiło, że przez resztę roku sytuacja na rynku ropy stopniowo polepszała się.

W III kwartale 2020 r. średnia cena miesięczna znajdowała się w wąskim przedziale \$40-45/bbl, natomiast listopad i grudzień były miesiącami silnego wzrostu cen. Informacja o pojawieniu się szczepionki na koronawirusa i zamówienia przez wiele państw jej hurtowych ilości przełożyło się na wzrost ceny baryłki ropy Brent, która osiągnęła poziom \$50, najwyższy od lutego.

Wykres 25 Cena ropy Brent i WTI, kontrakt month ahead (kontrakt ang. month ahead – kontrakt z datą wykonania w następnym miesiącu) w 2019 i 2020 r.



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

Średnie zapotrzebowanie na ropę naftową w 2020 r. spadło o 8,86% względem roku poprzedniego i wyniosło 92,22 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) spadło o 6,28%. Pozostałe kraje azjatyckie również zanotowały spadek zapotrzebowania. Podaż ropy na świecie została zmniejszona w 2020 r. o 6,31% względem roku poprzedniego. Produkcja najmocniej spadła w grupie OPEC – o 11,72%. Wydobycie zostało zwiększone jedynie przez Chiny – o 0,82%, a kraje dawnego Związku Radzieckiego zmniejszyły swoją podaż o 1,15%.

Tabela 27 Globalny popyt na rynku ropy

mln bbl/dzień	Popyt	2020	2019
OECD		41,93	47,52
w tym Stany Zjednoczone		18,20	20,70
Spoza OECD		50,29	53,66
w tym Chiny		14,30	14,76
Razem Świat		92,22	101,18

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z EIA.

Tabela 28 Globalna podaż na rynku ropy

mln bbl/dzień	Podaż	2020	2019
OECD		30,67	31,66
w tym Stany Zjednoczone		18,58	19,47
Spoza OECD		63,59	68,95
w tym Chiny		4,93	4,89
w tym kraje byłego ZSRR		14,63	14,80
w tym OPEC		30,57	34,63
Razem Świat		94,25	100,60

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z EIA.

Tabela 29 Bilans popytu i podaży na rynku ropy

mln bbl/dzień	Nadwyżka / (Niedobór)	2020	2019
Razem Świat		0,36	(0,42)

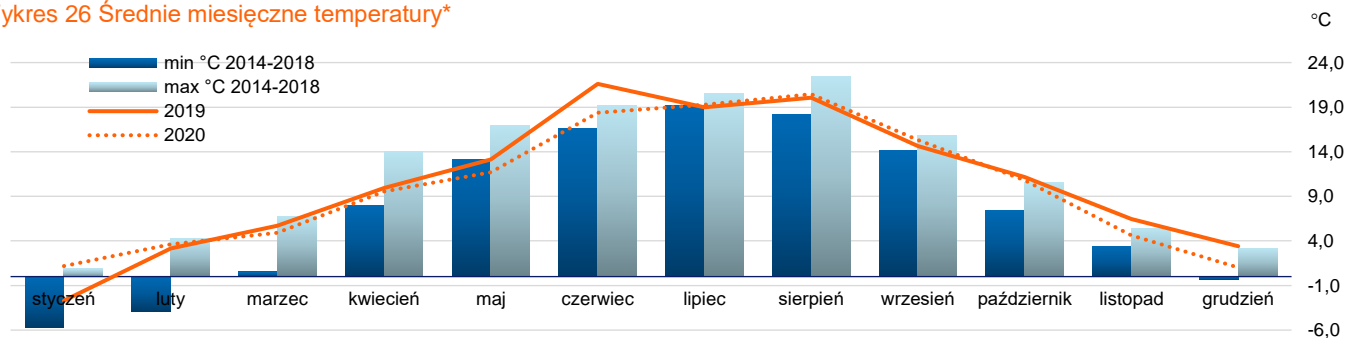
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z EIA.

Sytuacja na rynku ropy naftowej w Europie i na świecie ma przełożenie na wyniki finansowe GK PGNiG głównie ze względu na jej 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 2020 r. kształtowała się powyżej średniej sezonowej i wyniosła średnio 4°C w I kwartale i 6,5 °C w IV kwartale w porównaniu do 3°C i 7°C w 2019 r. W sezonie wiosenno-letnim temperatury oscylowały średnio w okolicy 15°C w II kwartale i 18°C w III kwartale w porównaniu do 16,5°C i 18°C w 2019 r. Wskaźnik jest istotny dla 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 Obrotu Hurtowego.

5.2 Sytuacja finansowa GK PGNiG w 2020 r.

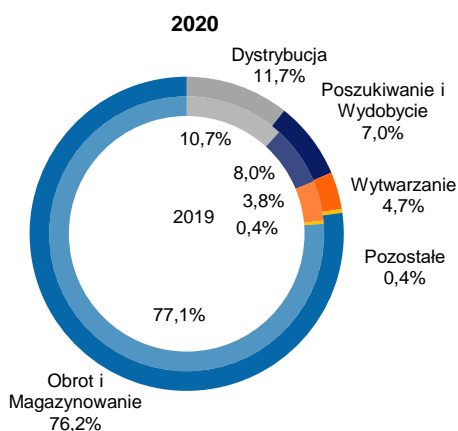
Tabela 30 Dane finansowe GK PGNiG w latach 2018-2020

GK PGNiG	2020	2019	2018	Zmiana 2020/2019 %	Zmiana 2020/2019
Przychody ze sprzedaży	39 197	42 023	41 234	(7%)	(2 826)
Koszty operacyjne razem	(29 612)	(39 575)	(36 839)	(25%)	9 963
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	13 009	5 504	7 115	136%	7 505
Amortyzacja	(3 424)	(3 056)	(2 720)	12%	(368)
Zysk z działalności operacyjnej	9 585	2 448	4 395	292%	7 137
Zysk przed opodatkowaniem	9 025	2 159	4 502	318%	6 866
Zysk netto	7 340	1 371	3 209	435%	5 969
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	14 118	4 938	5 814	186%	9 180
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(6 254)	(6 152)	(4 704)	2%	(102)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(3 653)	327	237	(1 217%)	(3 980)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	4 211	(887)	1 347	(575%)	5 098
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018	Zmiana 2020/2019 %	Zmiana 2020/2019
Aktywa razem	62 871	59 185	53 271	6%	3 686
Aktywa trwałe (długoterminowe)	46 243	43 939	38 898	5%	2 304
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym	16 628	15 246	14 373	9%	1 383
Zapasy	2 684	4 042	3 364	(34%)	(1 358)
Zobowiązania i kapitał własny razem	62 871	59 185	53 271	6%	3 686
Kapitał własny razem	44 125	38 107	36 632	16%	6 018
Zobowiązania długoterminowe razem	11 666	10 378	7 255	12%	1 288
Zobowiązania krótkoterminowe razem	7 080	10 700	9 384	(34%)	(3 620)
Zobowiązania razem	18 746	21 078	16 639	(11%)	(2 332)

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 2019-2020



PiW: spadek przychodów ze sprzedaży gazu E i Ls/Lw r/r o -596 mln zł (-19%) oraz spadek przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu o -622 mln zł (-29% r/r).

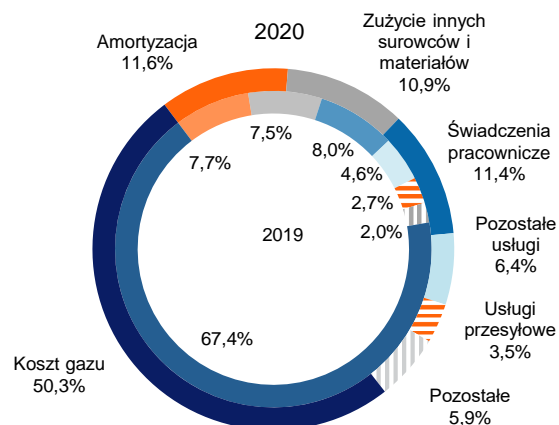
OiM: spadek przychodów ze sprzedaży gazu E i Ls/Lw o -10% r/r (-2 890 mln zł).

Dystrybucja: wyższe o 4% r/r (181 mln zł) przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej przy wyższej o 3,5% taryfie dystrybucyjnej.

Wytwarzanie: wyższe przychody ze sprzedaży ciepła o 10% r/r (139 mln zł) przy niższej o 0,4°C średniej temperaturze r/r i nieznacznie niższych wolumenach sprzedaży ciepła o -1% (o -323 GJ); niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o -4% r/r (-35 mln zł) przy niższym wolumenie sprzedaży o -8% (o -311 GWh).

Koszty działalności operacyjnej

Wykres 28 Podziały kosztów operacyjnych w latach 2019-2020



Znaczący spadek kosztów gazu 44% r/r (o 11,8 mld zł) głównie z tytułu zmiany ceny w aneksie do kontraktu jamlaskiego zawartym z PAO Gazprom/OOO Gazprom Export - zmniejszenie kosztów o kwotę 4 915 mln zł dotyczy kosztów gazu w latach 2014-2019.

Wzrost zużycia innych surowców i materiałów o -247 mln zł r/r (-8%), w tym energii elektrycznej na cele handlowe o -327 mln zł r/r (-22%).

Wzrost kosztów z tytułu świadczeń pracowniczych o -7% r/r (-213 mln zł) głównie na skutek wzrostu świadczeń pracowniczych w segmencie Dystrybucji.

Koszty 8 odwiertów negatywnych i sejsmiki wyniosły -198 mln zł w 2020 r. vs -258 mln zł (10 odwiertów negatywnych) w 2019 r.

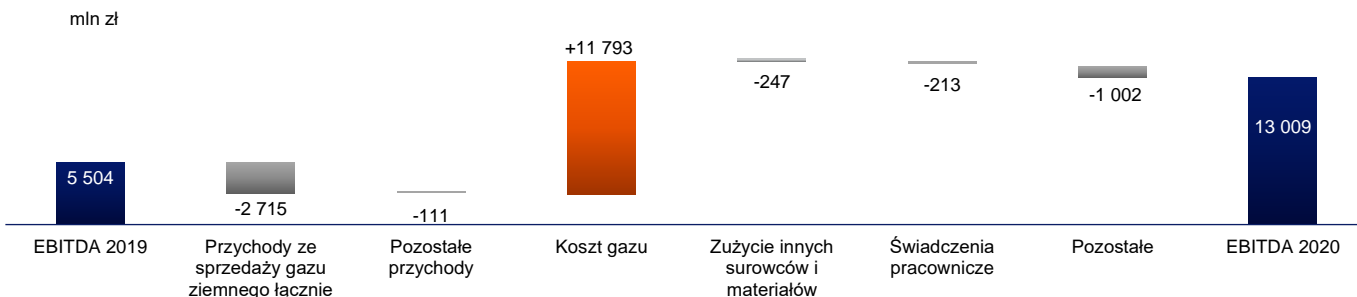
Zawiązanie odpisu na majątek trwały w 2020 r. na poziomie -1 588 mln zł wobec zawiązania odpisu w 2019 r. na poziomie -400 mln zł.

Wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie +358 mln zł. W 2019 r. zawiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie -258 mln zł.

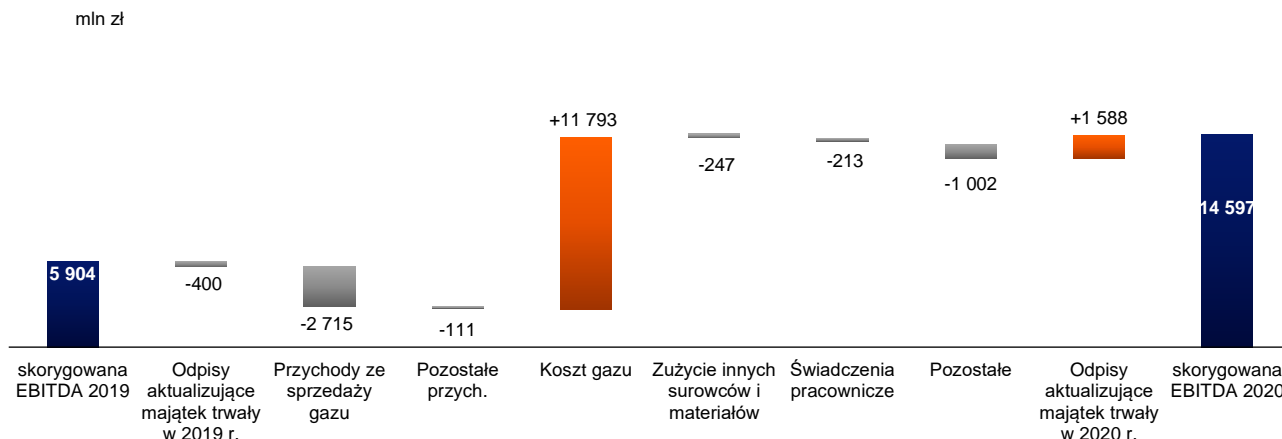
Amortyzacja w 2020 r. na poziomie -3 424 mln zł, w Norwegii -573 mln zł.

EBITDA

Wykres 29 Zmiany w EBITDA w latach 2019-2020



Wykres 30 Zmiany w skorygowanym wyniku EBITDA w latach 2019-2020



Koszty finansowe netto i wynik netto

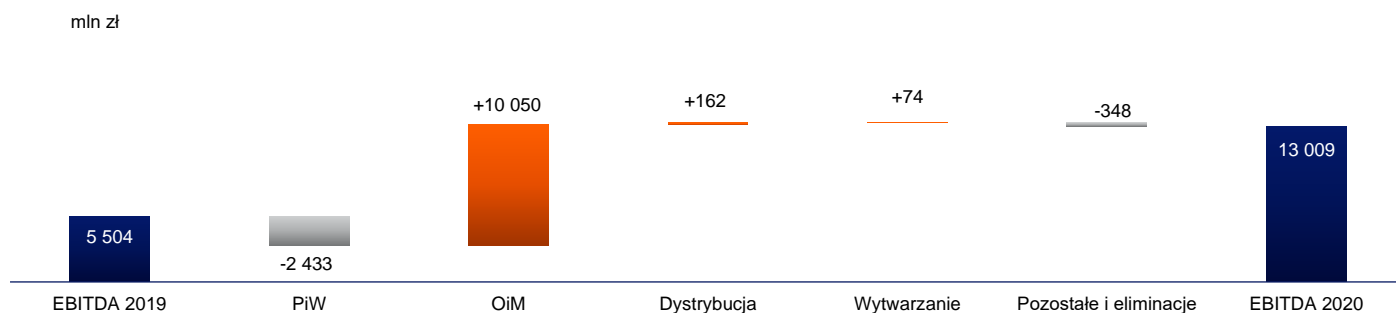
Koszty finansowe netto w 2020 r. wyniosły 35 mln zł i obejmowały głównie odsetki od zobowiązań z tytułu leasingu (-75 mln zł), różnice kursowe (47 mln zł) oraz pozostałe koszty finansowe netto (50 mln zł).

Po uwzględnieniu wyniku z inwestycji wycenianych metodą praw własności -595 mln zł (z czego -612 mln zł to wpływ wyceny metodą praw własności udziałów w PGG na skonsolidowany wynik netto GK PGNiG w 2020 r.) oraz obciążeń podatkowych w kwocie -1 685 mln zł, zysk netto Grupy za 2020 r. wyniósł 7 340 mln zł i był wyższy o 5 969 mln zł r/r.

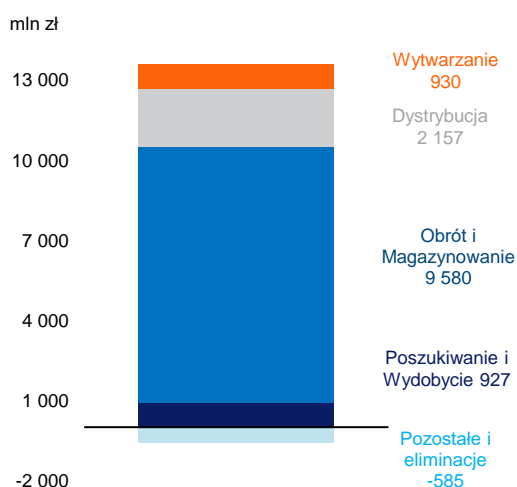
Szczegółowe noty w zakresie przychodów i kosztów finansowych (nota 3.4), inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności (nota 2.4) oraz podatku dochodowego (nota 4.1) są dostępne w **Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy Kapitałowej PGNiG za 2020 r.**

5.2.2 Omówienie wyników segmentów

Wykres 31 Zmiany EBITDA pomiędzy latami 2019-2020



Wykres 32 EBITDA w 2020 r. w podziale na segmenty



Poszukiwanie i Wydobywanie (PiW)

Tabela 31 Przychody ze sprzedaży w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie w latach 2018-2020

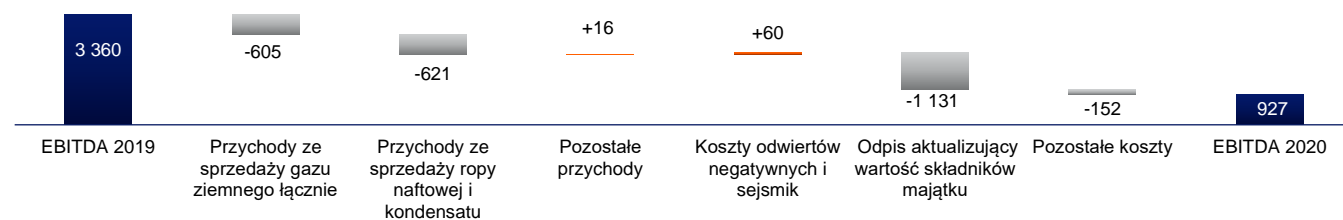
	2020	2019	2018
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG	2 754	3 351	3 795
Przychody ze sprzedaży między segmentami	1 858	2 471	3 876
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:	4 612	5 822	7 671
- gaz wysokometanowy i zaazotowany	2 490	3 086	4 536
- ropa naftowa, kondensat i NGL	1 491	2 112	2 554
- usługi geofizyczne, geologiczne i wiertnicze	227	277	275

Tabela 32 Koszty operacyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie w latach 2018-2020

	2020	2019	2018
Koszty ogółem	(4 933)	(3 518)	(3 714)
- amortyzacja	(1 248)	(1 056)	(1 063)
- zużycie surowców i materiałów	(313)	(356)	(380)
- świadczenia pracownicze	(910)	(890)	(867)
- usługi obce	(618)	(590)	(667)
- usługi przesyłowe	(210)	(223)	(261)
- spisane w koszty odwierty negatywne i sejsmiki	(198)	(258)	(687)
- odpisy aktualizujące majątek trwały	(1 485)	(354)	203
- koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	494	488	506
- pozostałe koszty operacyjne, netto	(445)	(279)	(498)

Wykres 33 Zmiany w EBITDA PiW pomiędzy latami 2019-2020

mln zł



- spadek przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (-29% r/r, o -621 mln zł) przy spadku wolumenu sprzedaży w Polsce (o -8% r/r) i wzroście w Norwegii (o 41% r/r) oraz o -34% r/r niższej średniej ceny ropy wyrażonej w USD (42 USD/bbl);
- wolumeny wydobycia ropy naftowej i NGL w Norwegii wyższe o 40% r/r na poziomie 615 tys. ton;
- spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego łącznie w segmencie (-19% r/r, o -605 mln zł) w wyniku spadku o -25% ceny gazu RDN na TGE oraz -34% ceny gazu TTF (denominowanego w EUR);
- spisane koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki: -198 mln zł w 2020 r. wobec -258 mln zł w 2019 r.;
- zawiązanie odpisów na majątek trwały: -1 485 mln zł w 2020 r. wobec zawiązania odpisu na poziomie -354 mln zł w 2019 r.;
- pozycja overlift / underlift w Norwegii w 2020 r. – wpływ wyceny na wynik w 2020 r. na poziomie 16 mln zł. W 2019 r. odnotowano wpływ wyceny pozycji overlift / underlift na wynik w wysokości -12 mln zł.

Tabela 33 Nakłady inwestycyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie w latach 2019-2020

Nakłady inwestycyjne* poniesione na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG		2020	2019	2018
Poszukiwanie i Wydobycie, w tym:		2 557	2 508	2 232
1	Norwegia	1 572	1 414	1 149
2	Pakistan	75	136	94
3	Libia	4	4	9

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

Więcej informacji na temat kluczowych projektów i wydatków inwestycyjnych w segmencie w [rozdziale 4.1.3. w sekcji Kluczowe projekty i inwestycje](#).

Tabela 34 Wyniki finansowe PGNiG UN

PGNiG UN (mln NOK)	2020	2019	2018
Przychody ze sprzedaży	2 180	2 358	3 569
EBITDA	436	1 515	2 247
EBIT	(945)	721	1 343
Zysk/strata netto	(183)	143	157
Aktywa ogółem	15 219	13 244	10 145
Kapitał własny	1 711	1 894	751

Obrót i Magazynowanie (OIM)

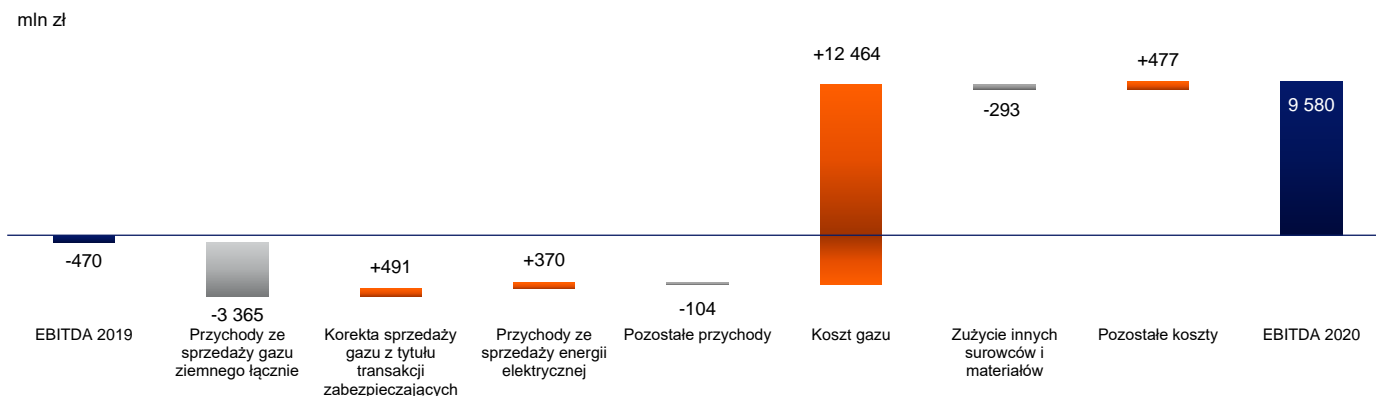
Tabela 35 Przychody ze sprzedaży w segmencie Obrót i Magazynowanie w latach 2018-2020

	2020	2019	2018
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG	29 850	32 415	31 038
Przychody ze sprzedaży między segmentami	793	835	666
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:	30 643	33 250	31 704
- gazu wysokometanowego i zaazotowanego	25 951	29 334	29 503
- energii elektrycznej	2 858	2 488	2 010

Tabela 36 Koszty operacyjne w segmencie Obrót i Magazynowanie w latach 2018-2020

	2020	2019	2018
Koszty ogółem	(21 285)	(33 934)	(32 741)
- amortyzacja	(223)	(214)	(189)
- zużycie surowców i materiałów	(19 499)	(31 669)	(30 940)
- świadczenia pracownicze	(441)	(401)	(384)
- usługi obce	(824)	(745)	(707)
- usługi przesyłowe	(171)	(175)	(143)
- odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	(5)	(5)	-
- koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	28	22	29
- pozostałe koszty operacyjne, netto	(150)	(747)	(406)

Wykres 34 Zmiany EBITDA OiM pomiędzy latami 2019-2020



- pomniejszenie kosztów operacyjnych dot. gazu w wyniku ujęcia wpływu rozliczenia wynikającego z zawarcia aneksu do kontraktu jamalskiego w kwocie 5 689 mln zł (ok. 4 915 mln zł dotyczy kosztów gazu w latach 2014-2019) oraz dodatni wynik na różnicach kursowych z wyceny bilansowej wzajemnych rozliczeń (ok. 300 mln zł);
- spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego łącznie w segmencie (z uwzględnieniem wpływu transakcji zabezpieczających) o -10% r/r, o -2,9 mld zł;
- wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń odniesionych w wynik finansowy w wysokości +1 062 mln zł w 2020 r. vs +571 mln zł w 2019 r. ujętych w zapasie gazu jako zwiększenie kosztu pozyskania -286 mln zł (w 2019 r.: +97 mln zł);
- nieznacznie wyższy wolumen importu gazu do Polski r/r z kierunku wschodniego (2020 r.: 9,00 mld m³ vs 2019 r.: 8,95 mld m³), wyższy wolumen importu LNG (o 0,33 mld m³ r/r) oraz z kierunku zachodniego (2020 r.: 1,71 mld m³ vs 2019 r.: 2,03 mld m³);
- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej łącznie: 2,86 mld zł, wzrost o 370 mln zł r/r (15%) przy jednoczesnym zwiększeniu kosztów energii na cele handlowe o -288 mln zł (12% r/r);
- wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie +358 mln zł. W 2019 r. zawiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie -256 mln zł;
- wpływ zawiązania rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej: -233 mln zł w 2020 r. wobec -196 mln zł w 2019 r.

Nakłady inwestycyjne poniesione na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w 2020 r. w segmencie Obrót i Magazynowanie wyniosły 90 mln zł.

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

Tabela 37 Wyniki finansowe PGNiG OD

PGNiG OD (mln zł)	2020	2019	2018
Przychody ze sprzedaży	9 667	10 965	9 097
EBITDA	930	561	76
EBIT	897	534	67
Zysk/strata netto	721	425	54
Aktywa ogółem	3 107	3 445	3 183
Kapitał własny	1 475	1 188	809

Tabela 38 Wyniki finansowe GK PST

GK PST (mln EUR)	2020	2019	2018
Przychody ze sprzedaży	1 036	1 671	1 531
EBITDA	3	3	0
EBIT	2	2	0
Zysk/strata netto	0	0	(1)
Aktywa ogółem	233	350	418
Kapitał własny	6	6	6

Dystrybucja

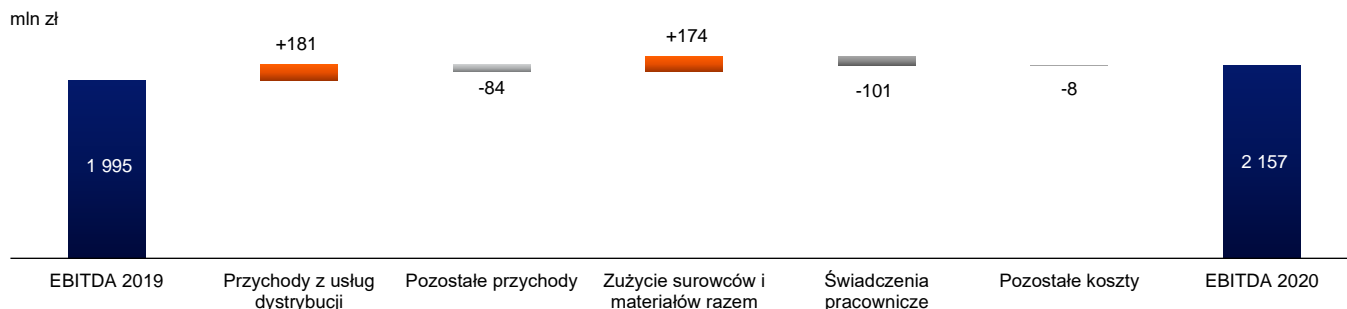
Tabela 39 Przychody ze sprzedaży w segmencie Dystrybucja w latach 2018-2020

	2020	2019	2018
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG	4 603	4 481	4 604
Przychody ze sprzedaży między segmentami	81	106	323
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:	4 684	4 587	4 927
- usługa dystrybucji	4 389	4 208	4 414

Tabela 40 Koszty operacyjne w segmencie Dystrybucja w latach 2018-2020

	2020	2019	2018
Koszty ogółem	(3 621)	(3 607)	(3 469)
- amortyzacja	(1 094)	(1 015)	(927)
- zużycie surowców i materiałów	(72)	(246)	(436)
- świadczenia pracownicze	(1 495)	(1 394)	(1 177)
- usługi obce	(233)	(250)	(259)
- usługi przesyłowe	(667)	(655)	(635)
- odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	(5)	6	(2)
- koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	367	346	288
- pozostałe koszty operacyjne, netto	(422)	(399)	(321)

Wykres 35 Zmiany w EBITDA Dystrybucji pomiędzy latami 2019-2020



- stabilny wolumen dystrybuowanego gazu sięgający 11,57 mld m³, przy niższej o 0,4°C średniej temperaturze r/r;
- przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej wyższe o 181 mln zł (4% r/r), na skutek wyższego poziomu taryfy od 3 kwietnia 2020 r. (ok. 3,5% w porównaniu do wcześniejszej taryfy)
- saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: +29 mln zł w 2020 r. wobec -30 mln zł rok wcześniej;
- wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o -101 mln zł (+7% 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 2020 r. w segmencie Dystrybucja wyniosły 2 945 mln zł.

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

Tabela 41 Wyniki finansowe GK PSG

GK PSG (mln zł)	2020	2019	2018
Przychody ze sprzedaży	4 684	4 587	4 927
EBITDA	2 126	1 953	2 337
EBIT	1 018	924	1 398
Zysk/strata netto	738	671	1 110
Aktywa ogółem	19 754	17 564	15 149
Kapitał własny	12 406	11 686	12 088

* Dane zawierają Korektę dostosowującą wyniki Spółki do polityki rachunkowości GK PGNiG. Korekta dotyczy wartości budynku skorygowanej do wartości kosztu wytworzenia.

Wytwarzanie

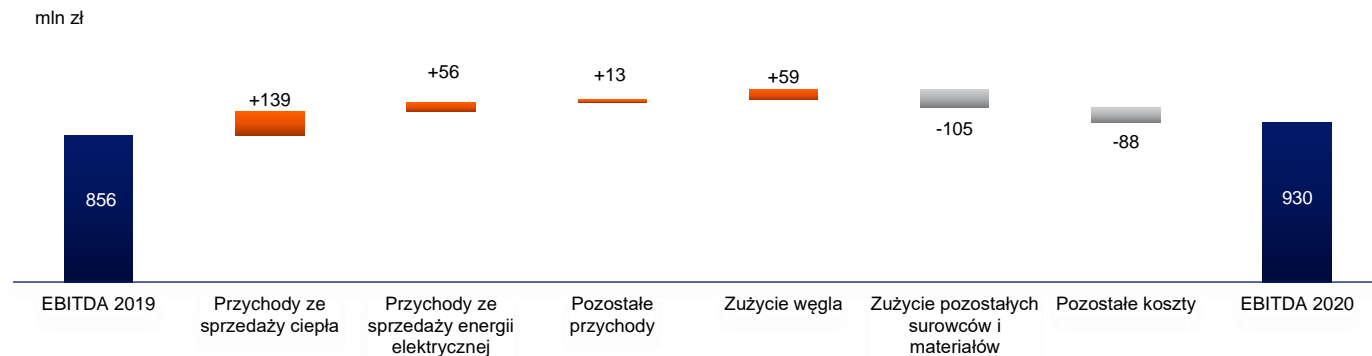
Tabela 42 Przychody ze sprzedaży w segmencie Wytwarzanie w latach 2018-2020

	2020	2019	2018
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG	1 844	1 606	1 617
Przychody ze sprzedaży między segmentami	929	959	770
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:	2 773	2 565	2 387
- ciepło	1 469	1 330	1 322
- energia elektryczna	1 053	997	802

Tabela 43 Koszty operacyjne w segmencie Wytwarzanie w latach 2018-2020

	2020	2019	2018
Koszty ogółem	(2 638)	(2 417)	(2 072)
- amortyzacja	(795)	(707)	(472)
- zużycie surowców i materiałów	(1 166)	(1 120)	(1 034)
- świadczenia pracownicze	(234)	(219)	(205)
- usługi obce	(207)	(195)	(191)
- odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-	-	16
- koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	-	-	1
- pozostałe koszty operacyjne, netto	(232)	(176)	(186)

Wykres 36 Zmiany w EBITDA Wytwarzania pomiędzy latami 2019-2020



- niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o -4% r/r do poziomu 910 mln zł przy wyższych cenach rynkowych i niższym wolumenie sprzedaży o -311 GWh (-8% r/r);
- wyższe przychody ze sprzedaży ciepła (10% r/r) na poziomie 1,47 mld zł przy niższej średniej temperaturze, stabilnych wolumenach sprzedaży (-1% r/r);
- niższe o -7% r/r koszty zakupu węgla na poziomie 815 mln zł w 2020 r. i wyższe o 14 mln zł r/r koszty biomasy;
- wzrost kosztów amortyzacji o -88 mln zł r/r (w tym z tytułu CO₂ ok. -89 mln zł).

Nakłady inwestycyjne poniesione na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w 2020 r. w segmencie Wytwarzanie wyniosły 1 076 mln zł (w tym z tytułu CO₂ 500 mln zł).

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

Tabela 44 Wyniki finansowe PGNiG TERMIKA

PGNiG TERMIKA (mln zł)	2020	2019	2018
Przychody ze sprzedaży	2 357	2 176	2 016
EBITDA	836	777	687
EBIT	150	147	286
Zysk/strata netto	(519)*	(89)	208
Aktywa ogółem	6 533	6 876	5 949
Kapitał własny	2 612	3 133	3 415

* Trwała utrata wartości posiadanych akcji w spółce PGG, w lipcu i wrześniu dokonano odpisów aktualizujących wartość udziałów na kwotę -612 mln zł.

5.2.3 Wahania wyników finansowych

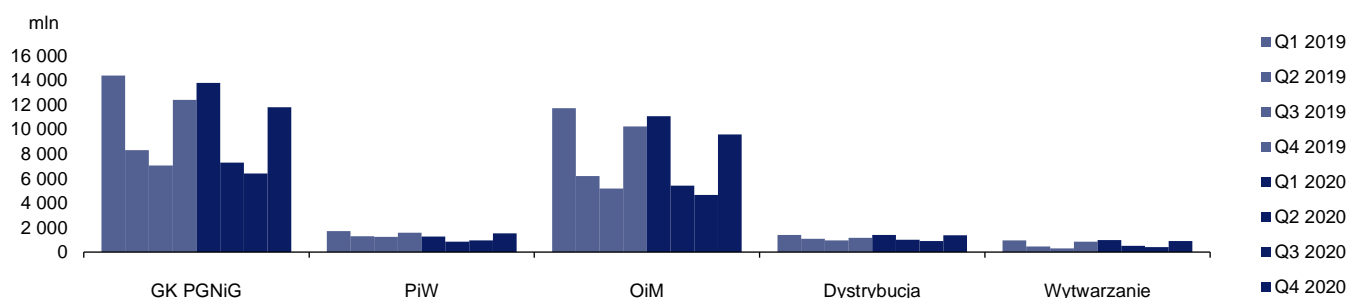
Obrót, dystrybucja i magazynowanie paliw gazowych, jak również wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji, stanowiące oprócz poszukiwań i wydobywania węglowodorów, podstawowy przedmiot działalności GK PGNiG, w dużym stopniu podlegają wahaniom sezonowym.

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 2019-2020



Wykres 38 Wahania EBITDA GK PGNiG w latach 2019-2020

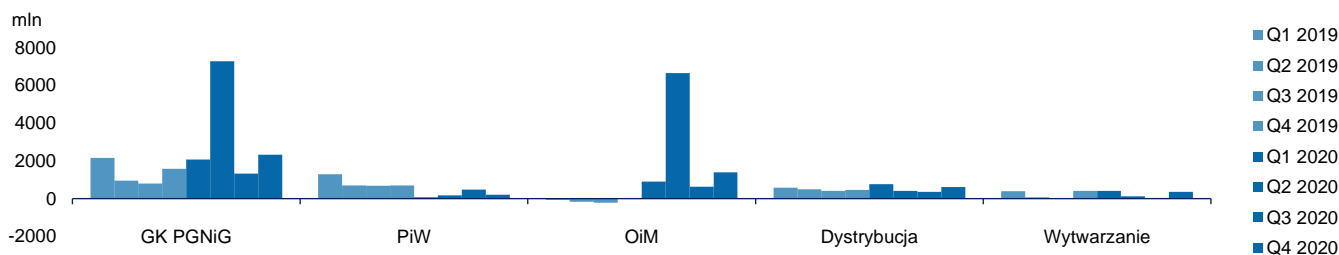


Tabela 45 Kwartalny wynik EBITDA i EBITDA skorygowana w podziale na segmenty operacyjne w 2020 r.

mln zł	2020				
	GK PGNiG	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie
EBITDA I kw	2 078	71	909	771	416
Skor. EBITDA I kw.	2 835	829	909	769	416
EBITDA II kw	7 274	173	6 646	405	117
Skor. EBITDA II kw.	7 371	267	6 647	408	117
EBITDA III kw	1 333	478	632	362	35
Skor. EBITDA III kw.	1 288	433	632	362	35
EBITDA IV kw	2 324	207	1 392	618	362
Skor. EBITDA IV kw.	3 104	883	1397	623	369

Tabela 46 Kwartalny wynik EBITDA i EBITDA skorygowana w podziale na segmenty operacyjne w 2019 r.

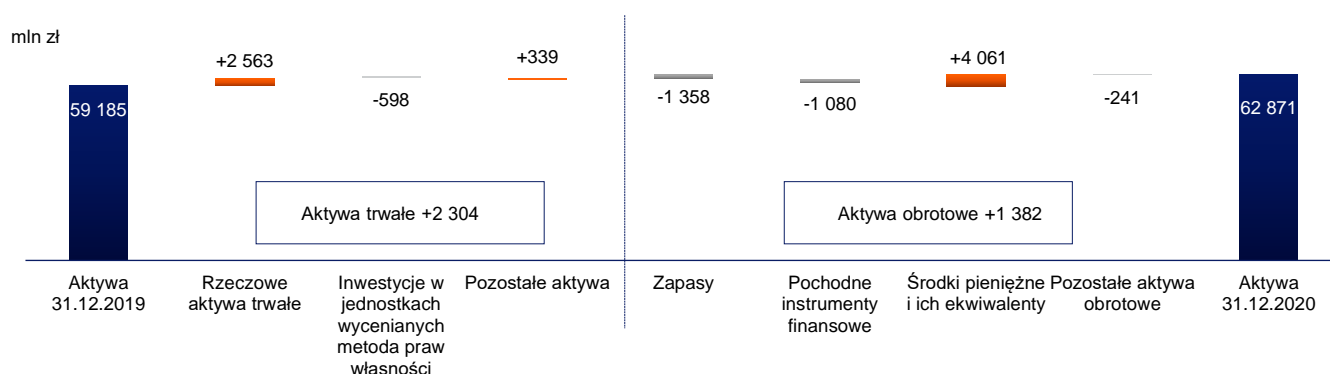
mln zł	2019				
	GK PGNiG	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie
EBITDA I kw	2 218	1 298	(71)	633	400
Skor. EBITDA I kw.	2 200	1 280	(71)	632	400
EBITDA II kw	962	692	(162)	491	62
Skor. EBITDA II kw.	1 202	898	(160)	487	62
EBITDA III kw	803	676	(221)	415	(19)
Skor. EBITDA III kw.	755	630	(221)	414	(19)
EBITDA IV kw	1 521	694	(16)	456	413
Skor. EBITDA IV kw.	1 747	906	(14)	457	413

5.2.4 Omówienie sprawozdania z sytuacji finansowej GK PGNiG

Bilans na dzień 31 grudnia 2020 r. wykazuje sumę bilansową w wysokości 62 871 mln zł, która jest wyższa od wartości na koniec 2019 r. o 3 686 mln zł, czyli ok. 6%.

Aktywa

Wykres 39 Wybrane pozycje sprawozdania z sytuacji finansowej - Aktywa

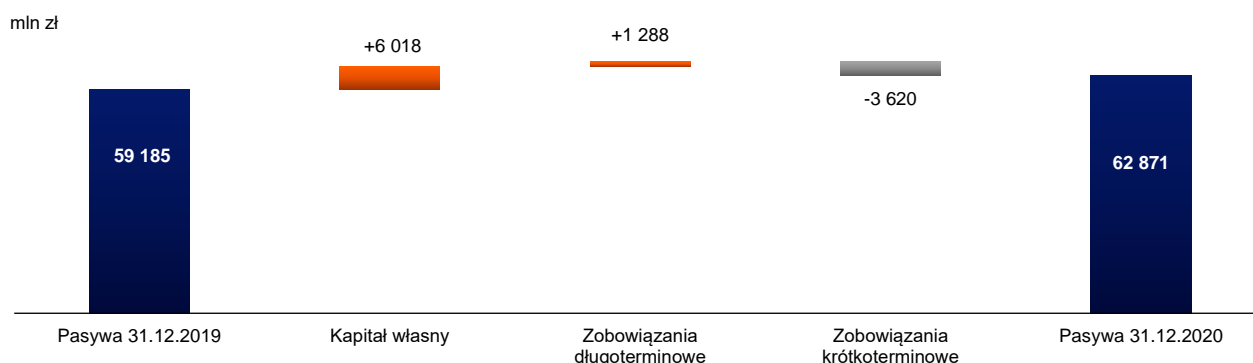


Największą pozycję aktywów GK PGNiG stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których wartość na dzień 31 grudnia 2020 r. wyniosła 42 565 mln zł i była o 2 563 mln zł (6% r/r) wyższa od stanu na dzień 31 grudnia 2019 r. Pozycja inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności, w stosunku do końca poprzedniego roku, spadła o -598 mln zł (-38% r/r), co jest głównie wynikiem wyceny inwestycji w Polską Grupę Górniczą SA.

Aktywa obrotowe GK PGNiG na koniec 2020 r. wynosiły 16 628 mln zł i były o 1 382 mln zł (9% r/r) wyższe niż na koniec 2019 r. przy wyższym poziomie środków pieniężnych i ich ekwiwalentów o 134% r/r (4 061 mln zł). Jednocześnie spadł poziom zapasów, które na koniec 2020 r. wyniosły 2 684 mln zł, czyli o 1 358 mln zł (-34% r/r) mniej niż na koniec 2019 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 2020 r. wynosiła 44 125 mln zł, co oznacza wzrost o 6 018 mln zł (16% r/r) w relacji do 2019 r. Na zmianę poziomu kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim osiągnięty w bieżącym okresie zysk netto - wartość zysku zatrzymanego r/r wzrosła o 6 842 mln zł oraz wzrost wartości kapitału z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń o 755 mln zł r/r.

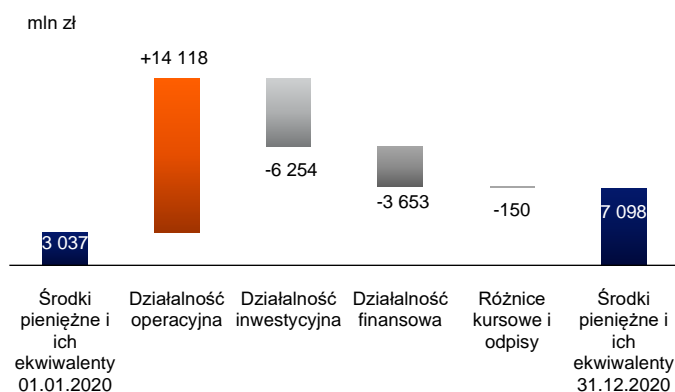
Stan zobowiązań długoterminowych na koniec 2020 r. wyniósł 11 666 mln zł i był wyższy od poziomu z dnia 31 grudnia 2019 r. o 1 288 mln zł (12% r/r). Zmiana poziomu zobowiązań długoterminowych wynika m.in. ze zwiększonej rezerwy na koszt likwidacji, rekultywacji oraz kosztów naprawy środowiska – wzrost o 731 mln zł (29% r/r) w 2020 r.

Na dzień 31 grudnia 2020 r. GK PGNiG posiadała zobowiązania krótkoterminowe na poziomie 7 080 mln zł, co oznacza spadek o -3 620 zł (-34% r/r) w relacji do końca 2019 r. Na spadek zobowiązań krótkoterminowych wpłynął głównie niższy poziom zobowiązań z tytułu zadłużenia o -2 920 mln zł (-90% r/r)

Pełna wersja skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej dostępna jest w [Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy Kapitałowej PGNiG za 2020 r.](#)

5.2.5 Omówienie sprawozdania z przepływów pieniężnych GK PGNiG

Wykres 41 Wybrane pozycje sprawozdania z przepływów pieniężnych



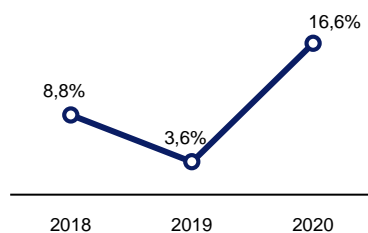
Nakłady inwestycyjne w 2020 r. w GK PGNiG w podziale na segmenty: Poszukiwanie i Wydobycie – 2,6 mld zł; Obrót i Magazynowanie – 0,1 mld zł; Dystrybucja 2,95 mld zł i Wytwarzanie – 1,1 mld zł.

Wyplacona dywidenda w kwocie 520 mln zł, czyli 0,09 zł na akcję.

Pełna wersja skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych dostępna jest w [Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy Kapitałowej PGNiG za 2020 r.](#)

5.2.6 Wskaźniki rentowności

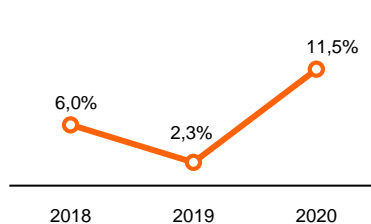
Wykres 42 ROE



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

Wyższy poziom wskaźnika ROE i ROA w 2020 r. spowodowany wzrostem zysku netto w 2020 r. w wyniku podpisanego aneksu do kontraktu jamalskiego.

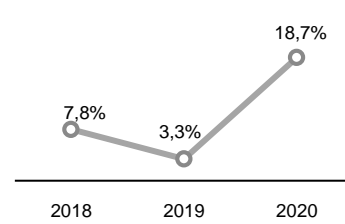
Wykres 43 ROA



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

Wyższy poziom wskaźnika ROE i ROA w 2020 r. spowodowany wzrostem zysku netto w 2020 r. w wyniku podpisanego aneksu do kontraktu jamalskiego.

Wykres 44 Rentowność sprzedaży netto



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

Wyższy poziom wskaźnika ROE i ROA w 2020 r. spowodowany wzrostem zysku netto w 2020 r. w wyniku podpisanego aneksu do kontraktu jamalskiego.

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 świadczone 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 została istotnie ograniczona w przypadku kontraktu jamalskiego dzięki pozytywnemu dla PGNiG wyrokowi 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 2021 r. amerykańska Administracja Informacji Energetycznej (EIA) opublikowała prognozę ceny ropy naftowej Brent w 2021 r., według której średnia cena kontraktu month-ahead wyniesie 52,75 USD/bbl. W przypadku ropy WTI EIA przewiduje cenę na poziomie 49,75 USD/bbl. EIA wyjaśnia, że brak większych zmian cenowych wynika z równoważenia się efektów wysokich stanów magazynowych oraz rozwoju programów szczepień na COVID-19, które mają doprowadzić do powrotu popytu do poziomu

podobnego z 2019 r. Niska cena pomimo zachowania niedoboru surowca na rynkach ma być spowodowana zwiększaniem podaży krajów z grupy OPEC+.

W dłuższej perspektywie ceny ropy mogą być uwarunkowane światową sytuacją gospodarczą oraz polityką Stanów Zjednoczonych względem krajowej energetyki. Wyższe ceny węglowodorów w 2021 r. mogą doprowadzić do powrotu dużej części produkcji, która została wstrzymana z powodu silnych spadków w II kwartale 2020 r. Jednocześnie słaba światowa kondycja gospodarcza może sprawić, że ceny te wciąż nie będą wystarczająco atrakcyjne, a dostęp do finansowania nowych inwestycji może okazać się utrudniony.

Cena ropy Brent w 2021 r. będzie podatna na decyzje krajów OPEC+, które obecnie utrzymują cięcia podaży na wysokim poziomie, lecz odradzający się popyt może skłonić grupę do zwiększenia produkcji dla utrzymania bądź zwiększenia udziału w rynku. Powolny wzrost podaży mógłby spowodować, że cena wzrosłaby ponad 60 USD/bbl ropy Brent, jednak to dałoby silny impuls podaży dla krajów spoza grupy OPEC+ w 2022 r. W perspektywie długoterminowej prawdopodobnym scenariuszem jest konsekwentny, lecz niezbyt dynamiczny wzrost cen na skutek wzrostu światowego popytu, co doprowadzi do potrzeby pozyskiwania ropy z coraz kosztowniejszych w utrzymaniu źródeł.

W ocenie analityków, cena gazu ziemnego w Europie będzie utrzymywać się na podobnym średnim poziomie z 2020 r., lecz z mniejszą amplitudą cenową w ciągu roku. Zwiększone wydobycie gazu łupkowego w Ameryce Północnej i Australii oraz otwarcie nowych instalacji skraplających gaz ziemny sprawia, że produkcja LNG powróci do szybkiego tempa wzrostu. Na 2021 r. zaplanowane jest oddanie do użytku mocy skraplających o rocznej wydajności około 133 TWh, z czego 69 TWh będzie pochodzić ze Stanów Zjednoczonych. W przypadku pozytywnego scenariusza wychodzenia świata z pandemii, wzrost ten nie spowoduje spadków cen ze względu na relatywnie niski stan napełnienia europejskich magazynów oraz rosnący popyt w Azji. W 2021 r. ma dojść również do otwarcia lub rozbudowy terminali regazyfikacyjnych LNG o łącznej mocy 982,8 TWh. Na rynku europejskim negatywny impuls cenowy może przynieść rozpoczęcie funkcjonowania gazociągu Nord Stream 2. Wyższe oraz zdwersyfikowane moce importowe mogą doprowadzić do mniejszych różnic cenowych pomiędzy sezonem letnim i zimowym.

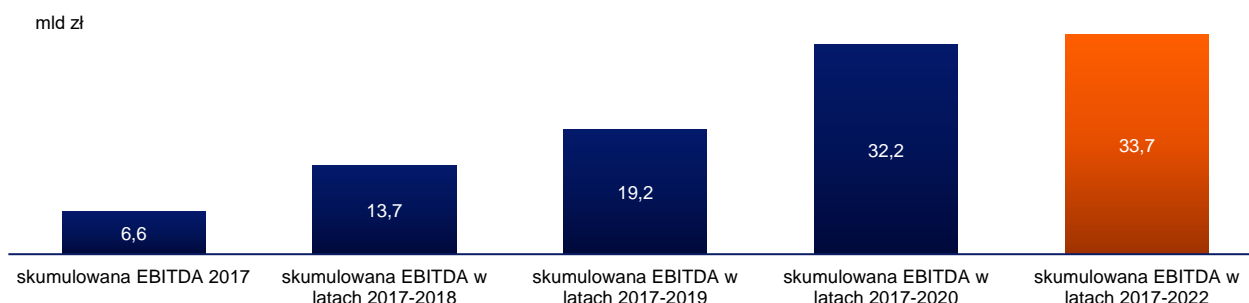
Cena uprawnień do emisji CO₂ (EUA - ang. *European Emission Allowances*) będzie w głównej mierze zależeć od kosztów generacji gazowej oraz efektywności odnawialnych źródeł energii. Obecny stan, w którym ceny gazu zimą są wysokie (co skłania do spalania węgla), a generacja OZE na niskim poziomie, doprowadził do cen EUA na poziomie przekraczającym 30 EUR/t CO₂. Unia Europejska stosuje mechanizm corocznego ograniczania podaży certyfikatów. Mniejsza ilość dostępna dla członków Unii Europejskiej ma zniechęcić ich do produkcji energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych. Starania państw członkowskich o dynamiczny wzrost udziału OZE w krajowym miksie energetycznym mogą zatrzymać wzrost cen certyfikatów przez kilka kolejnych lat, natomiast analitycy spodziewają się stabilnego, silnego wzrostu notowań po 2025 r.

Analitycy prognozują, że cena energii elektrycznej w Polsce w 2021 r. nie wzrośnie względem średnich cen z 2020 r. Otwarcie nowych mocy wytwórczych OZE i stabilny poziom cen certyfikatów EUA mogą doprowadzić do spadku cen energii elektrycznej w krótkim okresie. Wolniejsza dynamika zmian w polskim miksie energetycznym może doprowadzić jednak do wzrostu cen energii, szczególnie po wypełnieniu unijnych celów na 2025 r. Bardzo duży wpływ na cenę może mieć rosnący koszt certyfikatów na emisję CO₂, szczególnie jeśli ograniczenie generacji węglowej nie będzie znaczące.

5.2.8 Prognozy 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 2020 r. skumulowana EBITDA wyniosła 32,2 mld zł, co stanowi 96% zaplanowanego wyniku do 2022 r.

Wykres 45 Skumulowana EBITDA GK PGNiG w latach 2017-2020 i cel strategiczny 2022 r.



W dniu 27 stycznia 2021 r. Spółka opublikowała prognozę wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej w latach 2021 – 2023.

Tabela 47 Prognoza wydobycia gazu ziemnego w latach 2021-2023*

mld m ³	2021	2022	2023
Polska	3,8	3,8	4,0
Zagranica, w tym:	1,2	1,4	1,3
- Norwegia	0,9	1,1	1,0
- Pakistan	0,3	0,3	0,3
Razem	5,0	5,2	5,3

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

Wydobycie gazu ziemnego w Polsce powinno utrzymać się w najbliższych latach na stabilnym poziomie. Spodziewane mniejsze wydobycie gazu w 2021 r. wynika z wydłużenia realizacji procesów inwestycyjnych spowodowanych sytuacją pandemiczną, a w 2022 r. – wydłużony przestój kopalni Lubiatów. W 2023 r. prognozuje się wzrost wydobycia w związku z zakończeniem zadań inwestycyjnych obejmujących zagospodarowanie nowych złóż i podłączenie nowych odwiertów.

Niższe prognozy produkcji gazu w Pakistanie wynikają z opóźnienia budowy instalacji technicznych oraz lokalnego zamrożenia gospodarki z powodu pandemii. Wzrost produkcji gazu w Norwegii w latach 2021-2023 spowodowany jest akwizycją złóż Kvitebjørn i Valemon oraz planowanym uruchomieniem produkcji ze złóż Snadd Outer, Duva i pozostałych otworów na strukturze Ærflugl.

Tabela 48 Prognoza wydobycia ropy naftowej wraz z kondensatem i NGL w latach 2021-2023

tys. ton	2021	2022	2023
Polska	667	612	616
Zagranica, w tym:	633	918	771
- Norwegia	633	918	771
Razem	1 300	1 530	1 387

Zakładany poziom produkcji ropy w 2021 r. wynika, m.in. z przesunięcia zadania inwestycyjnego związanego z zagospodarowaniem złoża Kamień Mały z 2020 r. na 2022 r. oraz spadkiem produkcji ropy z kopalni Lubiatów. Mniejsze spodziewane wolumeny wydobycia w latach 2022-2023 związane są z planowanym wydłużonym przestojem kopalni Lubiatów wskutek jej rozbudowy i przyłączenia odwiertu Międzychód-8h w 2022 r. Przewidywany wydłużony przestój kopalni Dębno wynikający z rozbudowy kopalni wpłynie na poziom wydobycia ropy w 2023 r.

W prognozowanym okresie w latach 2021-2022 naturalny proces spadku wydobycia ropy w Norwegii zostanie zahamowany. Taki stan rzeczy jest konsekwencją akwizycji złóż Kvitebjørn i Valemon oraz planowanym uruchomieniem produkcji ze złóż Snadd Outer, Duva, Gråsel i pozostałych otworów na strukturze Ærflugl. Dodatkowo zakłada się prowadzenie prac rewitalizacyjnych na złożu Morvin, mających na celu zwiększenie wydobycia. Spadek wydobycia w Norwegii przewidywany na 2023 r. wynika z naturalnego procesu szczypania złóż. Z drugiej strony, spółka podejmuje działania mające na celu pozyskanie nowych złóż ropy i gazu w Norwegii.

5.2.9 Zarządzanie zasobami finansowymi oraz płynność GK PGNiG

Kredyty, pożyczki oraz dłużne papiery wartościowe

W dniu 28 października 2020 r. PGNiG zawarło aneks nr 1 do Umowy Programowej z dnia 21 grudnia 2017 r. w związku z programem emisji obligacji na kwotę 5 mld złotych z organizatorami emisji: ING Bankiem Śląskim SA, Bankiem Polska Kasa Opieki SA, Bankiem Handlowym w Warszawie SA oraz Bankiem BNP Paribas Bank Polska SA. Aneks nr 1 dostosowuje program do aktualnego porządku prawnego i wydłuża czas trwania Programu do dnia 28 października 2025 r. W ramach Programu PGNiG będzie mogło emitować obligacje z terminem zapadalności do 10 lat o oprocentowaniu stałym lub zmiennym lub jako obligacje zerokuponowe, w trybie oferty publicznej albo w trybie oferty niepublicznej. Obligacje mogą zostać wprowadzone do alternatywnego systemu obrotu Catalyst. Obligacje będą emitowane w celu uzyskania środków na zaspokojenie bieżących potrzeb finansowych związanych z realizacją strategii Grupy PGNiG. Program nie był wykorzystywany w bieżącym okresie sprawozdawczym.

Tabela 49 Najistotniejsze umowy kredytów GK PGNiG na 31 grudnia 2020 r.

Bank	Maksymalna wartość zadłużenia w ramach umów w mln	Waluta	Rodzaj oprocentowania	Rodzaj kredytu	Termin wymagalności
Konsorcjum 8 banków	500	USD	zmienne	obrotowy/ inwestycyjny	30.06.2026
Bank Gospodarstwa Krajowego	271	PLN	zmienne	długoterminowy	27.08.2027
Pekao S.A.	75	PLN	zmienne	w rachunku bieżącym	16.07.2021
Bank Gospodarstwa Krajowego	45	PLN	zmienne	inwestycyjny	31.12.2023
Pekao S.A.	20	PLN	zmienne	w rachunku bieżącym	27.06.2025
Deutsche Bank	35	EUR	zmienne	obrotowy w rachunku bieżącym, krótkoterminowy	na wezwanie
PKO Bank Polski	20	EUR	zmienne	obrotowy w rachunku bieżącym, krótkoterminowy	31.03.2021
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	zmienne	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 2020 r.](#)

Emisja papierów wartościowych oraz wykorzystanie wpływów z emisji

W 2020 r. GK PGNiG mogła emitować obligacje w ramach jednego programu. Szczegółowe informacje dot. terminów obowiązywania, stopnia wykorzystania programu oraz zadłużenia z tytułu emisji znajdują się w [nocie 5.2 Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG za 2020 r.](#)

Na dzień 31 grudnia 2020 r. nie wystąpiło zadłużenie PGNiG z tytułu emisji obligacji w ramach GK PGNiG.

Instrumenty finansowe

Tabela 50 Główne pozycje bilansowe aktywów finansowych w podziale na kategorie

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

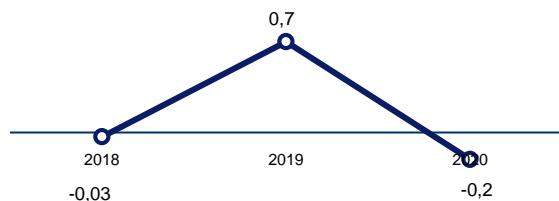
Tabela 51 Główne pozycje bilansowe zobowiązań finansowych w podziale na kategorie

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

Szczegółowe informacje dotyczące instrumentów finansowych znajdują się w [nocie 7.1 Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG za 2020 r.](#)

Wskaźniki zadłużenia

Wykres 46 Dług netto/EBITDA

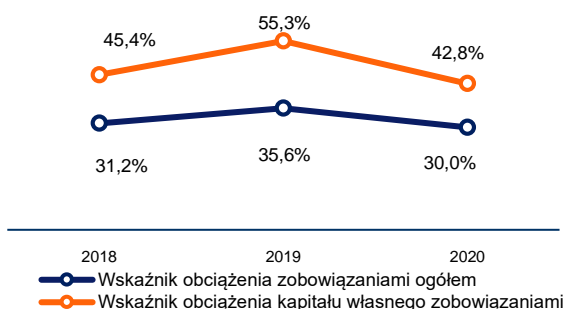


Dług netto liczony jako suma posiadanych kredytów bankowych (zarówno krótko jak i długoterminowych), dłużnych papierów wartościowych oraz zobowiązań z tytułu leasingu oraz pożyczek, pomniejszoną o środki pieniężne i ich ekwiwalenty oraz środki pieniężne prezentowane jako aktywa długoterminowe.

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

Spadek wskaźników w 2020 r. spowodowany jest niższą wartością zobowiązań i wzorstem EBITDA.

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



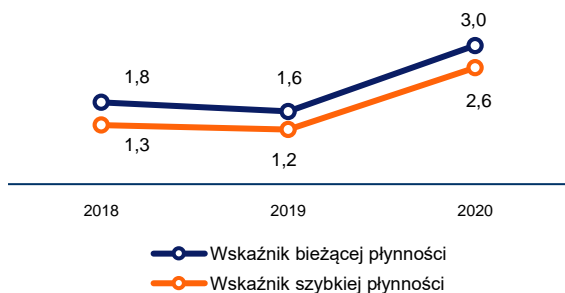
Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem liczony jako suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów.

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

Spadek wskaźników w 2020 r. spowodowany jest niższą wartością zobowiązań.

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).

Wzrost wskaźników w 2020 r. spowodowany jest niższymi zobowiązaniami krótkoterminowymi.

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 2021 r.

Udzielone poręczenia, gwarancje oraz pozostałe aktywa i zobowiązania warunkowe

Na dzień 31 grudnia 2020 r. najistotniejszą pozycję zobowiązań warunkowych GK PGNiG stanowiły gwarancje i poręczenia, których łączna wartość ujawniona w skonsolidowanym sprawozdaniu wynosiła 4,8 mld zł (3,8 mld zł na dzień 31 grudnia 2019 r.).

Główna pozycja dotyczy gwarancji wystawionej przez PGNiG na rzecz państwa norweskiego z tytułu wykonywania przez spółkę PGNiG UN prac na norweskim szelfie kontynentalnym, której wartość na koniec 2020 r. w przeliczeniu na zł wynosi 2,9 mld zł (2,7 mld zł na koniec 2019 r.).

Umowy gwarancji i poręczeń zawarte w bieżącym okresie na łączną kwotę 1,42 mld zł dotyczyły przede wszystkim zabezpieczenia dostaw gazu.

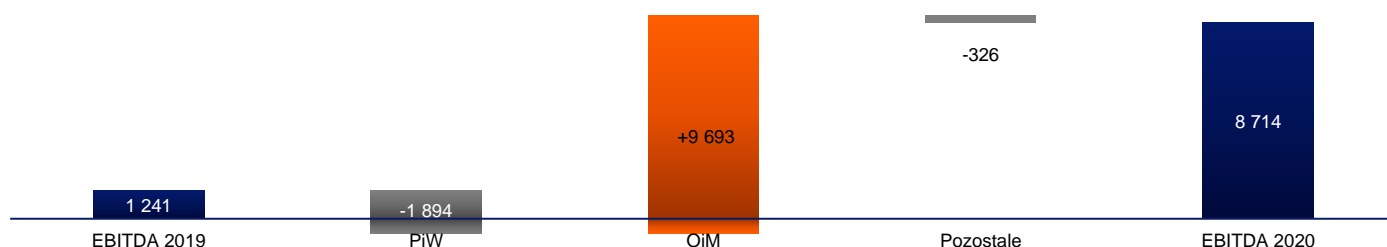
5.3 Sytuacja finansowa PGNiG w 2020 r.

Tabela 52 Dane finansowe PGNiG w latach 2018-2020

PGNiG	2020	2019	2018	Zmiana 2020/2019	Zmiana 2020/2019 %
Przychody ze sprzedaży	21 237	22 615	22 344	(1 378)	(6%)
Koszty operacyjne razem, w tym	(13 342)	(22 229)	(20 505)	8 887	(40%)
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	8 714	1 241	2 637	7 472	602%
Amortyzacja	(819)	(856)	(798)	37	(4%)
Zysk z działalności operacyjnej	7 895	386	1 839	7 509	1 945%
Zysk przed opodatkowaniem	8 490	1 989	3 677	6 501	327%
Zysk netto	6 909	1 748	3 289	5 161	295%
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	9 394	1 989	2 658	7 405	372%
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(2 794)	(2 256)	644	(538)	24%
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(3 591)	(52)	(138)	(3 539)	6 806%
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	3 009	(319)	3 164	3 328	(1 043%)
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018	Zmiana 2020/2019	Zmiana 2020/2019 %
Aktywa razem	43 746	41 044	36 993	2 702	7%
Aktywa trwałe (długoterminowe)	30 737	28 885	25 742	1 852	6%
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym	13 009	12 159	11 251	850	7%
Zapasy	2 070	3 230	2 691	(1 160)	(36%)
Zobowiązania i kapitał własny razem	43 746	41 044	36 993	2 702	7%
Kapitał własny razem	36 230	30 618	28 833	5 612	18%
Zobowiązania długoterminowe razem	3 871	3 315	2 551	556	17%
Zobowiązania krótkoterminowe razem	3 645	7 111	5 609	(3 466)	(49%)
Zobowiązania razem	7 516	10 426	8 160	(2 910)	(28%)

W 2020 r. spółka PGNiG odnotowała wynik EBITDA na poziomie 8 714 mln zł, a więc wyższym o 7 473 mln zł niż w analogicznym okresie ubiegłego roku. Zmiany wyniku EBITDA w poszczególnych segmentach działalności zostały zaprezentowane na poniższym wykresie.

Wykres 49 Zmiany w EBITDA PGNiG pomiędzy latami 2019-2020



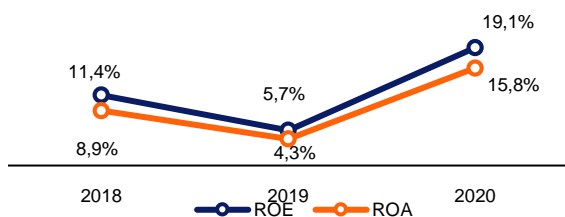
Wzrost wyniku EBITDA (+9 693 mln zł) w segmencie Obrót i Magazynowanie nastąpił głównie w wyniku wygrania przez PGNiG przed Trybunałem Arbitrażowym w Sztokholmie sporu w sprawie warunków cenowych kontraktu jamalskiego. Wyrok zobligował Gazprom do wypłaty PGNiG środków nadpłaconych przy zakupie po zawyżonej cenie gazu wysokometanowego w latach 2014-2020. Pozytywny wpływ na wynik EBITDA segmentu wywarła również zmiana stanu odpisów aktualizujących wartość zapasów.

Spadek wyniku EBITDA (-1 894 mln zł) w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie spowodowany jest przede wszystkim niższym wynikiem na sprzedaży gazu oraz ropy naftowej jako efekt obniżenia cen jednostkowych sprzedaży, wywołanego spadkami cen surowców notowanych na giełdach. Negatywny wpływ na wynik EBITDA segmentu wywarła także zmiana stanu odpisów aktualizujących wartość składników majątku trwałego. Spadek wyniku EBITDA (-326 mln zł) w pozostałych segmentach spowodowany jest głównie wynikiem na różnicach kursowych.

Analiza wskaźnikowa

Rentowność

Wykres 50 ROE i ROA

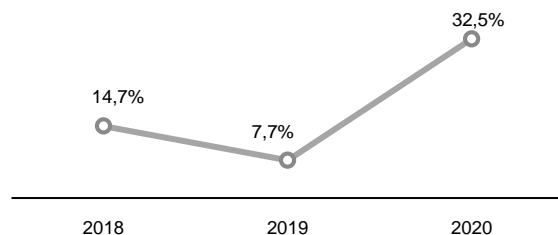


ROE liczone jako zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu.

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

Wyższy poziom wskaźnika ROE i ROA w 2020 r. spowodowany wzrostem zysku netto w 2020 r. w wyniku wygrania przez PGNiG sporu z Gazprom.

Wykres 51 Rentowność sprzedaży netto

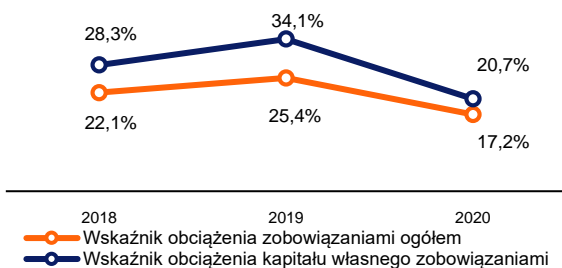


Rentowność sprzedaży netto liczone jako zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży.

Wyższy r/r poziom wskaźnika Rentowność sprzedaży netto w 2020 r. spowodowany wzrostem zysku netto w 2020 r. w wyniku wygrania przez PGNiG sporu z Gazprom.

Wskaźniki zadłużenia

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



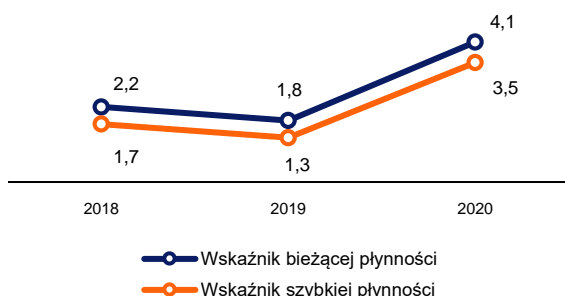
Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem liczony jako suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów.

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

Spadek wskaźników w 2020 r. spowodowany jest niższą wartością zobowiązań.

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).

Wzrost wskaźników w 2020 r. spowodowany jest niższymi zobowiązaniami krótkoterminowymi.

Tabela 53 Nakłady inwestycyjne PGNiG w latach 2018-2020

	2020	2019	2018
Nakłady inwestycyjne* poniesione na rzeczowe aktywa trwałe PGNiG			
I Poszukiwanie i Wydobywanie, w tym:	884	997	989
1 Poszukiwanie	587	614	764
w tym nakłady na odwierty negatywne	39	109	99
2 Wydobywanie	297	384	225
II Obrót i Magazynowanie	67	93	87
1 Obrót	31	62	0
2 Magazyny segmentu Obrót i Magazynowanie	37	31	87
III Pozostałe segmenty	75	49	138
IV Nakłady inwestycyjne łącznie (I+II+III)	1 026	1 140	1 213

* 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 2020 r. PGNiG stosowało 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

Zgodnie z Dobrymi Praktykami, PGNiG:

- dba o należyłą komunikację z inwestorami i analitykami, prowadząc przejrzystą i skuteczną politykę informacyjną. W tym celu zapewnia łatwy i niedyskryminujący nikogo dostęp do ujawnianych informacji, korzystając z różnorodnych narzędzi komunikacji – w tym obszarze odstępuje jedynie od zasady I.Z.1.15;
- jest kierowana przez zarząd, którego członkowie działają w interesie PGNiG i ponoszą odpowiedzialność za jej działalność. Do zarządu należy przywództwo w spółce, zaangażowanie w wyznaczanie jej celów strategicznych i ich realizacja oraz zapewnienie spółce efektywności i bezpieczeństwa.
- jest nadzorowane przez skuteczną i kompetentną radę nadzorczą. Członkowie rady nadzorczej działają w interesie PGNiG i kierują się w swoim postępowaniu niezależnością własnych opinii i osądów. Rada nadzorcza w szczególności opiniuje strategię spółki i weryfikuje pracę zarządu w zakresie osiągnięcia ustalonych celów strategicznych oraz monitoruje wyniki osiągnięte przez spółkę – w tym obszarze odstępuje jedynie od zasady II.Z.7;
- utrzymuje skuteczne systemy: kontroli wewnętrznej, zarządzania ryzykiem oraz nadzoru zgodności działalności z prawem (*compliance*), a także sprawują skuteczną funkcję audytu wewnętrznego, odpowiednio do wielkości spółki i rodzaju oraz skali prowadzonej działalności;
- zachęca akcjonariuszy do zaangażowania się w sprawy spółki. Walne zgromadzenie obraduje z poszanowaniem praw akcjonariuszy i dąży do podejmowania uchwał bez naruszania uzasadnionych interesów poszczególnych grup akcjonariuszy – w tym obszarze odstępuje jedynie od rekomendacji IV.R.2;
- posiada przejrzyste procedury zapobiegania konfliktom interesów i zawieraniu transakcji z podmiotami powiązаныmi w warunkach możliwości wystąpienia konfliktu interesów. Procedury przewidują sposoby identyfikacji takich sytuacji, ich ujawniania oraz zarządzania nimi;
- posiada politykę wynagrodzeń określającą formę, strukturę i sposób ustalania wynagrodzeń członków organów spółki i jej kluczowych menedżerów - w tym obszarze odstępuje jedynie od rekomendacji VI.R.4.

6.1.2 Informacja o odstąpieniu od stosowania postanowień zasad ładu korporacyjnego

Od momentu wprowadzenia do stosowania zasad ładu korporacyjnego Dobrych Praktyk, PGNiG sukcesywnie zmniejsza zakres odstępstw od określonych w tym dokumencie zasad szczegółowych. W 2016 r. Spółka nie stosowała czterech zasad i dwóch rekomendacji. W 2020 r. Emitent nie stosował dwóch ze wskazanych poniżej zasad i dwóch rekomendacji Dobrych Praktyk. Poniżej Emitent przedstawia wyjaśnienie przyczyn odstąpienia od stosowania powyższych zasad i rekomendacji.

Tabela 54 Wyjaśnienie przyczyn odstąpienia od stosowania zasad i rekomendacji Dobrych Praktyk

Polityka i komunikacja z inwestorami	informacyjna	Treść zasady:
I.Z.1.15		<p>Spółka prowadzi korporacyjną stronę internetową i zamieszcza na niej, w czytelnej formie i wyodrębnionym miejscu, oprócz informacji wymaganych przepisami prawa: informację zawierającą opis stosowanej przez spółkę polityki różnorodności w odniesieniu do władz spółki oraz jej kluczowych menedżerów; opis powinien uwzględniać takie elementy polityki różnorodności, jak płeć, kierunek wykształcenia, wiek, doświadczenie zawodowe, a także wskazywać cele stosowanej polityki różnorodności i sposób jej realizacji w danym okresie sprawozdawczym; jeżeli spółka nie opracowała i nie realizuje polityki różnorodności, zamieszcza na swojej stronie internetowej wyjaśnienie takiej decyzji.</p> <p>Wyjaśnienie: Wiodącymi kryteriami brany pod uwagę w przypadku postępowania kwalifikacyjnego na odpowiednie stanowiska do kluczowych Organów Spółki są głównie: doświadczenie zawodowe i wykształcenie. Spółka nie opracowała polityki różnorodności w stosunku do kluczowych menedżerów.</p>

<p>Zarząd i Rada Nadzorcza – II.Z.7</p>	<p>Treść zasady:</p> <p>W zakresie zadań i funkcjonowania komitetów działających w radzie nadzorczej zastosowanie mają postanowienia Załącznika I do Zalecenia Komisji Europejskiej, o którym mowa w zasadzie II.Z.4. W przypadku gdy funkcję komitetu audytu pełni rada nadzorcza, powyższe zasady stosuje się odpowiednio.</p> <p>Wyjaśnienie: W ramach Rady Nadzorczej Emitenta działa Komitet Audytu jako stały komitet.</p> <p>Zgodnie z Dobrymi Praktykami Spółek Notowanych na Gieldzie 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).</p> <p>Emitent wdrożył wszelkie wymogi gwarantujące udział Komitetu Audytu w nadzorze nad działalnością Emitenta poza:</p> <p>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;</p> <p>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..</p> <p>Emitent podejmie stosowne działania w przyszłości, jeżeli znajdą one swoje uzasadnienie w praktyce funkcjonowania Komitetu Audytu.</p>
---	---

<p>Walne zgromadzenie i relacje z akcjonariuszami</p> <p>IV.R.2;</p>	<p>Treść rekomendacji:</p> <p>Jeżeli jest to uzasadnione z uwagi na strukturę akcjonariatu lub zgłaszane spółce oczekiwania akcjonariuszy, o ile spółka jest w stanie zapewnić infrastrukturę techniczną niezbędną dla sprawnego przeprowadzenia walnego zgromadzenia przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej, powinna umożliwić akcjonariuszom udział w walnym zgromadzeniu przy wykorzystaniu takich środków, w szczególności poprzez:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) transmisję obrad walnego zgromadzenia w czasie rzeczywistym, 2) dwustronną komunikację w czasie rzeczywistym, w ramach której akcjonariusze mogą wypowiadać się w toku obrad walnego zgromadzenia, przebywając w miejscu innym niż miejsce obrad walnego zgromadzenia, 3) wykonywanie, osobiście lub przez pełnomocnika, prawa głosu w toku walnego zgromadzenia. <p>Wyjaśnienie: Spółka postanowiła odstąpić od stosowania rekomendacji, ponieważ obecna struktura akcjonariatu, a także wysoka reprezentacja akcjonariuszy na Walnych Zgromadzeniach nie wskazuje na potrzebę wprowadzenia możliwości udziału w Walnym Zgromadzeniu przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej. Spółka nie wyklucza wprowadzenia takiej możliwości w przyszłości.</p>
--	---

<p>Wynagrodzenia</p> <p>VI.R.4.</p>	<p>Treść rekomendacji:</p> <p>Poziom wynagrodzenia członków zarządu i rady nadzorczej oraz kluczowych menedżerów powinien być wystarczający dla pozyskania, utrzymania i motywacji osób o kompetencjach niezbędnych dla właściwego kierowania spółką i sprawowania nad nią nadzoru. Wynagrodzenie powinno być adekwatne do powierzonego poszczególnym osobom zakresu zadań i uwzględniać pełnienie dodatkowych funkcji, jak np. praca w komitetach rady nadzorczej.</p> <p>Wyjaśnienie: 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).</p>
-------------------------------------	--

6.1.3 Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio znaczne pakiety akcji

W 2020 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 55 Struktura akcjonariatu Emitenta na dzień 31 grudnia 2020 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 podmiot uprawniony do wykonywania praw z akcji należących do Skarbu Państwa, 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 (WZ) 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 WZ więcej niż 10% ogólnej liczby głosów istniejących w Spółce w dniu odbywania WZ, 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 WZ 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 Ograniczenia dotyczące 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 WZ 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 WZ w sprawie zmiany Statutu. Jednolity tekst Statutu Emitenta przygotowujący jest przez Zarząd, a następnie przyjmowany przez Radę Nadzorczą.

W dniu 22 lipca 2020 r. zakończono postępowanie rejestrowe zmian w Statucie Emitenta podjętych Uchwałą Nr 23/2020 ZWZ PGNiG z 24 czerwca 2020 r.

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

Walne Zgromadzenie (WZ) działa według zasad określonych w Kodeksie spółek handlowych, Statucie oraz w Regulaminie WZ. Regulamin WZ określa w szczególności zasady prowadzenia obrad i podejmowania uchwał i jest dostępny na stronie internetowej Emitenta (www.pgnig.pl).

6.1.9 Zwołanie i odwołanie Walnego Zgromadzenia spółki

Zwyczajne Walne Zgromadzenie (WZ) 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 (NWZ).

Rada Nadzorcza może zwołać Zwyczajne WZ, jeżeli Zarząd nie zwoła go w terminie określonym w Kodeksie spółek handlowych lub w Statucie, oraz NWZ, jeżeli zwołanie go uzna za stosowne.

WZ 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 WZ.

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

6.1.10 Zasadnicze uprawnienia Walnego Zgromadzenia

WZ 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;
- zawieszenia członków Zarządu w czynnościach oraz ich odwołania;
- 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;
- ustalenia zasad i wysokości wynagrodzenia członków Rady Nadzorczej oraz ustalenia 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 Walnym Zgromadzeniu Akcjonariuszy PGNiG reguluje Regulamin Walnego Zgromadzenia dostępny na stronie internetowej Emitenta pod adresem: <http://pgnig.pl/lad-korporacyjny/walne-zgromadzenie/regulamin>.

Najważniejsze zapisy zasad uczestnictwa w WZ:

- Do udziału w Walnym Zgromadzeniu (WZ) uprawniony jest każdy akcjonariusz Emitenta.
- Prawo uczestniczenia w WZ Spółki mają osoby będące akcjonariuszami Emitenta na 16 dni przed datą WZ (dzień rejestracji uczestnictwa w WZ). Dzień rejestracji uczestnictwa w WZ 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 WZ, jeżeli są wpisani do księgi akcyjnej w dniu rejestracji uczestnictwa w WZ.
- Akcjonariusze mogą uczestniczyć w WZ oraz wykonywać prawo głosu osobiście, przez przedstawicieli lub pełnomocników.
- Podczas obrad WZ 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 WZ.
- Podczas obrad WZ akcjonariusz biorący udział w WZ może zgłaszać wnioski porządkowe.

Głosowanie na Walnym Zgromadzeniu

- Jedna akcja uprawnia do wykonania jednego głosu na WZ.
- Głosowanie na WZ 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 WZ.

6.2 Organy zarządcze, nadzorujące i ich komitety w PGNiG

6.2.1 Zarząd

Skład Zarządu na dzień 1 stycznia 2020 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 3 letniej wspólnej kadencji, w dniu 9 stycznia 2020 r. Rada Nadzorcza odwołała następujące osoby:

- Piotra Woźniaka,
- Macieja Woźniaka,
- Roberta Perkowskiego,
- Łukasza Kroplewskiego,
- Michała Pietrzyka.

W dniu 9 stycznia 2020 r. Rada Nadzorcza powołała w skład Zarządu następujące osoby:

- z dniem 10 stycznia 2020 r. – Jerzego Kwiecińskiego na stanowisko Prezesa Zarządu,
- z dniem 10 stycznia 2020 r. – Jarosława Wróbla na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych,
- z dniem 10 stycznia 2020 r. – Roberta Perkowskiego na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych,
- z dniem 15 stycznia 2020 r. – Przemysław Waclawski na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych,
- z dniem 15 stycznia 2020 r. – Arkadiusza Sekścińskiego na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Rozwoju,

na wspólną kadencję, kończącą się dnia 10 stycznia 2023 r.

W dniu 23 stycznia 2020 r. Rada Nadzorcza zmieniła stanowisko Jarosława Wróbla – z Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych na Wiceprezesa Zarządu.

W związku z upływem trzyletniej wspólnej kadencji, w dniu 27 lutego 2020 r. Rada Nadzorcza odwołała ze składu Zarządu Magdalenę Zegarską i powołała ją na stanowisko Wiceprezesa Zarządu, w wyniku ponownego wyboru przez pracowników PGNiG, na wspólną kadencję kończącą się dnia 10 stycznia 2023 r.

W dniu 21 października 2020 r. Jerzy Kwieciński – Prezes Zarządu, złożył rezygnację z pełnienia funkcji Prezesa Zarządu z końcem dnia 22 października 2020 r. W dniu 28 października 2020 r. Rada Nadzorcza powierzyła tymczasowo obowiązki Prezesa Zarządu Jarosławowi Wróblowi. W dniu 10 listopada 2020 r. Rada Nadzorcza powołała z dniem 12 listopada 2020 r. Pawła Majewskiego na stanowisko Prezesa Zarządu na wspólną kadencję kończącą się w dniu 10 stycznia 2023 r.

Skład Zarządu na dzień 31 grudnia 2020 r.:

- Paweł Majewski - Prezes Zarządu,
- Robert Perkowski - Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych,
- Arkadiusz Sekściński - Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju,
- Przemysław Waclawski - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
- Jarosław Wróbel - Wiceprezes Zarządu.
- Magdalena Zegarska - Wiceprezes Zarządu.

W dniu 17 lutego 2021 r. Jarosław Wróbel złożył rezygnację z pełnienia funkcji Członka Zarządu – Wiceprezesa Zarządu, z końcem dnia 1 marca 2021 r. W dniu 2 marca 2021 r. Rada Nadzorcza PGNiG podjęła decyzję o powołaniu z dniem 16 marca 2021 r. Artura Cieślika na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Strategii i Regulacji, na okres trwania VI kadencji Zarządu Spółki, kończącej się 10 stycznia 2023 r.

Paweł Majewski - Prezes Zarządu PGNiG



Absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Jagiellońskiego oraz studiów podyplomowych Executive Master of Business Administration (MBA) na Wyższej Szkole Menadżerskiej w Warszawie. Menadżer z wieloletnim doświadczeniem w zarządzaniu spółkami kapitałowymi, w tym także z udziałem Skarbu Państwa. Pełnił funkcję prezesa Zarządu Grupy LOTOS S.A., wiceprezesa Zarządu Huty Stalowa Wola S.A., członka Zarządu w DO & CO Poland Sp. z o.o. oraz prezesa Zarządu Airport Cleaning Service Sp. z o.o. Posiada również długoletnie doświadczenie zawodowe na kierowniczych stanowiskach m.in. w PETROLOT Sp. z o.o. (obecnie ORLEN Aviation Sp. z o.o.), a także jako dyrektor Pionu Zarządzania Marżą Zmienną i Produkcją w PGNiG TERMIKA S.A.

Członek Rady Nadzorczej Polskiego Holdingu Nieruchomości S.A. Ponadto, zasiadał w radach nadzorczych m.in.: ZEM Łabędy Sp. z o.o., Jelcz Sp. z o.o. oraz Lotniczy Catering Service Sp. z o.o.

Prezes Zarządu sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki w zakresie:

- 1) strategii personalnych, systemów wynagradzania i czasu pracy,
- 2) polityki zatrudnienia i płac,
- 3) ochrony informacji niejawnych,
- 4) ochrony danych osobowych,
- 5) realizacji zadań obronnych oraz ochrony obiektów Spółki,
- 6) zarządzania Grupą Kapitałową PGNiG, w tym sprawowania nadzoru właścicielskiego w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG,
- 7) tworzenia podmiotów Grupy Kapitałowej PGNiG do realizacji nowych przedsięwzięć w ramach realizacji strategii Grupy Kapitałowej PGNiG,
- 8) kreowania optymalnego kształtu Grupy Kapitałowej PGNiG,
- 9) funkcjonowania kontroli i audytu wewnętrznego zgodnie z powszechnie uznawanymi standardami audytu wewnętrznego,
- 10) kompleksowej obsługi prawnej zabezpieczającej prawne interesy PGNiG S.A.,
- 11) wydawania zarządzeń i pism okólnych obowiązujących w Spółce,
- 12) organizacyjno-technicznej obsługi władz Spółki,
- 13) programu Społecznej Odpowiedzialności Biznesu /CSR/,
- 14) kreowania i realizacji polityki sponsoringowej i wizerunku marki Spółki w Polsce i za granicą,
- 15) polityki informacyjnej Spółki oraz komunikacji korporacyjnej,
- 16) 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,
- 17) polityki sprzedaży gazu, energii elektrycznej i innych produktów,
- 18) kreowania rozwoju rynku gazu ziemnego,
- 19) polityki importowej gazu ziemnego, w tym w zakresie dywersyfikacji dostaw,
- 20) monitorowania i analizowania rynków zagranicznych oraz nawiązywania kontaktów z firmami zagranicznymi, organizacjami międzynarodowymi oraz administracją obcych państw, w zakresie stosunków handlowych,
- 21) współpracy z podmiotami zewnętrznymi w zakresie obrotu skroplonego gazu ziemnego,
- 22) przygotowania okresowych bilansów paliw gazowych, zgodnych z umowami i planami sprzedaży gazu,
- 23) okresowych rozliczeń realizacji dostaw paliw gazowych,
- 24) służby informacyjnej, w tym przyjmowania informacji o zdarzeniach i sytuacjach kryzysowych we wszystkich obszarach działalności Spółki,
- 25) działalności Oddziału Obrotu Hurtowego.

Artur Cieślak - Wiceprezes Zarządu ds. Strategii i Regulacji



Absolwent Wydziału Prawa, Prawa Kanonicznego i Administracji Katolickiego Uniwersytetu Lubelskiego, Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego we współpracy z University of Florida Fredric G. Levin College of Law, Center for American Law Studies. Uczestnik studiów podyplomowych Executive Master of Business Administration organizowanych przez Uniwersytet Gdański we współpracy z Gdańską Fundacją Kształcenia Menedżerów oraz Porto Business School.

Prawnik i menadżer posiadający ponad 20-letnie doświadczenie zawodowe zdobyte w instytucjach rynku kapitałowego, spółkach publicznych oraz międzynarodowej kancelarii prawnej.

Karierę zawodową rozpoczął w Dziale Prawnym Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. w 1997 r., gdzie był zatrudniony do 2004 r. Wykładowca na Wydziale Prawa i Administracji Uczelni Łazarskiego w okresie od 2000 r. do 2005 r. W latach 2004 - 2006 zatrudniony w SYGNITY S.A. Następnie od 2006 r. do 2018 r. współpracował z międzynarodową kancelarią prawną DENTONS Europe

Dąbrowski i Wspólnicy sp.k. jako Senior Associate, a następnie Counsel. Od 2018 r. związany z PKN ORLEN S.A. gdzie wykonywał obowiązki Doradcy Zarządu oraz Dyrektora Wykonawczego ds. Strategii. W okresie od 24 sierpnia 2020 r. do 15 marca 2021 r. pełnił funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Strategii i Rozwoju Grupy LOTOS S.A.

Wiceprezes Zarządu ds. Strategii i Regulacji sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki w zakresie:

- 1) przygotowania i monitorowania realizacji Strategii Grupy Kapitałowej PGNiG,
- 2) realizacji inwestycji oraz akwizycji Grupy Kapitałowej PGNiG,
- 3) kreowania polityki regulacyjnej we współpracy z organami administracji publicznej, organami UE oraz organizacjami branżowymi,
- 4) współpracy z URE w zakresie opracowywania projektów taryf i cen na produkty i usługi PGNiG S.A. oraz uzyskania przez Spółkę koncesji,
- 5) funkcjonowania zagranicznego przedstawicielstwa Spółki w Brukseli, Moskwie, Kijowie i Sankt Petersburgu,
- 6) administrowania majątkiem podziemnych magazynów gazu Spółki,
- 7) kształtowania relacji z operatorem systemu dystrybucyjnego,
- 8) kształtowania relacji z operatorem systemu magazynowania,

- 9) opracowywania i rozwoju zasad zarządzania ryzykiem w Spółce,
10) zarządzania procesami.

Robert Perkowski - Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych



Pan Robert Perkowski jest ekonomistą, samorządowcem, doktorem nauk ekonomicznych. Jest absolwentem studiów podyplomowych „analitka zarządzania” Instytutu Organizacji i Zarządzania w Przemśle „ORGMAZ”, 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 Ząbki. Jednocześnie pełnił funkcję prezesa jednej z korporacji samorządowych „Związek Samorządów Polskich”, świadczył

również usługi szkoleniowe oraz uzyskał mandat radnego gminnego i powiatowego.

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

- 1) strategii zakupów w ramach Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG,
- 2) polityki, założeń i programów poszukiwania i wydobywania węglowodorów ,
- 3) 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 górnictwa,
- 4) wypracowywania założeń i przepisów technicznych, norm i standardów obowiązujących w obszarze górnictwa naftowego,
- 5) funkcjonowania i bezpieczeństwa systemów wydobywczych,
- 6) standaryzacji nad jednolitymi systemami jakości w Spółce,
- 7) wdrażania celów strategii Grupy Kapitałowej PGNiG w PGNiG S.A. oraz w podmiotach Grupy Kapitałowej PGNiG w zakresie procesów akwizycyjnych *upstreamu* zagranicznego,
- 8) działalności Oddziału Geologii i Eksploatacji, z wyłączeniem administrowania majątkiem podziemnych magazynów gazu,
- 9) energetyki,
- 10) eksploatacji złóż gazu ziemnego i ropy naftowej,
- 11) podziemnego składowania odpadów,
- 12) składowania CO₂,
- 13) podziemnego magazynowania substancji,
- 14) odazotowania gazu ziemnego,
- 15) produkcji: helu, skroplonego gazu ziemnego (LNG), mieszaniny gazu propan-butan, kondensatu węglowodorowego oraz pianki płynnej,
- 16) zarządzania, nadzoru dyspozytorskiego i eksploatacji systemu gazociągów, mieszalni, stacji redukcyjnych, punktów pomiarowo-rozliczeniowych,
- 17) sprzedaży bezpośredniej poza systemowego gazu ziemnego oraz innych produktów i usług Oddziałów PGNiG S.A. w Odolanowie, Sanoku, Zielonej Górze oraz współdziałaniu w procesach sprzedaży produktów Oddziałów PGNiG S.A. w Odolanowie, Sanoku, Zielonej Górze w zakresie prowadzonej przez PGNiG S.A. działalności handlowej,
- 18) rekonstrukcji i likwidacji odwiertów, wykonywaniu zabiegów stymulacyjnych, pomiarów i testowaniu odwiertów,
- 19) działalności Oddziałów PGNiG S.A. w Odolanowie, Sanoku, Zielonej Górze i Oddziału Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego w Krakowie,
- 20) funkcjonowania Oddziałów Zagranicznych.

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. Posiada tytuł Master of Business Administration (MBA) uzyskany na Uczelni Łazarskiego w ramach Programu MBA Energetyka.

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.

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

- 1) przedsięwzięć badawczych, innowacyjnych i rozwojowych realizowanych z udziałem PGNiG S.A.,
- 2) rozpoznawania i monitorowania możliwości pozyskania funduszy unijnych na finansowanie działalności prowadzonej przez Spółkę,
- 3) działalności normalizacyjnej w Spółce,
- 4) wypracowywania założeń i przepisów technicznych, norm i standardów obowiązujących w obszarze gazownictwa,
- 5) działalności Oddziału Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze,
- 6) wdrażania celów strategii Grupy Kapitałowej PGNiG w podmiotach Grupy Kapitałowej PGNiG w obszarze projektów badawczych, innowacyjnych i rozwojowych oraz współpracy ze start-upami.
- 7) kształtowania produktów i usług dla klientów detalicznych w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG,
- 8) efektywności energetycznej i energetyki odnawialnej w Grupie Kapitałowej PGNiG.

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 zakresie:

- 1) realizacji celów strategicznych Spółki w aspekcie ekonomicznym i finansowym,
- 2) przygotowania i realizacji Planu Działalności Gospodarczej Spółki,
- 3) analiz i ocen ekonomiczno-finansowych projektów rozwojowych i inwestycyjnych,
- 4) planowania i kontroli polityki inwestycyjnej w zakresie finansowym,
- 5) monitorowania wykorzystania środków finansowych kierowanych na realizację planów eksploatacyjnych, inwestycyjnych i remontowych,
- 6) funkcjonowania wewnętrznych rozliczeń Spółki,
- 7) operacji finansowych PGNiG S.A.,
- 8) przepływów pieniężnych w Grupie Kapitałowej PGNiG,
- 9) budżetowania i kontroli kosztów i przychodów Spółki,
- 10) polityki kredytowej Spółki,
- 11) polityki podatkowej i zobowiązań podatkowych Spółki,
- 12) zarządzania ryzykiem finansowym,
- 13) analizy ekonomiczno-finansowej nowych przedsięwzięć kapitałowych,
- 14) funkcjonowania i rozwoju rachunkowości,
- 15) ustalania zasad i nadzorowania sporządzania sprawozdań finansowych,
- 16) relacji inwestorskich,
- 17) planowania, rozwoju i funkcjonowania systemów informatycznych Spółki,
- 18) wdrażania celów strategii Grupy Kapitałowej PGNiG w podmiotach Grupy Kapitałowej PGNiG w obszarze rozwoju IT,
- 19) zarządzania obszarem IT.

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 SA. 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 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.

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

- 1) zapewnienia warunków bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej,
- 2) współpracy ze związkami zawodowymi, Radą Pracowników i innymi organizacjami pracowniczymi w zakresie dotyczącym Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG,
- 3) przeprowadzenia procesu wydania akcji uprawnionym pracownikom Spółki,
- 4) administrowania majątkiem Spółki z wyłączeniem majątku sieciowego, majątku górniczego i podziemnych magazynów gazu,
- 5) zagospodarowania majątku nieprodukcyjnego, w tym nieruchomości Spółki,
- 6) obszarów ochrony środowiska,
- 7) kształtowania polityki socjalnej.

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.). Powyższy 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 aktywów państwowych. 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 2020 r. Zarząd Spółki odbył 52 posiedzenia Zarządu i podjął 728 uchwał.

6.2.2 Rada Nadzorcza oraz komitety

Skład Rady Nadzorczej PGNiG w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2020 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



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

Tauron Ekoserwis.

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 (WZ). 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 WZ 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 aktywów państwowych 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 2020 r. w Spółce działały dwa komitety – Komitet Audytu i Komitet Strategii.

Skład Komitetu Audytu Rady Nadzorczej PGNiG w 2020 r.:

- Grzegorz Tchorek - Przewodniczący Komitetu Audytu;
- Piotr Broda - Zastępca Przewodniczącego Komitetu Audytu;
- Bartłomiej Nowak - Członek Komitetu Audytu.

W 2020 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 Wydziału 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 jego 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 2020 r. 10 posiedzeń i podjął 6 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 2020 r. firma audytorska świadczyła następujące, dozwolone usługi nieaudytowe na rzecz PGNiG:

- Przegląd kwartalnego jednostkowego oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego za okresy zakończone 31 marca 2020 r. oraz 30 września 2020 r.
- Przegląd półrocznego jednostkowego oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego za okres zakończony 30 czerwca 2020 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 2019 r. oraz 30 czerwca 2020.

W dniu 20 maja 2020 r., na skutek wyboru dokonanego przez Radę Nadzorczą PGNiG została zawarta umowa z PKF Consult Sp. z o.o. Sp.k. dotycząca badania i przeglądu sprawozdań finansowych PGNiG oraz części spółek zależnych oraz skonsolidowanych sprawozdań finansowych GK PGNiG. Umowa obejmuje lata 2021-2022, a jej przedmiotem w zakresie usług świadczonych dla PGNiG jest:

- badanie rocznych jednostkowych oraz skonsolidowanych sprawozdań finansowych,
- przegląd kwartalnego jednostkowego oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego,
- przegląd półrocznego jednostkowego oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego,
- 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.

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)

Skład Komitetu Strategii

Komitet Strategii został powołany w dniu 23 stycznia 2020 r. w składzie:

- Piotr Sprzączak - Przewodniczący Komitetu Strategii;
- Sławomir Borowiec - Członek Komitetu Strategii;
- Roman Gabrowski - Członek Komitetu Strategii;
- Mieczysław Kawecki - Członek Komitetu Strategii;
- Stanisław Sieradzki - Członek Komitetu Strategii;
- Grzegorz Tchorek - Członek Komitetu Strategii.

W 2020 r. nie zaszły zmiany w składzie Komitetu Strategii Rady Nadzorczej.

W skład Komitetu Strategii wchodzi co najmniej 3 członków Rady Nadzorczej. Przewodniczącemu Komitetu Strategii oraz pozostałym jego członków powołuje Rada Nadzorcza spośród jej członków przy zachowaniu zasady rotacji.

Zasady działania Komitetu Strategii i jego kompetencje

Komitet Strategii jest organem pomocniczym przy wykonywaniu przez Radę Nadzorczą jej zadań. Posiedzenia Komitetu odbywają się w miarę potrzeb, nie rzadziej niż raz na pół roku. Komitet Strategii składa Radzie Nadzorczej roczne sprawozdanie ze swojej działalności.

Do zadań Komitetu Strategii należy:

- opiniowanie i przedstawianie rekomendacji Radzie Nadzorczej dotyczących wniosków lub informacji o charakterze strategicznym kierowanych do Rady Nadzorczej i wymagających jej akceptacji lub opinii, w szczególności dotyczących:
 - Strategii Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG oraz strategicznych planów wieloletnich;
 - celów zarządczych (MBO) dla członków Zarządu Spółki;
 - planów działalności gospodarczej, w tym planów inwestycyjnych;
 - planowanych i podejmowanych inwestycji i dezinwestycji;
 - innych kwestii strategicznych;
- wykonywanie innych zadań zleconych przez Radę Nadzorczą.

Informacje o odbytych posiedzeniach Komitetu Strategii.

W 2020 r. Komitet Strategii Rady Nadzorczej odbył 5 posiedzeń.

6.3 Wynagrodzenia

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 wynagrodzeń członków organów zarządczych i nadzorczych PGNiG

Polityka Wynagrodzeń członków Zarządu i Rady Nadzorczej PGNiG została przyjęta przez ZWZ PGNiG w dniu 24 czerwca 2020 r. Wynagrodzenie członków Zarządu Spółki składa się z części stałej, stanowiącej podstawowe wynagrodzenie miesięczne oraz części zmiennej, stanowiącej wynagrodzenie uzupełniające za rok obrotowy Spółki. Miesięczna kwota wynagrodzenia jest ustalana przez Radę Nadzorczą Spółki, z zastrzeżeniem, że Wynagrodzenie Stałe Prezesa Zarządu oraz pozostałych członków Zarządu jest

ustalane w przedziale kwotowym mieszczącym się od 7 do 15 –krotności podstawy wymiaru w rozumieniu art. 1 ust. 3 pkt 11 Ustawy o zasadach kształtowania wynagrodzeń. Wynagrodzenie Zmienne jest uzależnione od poziomu realizacji wyznaczonych Celów Zarządczych i nie może przekroczyć 100% rocznego Wynagrodzenia Stałego.

Wynagrodzenie członków Rady Nadzorczej ustala się jako wynagrodzenie miesięczne. Wynagrodzenie stanowi iloczyn podstawy wymiaru w rozumieniu art. 1 ust. 3 pkt 11 Ustawy z dnia 9 czerwca 2016 r. o zasadach kształtowania wynagrodzeń osób kierujących niektórymi spółkami oraz mnożnika określanego w odrębnej uchwale Walnego Zgromadzenia. Wspomniany mnożnik wynosi 1,7 dla przewodniczącego Rady Nadzorczej, 1,6 dla wiceprzewodniczącego Rady Nadzorczej i sekretarza Rady Nadzorczej oraz 1,5 dla pozostałych członków Rady nadzorczej.

Tabela 56 Wynagrodzenia członków organów zarządczych i nadzorczych PGNiG w 2020 r.

Imię i nazwisko	Okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2020 r.		Razem wynagrodzenie w 2020 r.
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród w 2020 r. wypłaconych i należnych z tytułu pełnienia funkcji w PGNiG z uwzględnieniem VAT	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2020 r. z uwzględnieniem VAT	
(w tysiącach złotych)			
Razem Zarząd w tym:	5 912	398	6 310
Paweł Majewski – Prezes Zarządu ¹⁾	108	14	122
Robert Perkowski – Wiceprezes Zarządu	1 221	258	1 479
Arkadiusz Sekściński – Wiceprezes Zarządu ²⁾	875	-	875
Przemysław Waclawski – Wiceprezes Zarządu ²⁾	916	126	1 042
Jarosław Wróbel – Wiceprezes Zarządu ³⁾	932	-	932
Magdalena Zegarska – Wiceprezes Zarządu	1 860	-	1 860
Osoby nie pełniące swoich funkcji na 31 grudnia 2020 r.:	4 988	2 148	7 136
Radosław Bartosik – Wiceprezes Zarządu ⁴⁾	471	409	880
Łukasz Kroplewski – Wiceprezes Zarządu ⁵⁾	947	-	947
Jerzy Kwieciński – Prezes Zarządu ^{3) 6)}	853	278	1 131
Michał Pietrzyk – Wiceprezes Zarządu ⁵⁾	765	535	1 300
Maciej Woźniak – Wiceprezes Zarządu ⁵⁾	947	-	947
Piotr Woźniak – Prezes Zarządu ⁵⁾	1 005	926	1 931
Razem Rada Nadzorcza w tym:	767	-	767
Stawomir Borowiec	88	-	88
Piotr Broda	84	-	84
Roman Gabrowski	82	-	82
Andrzej Gonet	82	-	82
Mieczysław Kawecki	84	-	84
Bartłomiej Nowak	93	-	93
Stanisław Sieradzki	82	-	82
Piotr Sprzączak	89	-	89
Grzegorz Tchorek	83	-	83
Razem wynagrodzenie członków organów	11 667	2 546	14 213

1) Pełni funkcję od dnia 12 listopada 2020 r.

2) Pełni funkcję od dnia 15 stycznia 2020 r.

3) Pełni funkcję od dnia 10 stycznia 2020 r.

4) Pełnił funkcję do dnia 16 stycznia 2019 r.

5) Pełnił funkcję do dnia 9 stycznia 2020 r.

6) Pełnił funkcję do dnia 22 października 2020 r.

Tabela 57 Wynagrodzenia członków organów zarządczych i nadzorczych PGNiG w 2019 r.

Imię i nazwisko	Okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2019 r.		Razem wynagrodzenie w 2019 r.
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród w 2019 r. wypłaconych i należnych z tytułu pełnienia funkcji w PGNiG z uwzględnieniem VAT	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2019 r. z uwzględnieniem VAT	
(w tysiącach złotych)			
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 swoich funkcji na 31 grudnia 2019 r.:	965	14	979
Radosław Bartosik – Wiceprezes Zarządu ¹⁾	965	14	979
Razem Rada Nadzorcza w tym:	695	-	695
Stawomir Borowiec	86	-	86
Piotr Broda	81	-	81
Gabrowski Roman	29	-	29
Andrzej Gonet	82	-	82
Mieczysław Kawecki	79	-	79
Bartłomiej Nowak	92	-	92
Stanisław Sieradzki	81	-	81
Piotr Sprzączak	86	-	86
Grzegorz Tchorek	79	-	79
Razem wynagrodzenie członków organów	11 163	305	11 468

1) Pełnił funkcję Członka Zarządu do dnia 16 stycznia 2019 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 zatwierdzanych 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 ujednolicone 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 2020 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.

Audytor 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.

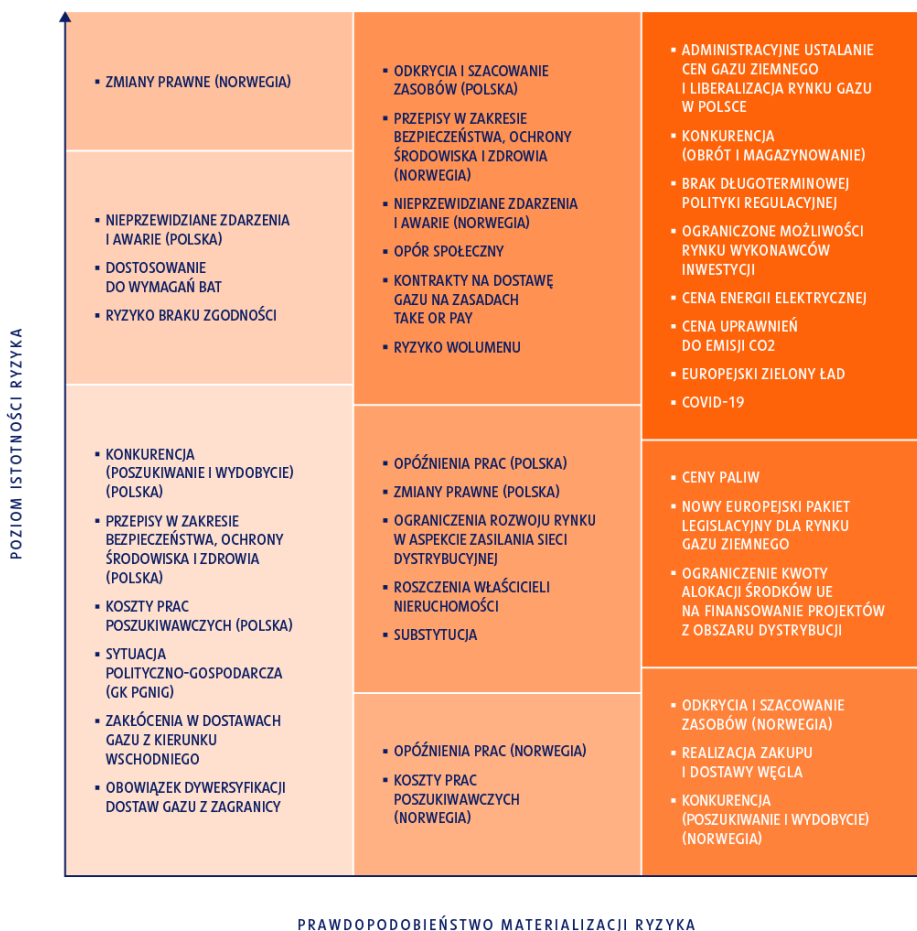
Proces raportowania finansowego jest odpowiednio ustrukturyzowany i zawiera mechanizmy kontrolne pozwalające minimalizować ryzyko błędu. Podlega ponadto bieżącej weryfikacji zarządczej jak również okresowej weryfikacji prowadzonej przez audyt wewnętrzny i zewnętrzny, w istotnym stopniu zabezpieczając 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 projektu zostanie zdefiniowany i ustrukturalizowany również proces integrujący zarządzanie ryzykiem na poziomie Grupy PGNiG.

Rysunek 8 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 58 Opis zakresu zmian i wpływu istotnych ryzyk operacyjnych na GK PGNiG

Ryzyko	Opis ryzyka
Odkrycia i szacowanie zasobów	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

Polska:



Norwegia:



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.

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.

Konkurencja

W segmencie Poszukiwanie i Wydobycie

Polska:



Norwegia:



W segmencie Obrót i Magazynowanie



W segmencie Poszukiwanie i Wydobycie: 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, że w ciągu 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.

W segmencie Obrót i Magazynowanie: Podmioty konkurencyjne podobnie jak w latach poprzednich intensyfikują działania w zakresie sprzedaży paliwa gazowego - konkurując ceną paliwa gazowego bądź łącząc 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.

W związku z utrzymującą się (na podstawie danych URE) tendencją liczby zmian sprzedawcy, należy przyjąć, że liczba ta w kolejnych latach może się zwiększać.

Opóźnienia prac

Polska:



Norwegia:



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:

- 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.

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.

Przepisy w zakresie bezpieczeństwa, ochrony środowiska i zdrowia

Polska:



Norwegia:



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 wydobywcza prowadzona na morzu obarczona 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>Koszty prac poszukiwawczych</p> <p>Polska: ●○○ ●○○ ↘</p> <p>Norwegia: ●○○●○○</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 <i>daily rate</i> 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 siarkowodór. 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>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.</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>●●● ●○○ →</p>	<p>Protesty mieszkańców rejonów, w których prowadzone były prace wiertnicze dotyczą m.in. hałasu emitowanego przez pracujące całą dobę urządzenia wiertnicze, wzmożony ruch pojazdów oraz niszczenie dróg, a także obawy przed zanieczyszczeniem środowiska (woda, gleba). Konsekwencją protestów są opóźnienia / wstrzymania 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>●●● ●○○ →</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. Aktualnie sprzedaż w Polsce do największych odbiorców odbywa się na zasadach rynkowych, czy to poprzez TGE, czy też z uwzględnieniem rynkowych indeksów cenowych. Ze względu na fakt, że struktura sprzedażowa nie ma idealnego pokrycia w strukturze zakupu (m.in. poprzez wydobyte własne) oraz to, że ceny na poszczególnych rynkach mogą się różnić istnieje ryzyko nietrafionego oszacowania wysokości kosztów i przychodów, 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.

Zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego

●○○ ●○○ ↘

W 2020 r. nie wystąpiły znaczące zakłócenia w dostawach gazu ziemnego z kierunku wschodniego. PGNiG było przygotowane na wypadek wystąpienia od 1 stycznia 2020 r. ograniczeń lub wstrzymania dostaw gazu ziemnego z kierunku ukraińskiego z uwagi na wygasającą z końcem 2019 r. umową tranzytową pomiędzy PAO Gazprom i NAK Naftogaz Ukrainy. W związku z podpisaniem umowy tranzytowej pomiędzy Rosją i Ukrainą, nie wystąpiło ryzyko zakłóceń w dostawach, została zachowana ciągłość dostaw gazu.

Kontrakty na dostawę gazu na zasadach *take or pay*

●●● ●○○ ↗

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 realizacja 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.

Ograniczenia rozwoju rynku w aspekcie zasilania sieci dystrybucyjnej

●●○ ●○○ →

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.

Brak długoterminowej polityki regulacyjnej

●●● ●○○ →

Ryzyko związane jest z brakiem długoterminowych zasad kształtowania poziomu taryfy dystrybucyjnej. Materializacja ryzyka skutkować może ustaleniem stawek taryfowych na poziomie niezapewniającym oczekiwanego zwrotu z kapitału zainwestowanego w dystrybucję paliw gazowych oraz pojawieniem się trudności z zatwierdzeniem każdej kolejnej taryfy. Działaniem zabezpieczającym przed materializacją ryzyka jest dążenie do wdrożenia zmian prawnych zobowiązujących Prezesa URE do ustalenia wieloletniego modelu regulacji taryfy, wypracowanie modelu regulacyjno-ekonometrycznego oraz porozumienie w tym obszarze z URE.

Roszczenia właścicieli nieruchomości

●●○ ●○○ →

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.

Substytucja

●●○ ●○○ →

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 może skutkować ograniczeniami w realizacji programów gazyfikacji nowych obszarów czy ograniczeniami wzrostu przychodów i wolumenu. Skutkować może również spadkiem efektywności wybudowanych sieci.

Ograniczenie kwoty alokacji środków UE na finansowanie projektów z obszaru dystrybucji

●●○ ●○○ →

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.

Ograniczone możliwości rynku wykonawców inwestycji

●●● ●○○ →

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>Cena energii elektrycznej</p> <p>●●●●●↗</p>	<p>Zmienność ceny energii elektrycznej jest jednym z podstawowych czynników ryzyka oddziałujących na wynik finansowy segmentu Wytwarzanie. Sprzedaż energii elektrycznej podlega zasadom ograniczającym ekspozycję na jej zmienność. Negatywny wpływ niższych cen na wyniki ogranicza sprzedaż w powiązaniu z zakupem uprawnień do emisji CO₂.</p>
<p>Cena uprawnień do emisji CO₂</p> <p>●●●●●→</p>	<p>Grupa dokonuje zakupów uprawnień do emisji CO₂ w ilościach stanowiących różnicę pomiędzy emisją a przydziałem bezpłatnych uprawnień do emisji. Zakupy uprawnień do emisji CO₂ objęte są określonymi zasadami, w szczególności w zakresie horyzontu dokonywanych zakupów oraz ukierunkowania na wysokość osiąganych wyników.</p>
<p>Ceny paliw</p> <p>●●●●●↘</p>	<p>W segmencie Wytwarzanie do produkcji ciepła i energii elektrycznej wykorzystywane są głównie węgiel i w dalszej kolejności biomasa. Powiązywanie czasowe sprzedaży energii elektrycznej i certyfikatów pochodzenia energii z zakupem paliw umożliwia w pewnym stopniu ograniczanie negatywnego wpływu wzrostu cen paliw na wyniki.</p>
<p>Realizacja zakupu i dostawy węgla</p> <p>●○○●●●↘</p>	<p>Zakupy węgla dokonywane są w głównie poprzez kontraktowanie z odpowiednim wyprzedzeniem, zapewniającym utrzymywanie strategicznych zapasów węgla na poziomie przekraczającym zapas wymagany Rozporządzeniem Ministra Gospodarki. Zakupy usługi przewozu węgla są dokonywane zgodnie z ustawą Prawo Zamówień Publicznych.</p>
<p>Dostosowanie do wymagań BAT</p> <p>●●●●○○→</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 PGNiG TERMIKA, 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 jest bieżące monitorowanie procesu wdrożenia postanowień Konkluzji BAT oraz wyjaśnianie wątpliwości interpretacyjnych.</p>
<p>Ryzyko wolumenu</p> <p>●●●●○○→</p>	<p>Wielkość sprzedaży ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu zależy w okresie grzewczym od warunków pogodowych. Występujące wyższe od średnich temperatury powietrza skutkują niższą sprzedażą i w efekcie obniżeniem wyniku segmentu Wytwarzanie. W związku z występowaniem ryzyka wolumenu plany produkcyjne dostosowywane są do trendów klimatycznych.</p>

Ryzyka regulacyjne

Tabela 59 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 (KE) ws. Europejskiego Zielonego Ładu (EZŁ), zaprezentowana została bardzo ambitna klimatycznie agenda nowej Komisji Europejskiej. W 2020 r. trwały w KE prace nad konkretnymi projektami aktów prawnych wdrażających politykę EZŁ. W komunikacie wprost wskazano, że KE 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>

Nowy europejski pakiet legislacyjny dla rynku gazu ziemnego



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.

Ryzyko braku zgodności

Tabela 60 Opis zakresu zmian i wpływu ryzyka braku zgodności na GK PGNiG

Ryzyko braku zgodności



W PGNiG istnieje wyodrębniona funkcjonalnie oraz organizacyjnie funkcja *compliance*. Model systemu zarządzania ryzykiem braku zgodności zakłada istnienie wyspecjalizowanych liderów merytorycznych w poszczególnych obszarach ryzyka braku zgodności (tzw. zarządzających obszarami ryzyka braku zgodności), na których spoczywa podstawowy ciężar wsparcia w przestrzeganiu standardów zgodności. W 2020 r. przyjęto „Procedurę zarządzania ryzykiem braku zgodności w PGNiG” (Program zgodności), która formalizuje obowiązujący w Spółce model zarządzania zgodnością.

Ryzyka braku zgodności (ryzyka naruszeń standardów zgodności) mogą powstać w licznych obszarach ryzyka braku zgodności i przejawiać się:

- 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.

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 PGNiG. W GK PGNiG obowiązuje także „Kodeks Etyki GK PGNiG”, bazujący na czterech wartościach: jakości, wiarygodności, odpowiedzialności i partnerstwie. W PGNiG wdrożono 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.

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** (dalej: Sprawozdanie niefinansowe) w osobnym dokumencie stanowiącym integralną część Skonsolidowanego Raportu Roczego za 2020 r., które będzie dostępne na stronie internetowej pod adresem <http://www.pgnig.pl>.

Sprawozdanie niefinansowe jest sporządzane zgodnie z wymogami art. 49b i 55 ustawy o rachunkowości – z 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. 2019 poz. 351), która zobowiązuje jednostki zainteresowania publicznego do ujawniania danych pozafinansowych. Zawiera informacje niefinansowe dotyczące PGNiG i Grupy Kapitałowej PGNiG za okres od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2020 r. Dokument obejmuje wszystkie jednostki zależne ujęte w Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy Kapitałowej PGNiG za 2020 r.

Wśród prezentowanych w Sprawozdaniu niefinansowym informacji znajdują się m.in. opisy: modelu biznesowego GK PGNiG, strategii biznesowej i CSR, zarządzania kulturą organizacyjną, jak również dane dotyczące oddziaływania GK PGNiG w podziale na aspekty związane z obszarami: strategicznym, ekonomicznym, środowiskowym, społecznym i etycznym. W Sprawozdaniu niefinansowym wskazane są m.in.: znaczenie działalności GK PGNiG w gospodarce i zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju, projekty z obszaru B+R+I, prowadzone działania skierowane do lokalnych społeczności, inicjatywy sponsoringowe, charytatywne i kulturalne czy aktywności w zakresie budowania etyki pracy w GK PGNiG.

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 2020 r. należą:

- umowa regazyfikacji w ramach „Procedury Udostępnienia Terminalu LNG w Świnoujściu 2020” (więcej informacji w [rozdziale 4.2.2.1](#))
- aneks do kontraktu jamalskiego pomiędzy PGNiG a PAO Gazprom/OOO Gazprom Export (więcej informacji w [rozdziale 4.2.2.1](#)),
- umowa z Ørsted Salg & Service A/S na zakup gazu ziemnego przez PST (więcej informacji w [rozdziale 4.2.2.2](#))
- umowa inwestycyjna dotycząca kierunkowych zasad współpracy przy budowie bloku energetycznego w technologii zasilania paliwem gazowym w Elektrowni Ostrołęka „C” (więcej informacji w [rozdziale 4.4.2](#))
- aneks do Kontraktu Indywidualnego na dostawy paliwa gazowego do Grupy Kapitałowej PKN ORLEN (więcej informacji w [rozdziale 4.2.2.1](#))

8.1.2 Istotne transakcje zawarte z podmiotami powiązаныmi

W 2020 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 8.4 Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG za 2020 r.](#)

8.2 Postępowania sądowe

Tabela 61 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 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 12 listopada 2020 r. Sąd Apelacyjny w Warszawie oddalił apelację Spółki. Wyrok jest prawomocny. Spółka oczekuje na doręczenie wyroku wraz z uzasadnieniem i rozważa wykorzystane dalszych kroków prawnych.
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 ukształtowania 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 zmniejszania zamawianych ilości paliwa gazowego i mocy umownej, ograniczanie odbiorcom biznesowym możliwości odsprzedaży paliwa gazowego, wymaganie określenia w umowie przez odbiorców biznesowych maksymalnej ilości kupowanego paliwa gazowego przeznaczonego przez nich do dalszej odsprzedaży, nieprzyznanie odbiorcom hurtowym prawa do częściowej zmiany sprzedawcy.

W dniu 20 września 2018 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 derogacji NS2 AG

Strony:
PGNiG, PST, NS2 AG, BNetzA, Wyższy Sąd Krajowy w Düsseldorfie

Wniosek

W dniu 10 stycznia 2020 r. spółka Nord Stream 2 AG złożyła wniosek do niemieckiego regulatora BNetzA o derogację (odstępstwo) z przepisów Dyrektywy gazowej (2009/73/WE), znowelizowanej w 2019 r. Niemiecka spółka powołała się na art. 49a Dyrektywy pomimo niespełnienia jednej z przesłanek przewidzianych prawem dotyczących konieczności ukończenia gazociągu w dniu 23 maja 2019 r. (dzień wejścia w życie nowelizacji). PGNiG SA oraz PST w dniu 19 lutego 2020 r. złożyły wniosek o przyłączenie do tego postępowania prowadzonego przez BNetzA. W dniu 18 marca 2020 r. niemiecki regulator podjął decyzję o przyłączeniu w/w Spółek. W dniu 15 maja 2020 r. niemiecki regulator poinformował o odrzuceniu wniosku spółki Nord Stream 2 AG. Zgodnie ze stanowiskiem prezentowanym przez PGNiG S.A. i PST BNetzA uznała, że gazociąg nie był ukończony w dniu 23 maja 2019 r. W dniu 15 czerwca 2020 r. Nord Stream 2 AG odwołała się od decyzji BNetzA do Wyższego Sądu Krajowego w Düsseldorfie oraz w dniu 14 września 2020 r. złożyła uzasadnienie odwołania. W dniu 30 lipca 2020 r. PGNiG S.A. i PST złożyły pismo o przystąpieniu w charakterze czynnych uczestników, a w dniu 14 stycznia 2021 r. złożyły pismo procesowe ze stanowiskiem w sprawie.

Postępowanie w
sprawie gazociągu
OPAL

Strony:
PGNiG, Sąd UE
PST, Sąd UE

niedopuszczalności skargi; wydanie
zarządzenia tymczasowego
(zastosowanie środka tymczasowego)

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 Gastransport 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 Gastransport 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 stwierdzający nieważność decyzji Komisji Europejskiej z dnia 28 października 2016 r. dotyczącej zasad korzystania z gazociągu Opal. Odwołanie od wyroku złożył rząd RFN, sprawa prowadzona jest obecnie przed Trybunałem Sprawiedliwości.

8.3 Szczegółowy opis organizacji GK PGNiG oraz zmian w strukturze

Według stanu na dzień 31 grudnia 2020 r. GK PGNiG składała się z 37 podmiotów gospodarczych, w tym:

- PGNiG jako podmiot dominujący,
- 34 spółki zależne o profilu produkcyjnym, handlowym i usługowym oraz 2 towarzystwa ubezpieczeń wzajemnych, w tym:
 - 18 podmiotów bezpośrednio zależnych od PGNiG,
 - 18 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, XIII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego)
KRS	000059492
Strona www	www.pgnig.pl
Relacje Inwestorskich	ri@pgnig.pl

8.3.1 Szczegółowa struktura organizacji GK PGNiG

Tabela 62 Wykaz spółek zależnych GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2020 r.

Lp.	Nazwa spółki	Kapitał zakładowy [w zł o ile nie podano inaczej]	Udział kapitałowy PGNiG [w zł 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	93,73%	93,73%
2	EXALO Drilling S.A.	981 500 000	981 500 000	100%	100%
3	GEOFIZYKA Toruń S.A.	75 240 000	75 240 000	100%	100%
4	Geovita S.A.	113 407 782	113 407 782	100%	100%
5	Gas Storage Poland Sp. z o.o.	15 290 000	15 290 000	100%	100%
6	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	625 307 815	625 307 815	100%	100%
7	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000	9 995 000	100%	100%
8	PGNiG Technologie S.A.	272 727 240	272 227 240	100%	100%
9	PGNiG TERMIKA SA	1 740 324 950	1 740 324 950	100%	100%
10	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	10 488 917 050	10 488 917 050	100%	100%
11	PGNiG Supply & Trading GmbH	10 000 000 EUR	10 000 000 EUR	100%	100%
12	PGNiG Upstream Norway AS	1 100 000 000 NOK	1 100 000 000 NOK	100%	100%
13	PGNiG Upstream North Africa B.V.	20 000 EUR	20 000 EUR	100%	100%
14	GAS - TRADING S.A.	2 975 000	1 291 350	43,41%	79,58% ²⁾
15	PGNiG Ventures Sp. z o.o.	1 240 000	1 240 000	100%	100%
16	PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.	51 381 000	51 381 000	100%	100%
17	PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100%	100%
18	Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych	40 000 000	40 000 000	100%	100%
<i>Spółki zależne - II stopnia</i>					
19	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.	370 836 300	370 836 300	-	100% ⁹⁾
20	GAZ Sp. z o.o.	300 000	300 000	-	100% ³⁾
21	PSG Inwestycje Sp. z o.o.	81 131 000	81 131 000	-	100% ³⁾
22	Oil Tech International F.Z.E.	20 000 USD	20 000 USD	-	100% ⁴⁾
23	EXALO DRILLING UKRAINE LLC	20 000 EUR	20 000 EUR	-	100% ⁴⁾
24	PST Europe Sales GmbH	1 000 000 EUR	1 000 000 EUR	-	100% ⁵⁾
25	Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000	2 565 350	-	85,51% ⁶⁾
26	CIFL Sp. z o.o. w likwidacji	1 360 000	1 360 000	-	100% ⁷⁾
27	Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o.	6 670 627	5 257 524	-	78,82% ⁸⁾
28	PGNiG Serwis Doradztwo Ubezpieczeniowe sp. z o.o.	5 000	5 000	-	100% ¹⁾
29	PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o.	13 550 000	13 550 000	-	100% ⁹⁾
30	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemyśl sp. z o.o.	5 000	5 000	-	100% ⁹⁾
31	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	1 806 500	1 806 500	-	100% ⁴⁾
32	Exalo Diament Sp. z o.o. w organizacji	5 000	5 000	-	100% ⁴⁾
33	Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych na Życie	25 000 000	25 000 000	100%	100% ¹²⁾
<i>Spółki zależne - III stopnia</i>					
34	XOOL GmbH	500 000 EUR	500 000 EUR	-	100% ¹⁰⁾
35	"SEJ-Serwis" Sp. z o.o.	200 000	200 000	-	100% ¹¹⁾
36	PST Verwaltungs GmbH	25 000 EUR	25 000 EUR	-	100%

1) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Serwis sp. z o.o.

2) Udział bezpośredni PGNiG S.A. w spółce wynosi 43,41%, udział pośredni poprzez spółkę PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. wynosi 36,17%.

3) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

4) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę Exalo Drilling S.A.

5) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Supply & Trading GmbH.

6) Udział pośredni PGNiG S.A. poprzez spółkę Gas Storage Poland Sp. z o.o.

7) Udział pośredni PGNiG S.A. 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 S.A. przez spółkę GAS TRADING S.A.

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

10) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Supply & Trading GmbH oraz przez spółkę PST Europe Sales GmbH

11) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A. oraz przez spółkę PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.

12) Udział pośredni PGNiG S.A. przez Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych

8.3.2 Pozostałe powiązania organizacyjne i kapitałowe

Tabela 63 Wykaz spółek współzależnych i stowarzyszonych GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2020 r.

Lp.	Nazwa spółki	Kapitał zakładowy [w zł o ile nie podano inaczej]	Udział kapitałowy PGNiG [w zł o ile nie podano inaczej]	% 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	Gardia Broker Sp. z o.o.	55 000	11 237	-	20,43% ⁵⁾

- 1) Udział bezpośredni PGNiG S.A. w spółce wynosi 48,00%, udział pośredni poprzez spółkę GAS-TRADING SA wynosi 3,18%.
- 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 2020 r. GK PGNiG nie dokonywała istotnych inwestycji kapitałowych poza grupą jednostek powiązanych. Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego PGNiG poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2020 r. wyniosła 85,7 mln zł. Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego GK PGNiG (PGNiG oraz spółek GK PGNiG) poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2020 r. wyniosła 115,8 mln zł.

Zwiększenie zaangażowania kapitałowego PGNiG poza grupą jednostek powiązanych w stosunku do końca 2019 r. wynika z faktu ogłoszenia w dniu 12 marca 2020 r. przez Sąd upadłości spółki GEOFIZYKA Kraków S.A. w likwidacji, a tym samym przekwalifikowania spółki GEOFIZYKA Kraków S.A. w likwidacji w upadłości likwidacyjnej z grupy jednostek powiązanych do spółek spoza grupy jednostek powiązanych. Zaangażowanie kapitałowe PGNiG w tej spółce na dzień 31 grudnia 2020 r. wynosi 64,4 mln zł.

8.3.3 Zmiany w strukturze GK PGNiG

Tabela 64 Zmiany w strukturze udziałowej GK PGNiG w 2020 r.

Rodzaj zmiany/transakcji	Data	Udział w liczbie głosów po zmianie
Podwyższenie kapitału zakładowego spółki		
Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych na Życie	16.07.2020	100%
PGNiG Ventures sp. z o.o.	04.11.2020	100%
Zmiana nazwy spółki		
Z „Górnośląska Spółka Brokerska Sp. z o.o.” na „Gardia Broker Sp. z o.o.”	22.05.2020	20,43%
Utworzenie spółki		
PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysł sp. z o.o.	04.12.2020	100%
Exalo Diament Sp. z o.o.	22.12.2020	100%
Pozostałe zmiany		
Upadłość likwidacyjna Spółki Geofizyka Kraków S.A. w likwidacji	12.03.2020	0%
Nieodpłatne nabycie przez PST Europe Sales GmbH 100% udziałów w spółce PST Verwaltungs GmbH	17.09.2020	100%

8.4 Akcje własne PGNiG oraz akcje i udziały w jednostkach GK PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Tabela 65 Akcje PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących na dzień 31 grudnia 2020 r.

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2019 r.	Wartość nominalna akcji w zł	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2020 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 2020 r. Spółka nie nabyła akcji 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 2020 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 2020 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 2021 r.

- 8.01 – Rejestracja połączenia PST Verwaltungs GmbH z PST Europe Sales GmbH
- 13.01 – Zatwierdzenie przez Prezesa URE wzrostu średnich stawek w taryfie dystrybucyjnej PSG o 3,6%
- 29.01 – Wygaśnięcie okresu wyłączności negocjacyjnej dotyczącej nabycia spółki TAURON Ciepło Sp. z o.o.

Luty 2021 r.

- 10.02 - Odstąpienie PGNiG od udziału w procesie nabycia polskich aktywów Grupy CEZ
- 17.02 – Rezygnacja Jarosława Wróbla z pełnienia funkcji członka zarządu PGNiG z końcem dnia 1 marca 2021 r.
- 19.02 – Wykreślenie spółki CIFL sp. z o.o. w likwidacji z eKSR

Marzec 2021 r.

- 02.03 – Rejestracja PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysł Sp. z o.o. w KRS
- 02.03 – Powołanie Artura Cieślaka 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 Serwis	PGNiG Serwis 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.
PGNiG Ventures	PGNiG Ventures Sp z o.o.
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
ICE	ang. <i>Intercontinental Exchange</i> - giełda specjalizująca się w handlu energią i surowcami
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
OPEC	ang. <i>Organization of the Petroleum Exporting Countries</i> - Organizacja Krajów Eksportujących Ropę Naftową
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 molekul: 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
FPSO	ang. <i>floating production, storage and offloading</i> – pływająca platforma (punkt) do produkcji, przechowywania i załadunku węgłowodórów
GIM	Grupa Instalacji Magazynowych
IM	instalacje magazynowe
KGZ	kopalnia gazu ziemnego
KPMG	kawernowy podziemny magazyn gazu
KRNiGZ	Kopalnia ropy i gazu ziemnego
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 Struktura akcjonariatu na koniec 2020 r.	8
Tabela 2 Wskaźniki giełdowe za lata 2017-2020.....	10
Tabela 3 Dywidenda z zysku netto za lata 2014 - 2019	11
Tabela 4 Cele, aspiracje i realizacja Strategii w latach 2017-2020.....	13
Tabela 5 Popyt i podaż LNG w latach 2019 i 2020 r. w mld m ³ gazu po regazyfikacji	21
Tabela 6 Przepływy gazu na krajowych punktach wejścia/wyjścia.....	22
Tabela 7 Zmiany w regulacjach krajowych i ich wpływ na GK PGNiG	24
Tabela 8 Zmiany w regulacjach europejskich.....	24
Tabela 9 Wolumeny wydobycia gazu ziemnego GK PGNiG w podziale na kraje.....	29
Tabela 10 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego z segmentu poza GK PGNiG w podziale na kraje.....	29
Tabela 11 Wolumeny wydobycia i sprzedaży ropy naftowej* w GK PGNiG (wraz z frakcjami)	29
Tabela 12 Wolumeny wydobycia pozostałych produktów.....	29
Tabela 13 Wolumeny sprzedaży pozostałych produktów	29
Tabela 14 Kopalnie PGNiG	31
Tabela 15 Złoża PGNiG UN na dzień 31 grudnia 2020 r.....	34
Tabela 16 Podziemne Magazyny Gazu (PMG)	39
Tabela 17 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego poza GK PGNiG w segmencie OiM	42
Tabela 18 Struktura odbiorców gazu ziemnego w Polsce poza GK PGNiG w segmencie OiM.....	42
Tabela 19 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego poza Polską poza GK PGNiG	42
Tabela 20 Struktura odbiorców gazu ziemnego poza Polską poza GK PGNiG.....	42
Tabela 21 Struktura odbiorców energii elektrycznej PGNiG w segmencie OiM	42
Tabela 22 Pojemności czynne i udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych.....	42
Tabela 23 Wolumen dystrybucji gazów (gaz wysokometanowy, zaazotowany)	53
Tabela 24 Długość sieci dystrybucyjnych	53

Tabela 25 Wolumeny sprzedaży regulowanej poza GK PGNiG ciepła (w TJ) i energii elektrycznej ogółem z produkcji (w GWh) ...	58
Tabela 26 Moce osiągalne wg koncesji, zakładu produkcyjnego i oddziału	58
Tabela 27 Globalny popyt na rynku ropy	73
Tabela 28 Globalna podaż na rynku ropy	73
Tabela 29 Bilans popytu i podaży na rynku ropy	73
Tabela 30 Dane finansowe GK PGNiG w latach 2018-2020	74
Tabela 31 Przychody ze sprzedaży w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie w latach 2018-2020	76
Tabela 32 Koszty operacyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie w latach 2018-2020	76
Tabela 33 Nakłady inwestycyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie w latach 2019-2020	77
Tabela 34 Wyniki finansowe PGNiG UN	77
Tabela 35 Przychody ze sprzedaży w segmencie Obrót i Magazynowanie w latach 2018-2020	77
Tabela 36 Koszty operacyjne w segmencie Obrót i Magazynowanie w latach 2018-2020	77
Tabela 37 Wyniki finansowe PGNiG OD	78
Tabela 38 Wyniki finansowe GK PST	78
Tabela 39 Przychody ze sprzedaży w segmencie Dystrybucja w latach 2018-2020	78
Tabela 40 Koszty operacyjne w segmencie Dystrybucja w latach 2018-2020	79
Tabela 41 Wyniki finansowe GK PSG	79
Tabela 42 Przychody ze sprzedaży w segmencie Wytwarzanie w latach 2018-2020	79
Tabela 43 Koszty operacyjne w segmencie Wytwarzanie w latach 2018-2020	79
Tabela 44 Wyniki finansowe PGNiG TERMIKA	80
Tabela 45 Kwartalny wynik EBITDA i EBITDA skorygowana w podziale na segmenty operacyjne w 2020 r.	81
Tabela 46 Kwartalny wynik EBITDA i EBITDA skorygowana w podziale na segmenty operacyjne w 2019 r.	81
Tabela 47 Prognoza wydobycia gazu ziemnego w latach 2021-2023*	85
Tabela 48 Prognoza wydobycia ropy naftowej wraz z kondensatem i NGL w latach 2021-2023	85
Tabela 49 Najistotniejsze umowy kredytów GK PGNiG na 31 grudnia 2020 r.	85
Tabela 50 Główne pozycje bilansowe aktywów finansowych w podziale na kategorie	86
Tabela 51 Główne pozycje bilansowe zobowiązań finansowych w podziale na kategorie	86
Tabela 52 Dane finansowe PGNiG w latach 2018-2020	88
Tabela 53 Nakłady inwestycyjne PGNiG w latach 2018-2020	89
Tabela 54 Wyjaśnienie przyczyn odstąpienia od stosowania zasad i rekomendacji Dobrych Praktyk	90
Tabela 55 Struktura akcjonariatu Emitenta na dzień 31 grudnia 2020 r.	92
Tabela 56 Wynagrodzenia członków organów zarządczych i nadzorczych PGNiG w 2020 r.	105
Tabela 57 Wynagrodzenia członków organów zarządczych i nadzorczych PGNiG w 2019 r.	105
Tabela 58 Opis zakresu zmian i wpływu istotnych ryzyk operacyjnych na GK PGNiG	107
Tabela 59 Opis zakresu zmian i wpływu istotnych ryzyk regulacyjnych na GK PGNiG	111
Tabela 60 Opis zakresu zmian i wpływu ryzyka braku zgodności na GK PGNiG	112
Tabela 61 Postępowania sądowe	114
Tabela 62 Wykaz spółek zależnych GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2020 r.	117
Tabela 63 Wykaz spółek współzależnych i stowarzyszonych GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2020 r.	117
Tabela 64 Zmiany w strukturze udziałowej GK PGNiG w 2020 r.	118
Tabela 65 Akcje PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących na dzień 31 grudnia 2020 r.	118

Spis Wykresów

Wykres 1 Porównanie struktury akcjonariatu	9
Wykres 2 Udział polskich inwestorów instytucjonalnych w akcjonariacie PGNiG na koniec 2020 r.	9
Wykres 3 Udział zagranicznych inwestorów instytucjonalnych w wolnym obrocie (free float)	9
Wykres 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 2019/2020	23
Wykres 10 Struktura kontraktów na TGE w 2019 r. i 2020 r.	23
Wykres 11 Wolumen obrotu na kontraktach terminowych towarowych (RTT) na TGE w 2019 r. i 2020 r.(TWh)	23
Wykres 12 Zasoby wydobywalne udokumentowane przez PGNiG w Polsce w latach 2016-2020 oraz współczynnik R/P w mln boe***	31
Wykres 13 Zasoby wydobywalne udokumentowane przez PGNiG w Polsce w latach 1988-2020 w mln boe	31
Wykres 14 Dostawy gazu ziemnego do Polski z zagranicy w latach 2016-2020 w mld m ³	43
Wykres 15 Struktura sprzedaży PST wraz ze spółkami zależnymi według produktów (wolumenowo)	46
Wykres 16 Struktura sprzedaży PST wraz ze spółkami zależnymi według krajów (wolumenowo)	46
Wykres 17 Ilość gazu przesyłanego systemem dystrybucyjnym w mln m ³	54
Wykres 18 Długość sieci własnych z przyłączami (tys. km) oraz liczba odbiorców (mln)	54
Wykres 19 Liczba gmin, na terenie których funkcjonują firmy konkurencyjne	55
Wykres 20 Produkt Krajowy Brutto (PKB) r/r (%) w latach 2014-2020 i prognoza na lata 2021-2022	71
Wykres 21 Kursy walut EUR/PLN i USD/PLN	71

Wykres 22 Średnie miesięczne fronth month gazu ziemnego na hubach Henry Hub i TTF (ang. fronth month – kontrakt z datą wykonania w następnym miesiącu).....	72
Wykres 23 Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego w Polsce i w Niemczech w 2020 r.	72
Wykres 24 Cena gazu ziemnego spot na giełdzie TGE, TTF i GPL w 2020 r.	72
Wykres 25 Cena ropy Brent i WTI, kontrakt month ahead (kontrakt ang. month ahead – kontrakt z datą wykonania w następnym miesiącu).....	73
Wykres 26 Średnie miesięczne temperatury*.....	74
Wykres 27 Przychody ze sprzedaży w podziale na segmenty działalności w latach 2019-2020.....	74
Wykres 28 Podziały kosztów operacyjnych w latach 2019-2020 r.....	75
Wykres 29 Zmiany w EBITDA w latach 2019-2020.....	75
Wykres 30 Zmiany w skorygowanym wyniku EBITDA w latach 2019-2020.....	75
Wykres 31 Zmiany EBITDA pomiędzy latami 2019-2020.....	76
Wykres 32 EBITDA w 2020 r. w podziale na segmenty.....	76
Wykres 33 Zmiany w EBITDA PiW pomiędzy latami 2019-2020.....	77
Wykres 34 Zmiany EBITDA OIM pomiędzy latami 2019-2020.....	78
Wykres 35 Zmiany w EBITDA Dystrybucji pomiędzy latami 2019-2020.....	79
Wykres 36 Zmiany w EBITDA Wytwarzania pomiędzy latami 2019-2020.....	80
Wykres 37 Wahania przychodów ze sprzedaży GK PGNiG w latach 2019-2020.....	80
Wykres 38 Wahania EBITDA GK PGNiG w latach 2019-2020.....	81
Wykres 39 Wybrane pozycje sprawozdania z sytuacji finansowej - Aktywa.....	81
Wykres 40 Wybrane pozycje sprawozdania z sytuacji finansowej – Pasywa.....	82
Wykres 41 Wybrane pozycje sprawozdania z przepływów pieniężnych.....	82
Wykres 42 ROE.....	83
Wykres 43 ROA.....	83
Wykres 44 Rentowność sprzedaży netto.....	83
Wykres 45 Skumulowana EBITDA GK PGNiG w latach 2017-2020 i cel strategiczny 2022 r.	84
Wykres 46 Dług netto/EBITDA.....	87
Wykres 47 Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem; wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami.....	87
Wykres 48 Wskaźnik bieżącej i szybkiej płynności.....	87
Wykres 49 Zmiany w EBITDA PGNiG pomiędzy latami 2019-2020.....	88
Wykres 50 ROE i ROA.....	89
Wykres 51 Rentowność sprzedaży netto.....	89
Wykres 52 Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem, Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami.....	89
Wykres 53 Wskaźnik bieżącej i szybkiej płynności.....	89

Spis Rysunków

Rysunek 1 System przesyłowy i aktualne oraz planowane transgraniczne punkty wejścia do systemu przesyłowego o znaczeniu strategicznym.....	21
Rysunek 2 Koncesje PGNiG i odwierty w 2020 r.....	30
Rysunek 3 Koncesje i złoża PGNiG UN.....	33
Rysunek 4 Podziemne magazyny gazu.....	50
Rysunek 5 Gminy, w których PSG świadczy usługę dystrybucji paliwa gazowego.....	53
Rysunek 6 Stacje regazyfikacji LNG w Polsce z koncesją wydaną w 2020 r.	54
Rysunek 7 Obszar działania firm konkurencyjnych w Polsce.....	55
Rysunek 8 Macierz ryzyk.....	107

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

Paweł Majewski

Wiceprezes Zarządu

Artur Cieślik

Wiceprezes Zarządu

Robert Perkowski

Wiceprezes Zarządu

Arkadiusz Sekściński

Wiceprezes Zarządu

Przemysław Waclawski

Wiceprezes Zarządu

Magdalena Zegarska

Warszawa, dnia 23 marca 2021 r.