



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Sprawozdanie Zarządu z działalności
Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A. za 2021

2021



GRUPA KAPITAŁOWA PGNiG W 2021 ROKU



*POD WZGLĘDEM KAPITALIZACJI RYNKOWEJ WG STANU NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2021 R.

POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE



13 530 mln zł
EBITDA

1080,1 mln boe
ZASOBY GAZU
I ROPY NAFTOWEJ

1,4 mln ton
WYDOBYCIE ROPY NAFTOWEJ,
KONDENSATU I NGL

>200
KONCESJI
WYDOBYWCZYCH

5,4 mld m³
WYDOBYCIE GAZU
ZIEMNEGO

OBRÓT I MAGAZYNOWANIE



-1 702 mln zł
EBITDA

11,6 mld m³
WOLUMEN SPRZEDAŻY
GAZU NA GIEŁDACH

33,5 mld m³
WOLUMEN SPRZEDAŻY
GAZU W SEGMENTCIE (POZA GK)

16,1 mld m³
WOLUMEN IMPORTU
GAZU

3,2 mld m³
WŁASNE POJEMNOŚCI
MAGAZYNOWE W SEGMENTCIE

DYSTRYBUCJA



2 893 mln zł
EBITDA

1697
LICZBA ZGAZYFIKOWANYCH
GMIN

7,4 mln
LICZBA
KLIENTÓW

13,1 mld m³
WOLUMEN DYSTRYBUCJI GAZU
(W JEDN. NATURALNYCH)

200,7 tys. km
DŁUGOŚĆ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ
(WRAZ Z PRZYŁĄCZAMI)

WYTWARZANIE



1 134 mln zł
EBITDA

6,0 GW_t
MOC
CIEPLNA

41,2 PJ
PRODUKCJA
CIEPŁA

1,8 GW_e
MOC
ELEKTRYCZNA

3,5 TWh
PRODUKCJA ENERGII
ELEKTRYCZNEJ

Wybrane dane finansowe GK PGNiG i PGNiG

Tabela 1 Wybrane dane finansowe GK PGNiG w latach 2020-2021

Dane dotyczące skonsolidowanego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2021	12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2020	12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2021	12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2020
Przychody ze sprzedaży	69 964	39 197	15 284	8 761
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	15 593	13 009	3 406	2 908
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	11 562	9 585	2 526	2 142
Zysk przed opodatkowaniem	10 982	9 025	2 399	2 017
Zysk netto akcjonariuszy jednostki dominującej	6 014	7 340	1 314	1 641
Zysk netto	6 014	7 340	1 314	1 641
Łączne całkowite dochody przypadające akcjonariuszom jednostki dominującej	3 240	6 285	708	1 405
Łączne całkowite dochody	3 240	6 285	708	1 405
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	3 470	14 118	758	3 155
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(8 092)	(6 254)	(1 768)	(1 398)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	8 628	(3 653)	1 885	(816)
Przepływy pieniężne netto	4 006	4 211	875	941
Zysk na akcję podstawowy i rozwodniony (odpowiednio w PLN i w EUR)	1,04	1,27	0,23	0,28

Dane dotyczące skonsolidowanego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	Stan na 31 grudnia 2021	Stan na 31 grudnia 2020	Stan na 31 grudnia 2021	Stan na 31 grudnia 2020
Aktywa razem	101 576	62 871	22 085	13 624
Zobowiązania razem	57 197	18 746	12 436	4 062
Zobowiązania długoterminowe	20 107	11 666	4 372	2 528
Zobowiązania krótkoterminowe	37 090	7 080	8 064	1 534
Kapitał własny razem	44 379	44 125	9 649	9 562
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 778	5 778	1 256	1 252
Średnia ważona liczba akcji zwykłych (mln szt.)	5 778	5 778	5 778	5 778
Wartość księgowa i rozwodniona wartość księgowa na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	7,68	7,64	1,68	1,65
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,21	0,09	0,05	0,02

Tabela 2 Wybrane dane finansowe PGNiG w latach 2020-2021 r.

Dane dotyczące jednostkowego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2021	12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2020	12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2021	12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2020
Przychody ze sprzedaży	36 768	21 237	8 032	4 747
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	6 693	8 714	1 462	1 948
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	5 849	7 895	1 278	1 765
Zysk przed opodatkowaniem	6 264	8 490	1 368	1 898
Zysk netto	5 121	6 909	1 119	1 544
Całkowite dochody razem	2 327	5 900	508	1 319
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	(2 607)	9 394	(570)	2 100
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	361	(2 794)	79	(624)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	8 714	(3 591)	1 904	(803)
Przepływy pieniężne netto	6 468	3 009	1 413	673
Zysk netto i rozwodniony zysk netto na jedną akcję przypisany zwykłemu akcjonariuszowi (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,89	1,20	0,19	0,27

Dane dotyczące jednostkowego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	Stan na 31 grudnia 2021	Stan na 31 grudnia 2020	Stan na 31 grudnia 2021	Stan na 31 grudnia 2020
Aktywa razem	69 690	43 746	15 152	9 480
Zobowiązania razem	34 120	7 516	7 418	1 629
Zobowiązania długoterminowe	7 270	3 871	1 580	839
Zobowiązania krótkoterminowe	26 850	3 645	5 838	790
Kapitał własny	35 570	36 230	7 734	7 851
Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	7 518	7 518	1 635	1 629
Liczba akcji (średnia ważona w okresie w mln szt.)	5 778	5 778	5 778	5 778
Wartość księgowa i rozwodniona wartość księgowa na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	6,16	6,27	1,34	1,36
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,21	0,09	0,05	0,02

Tabela 3 Średnie kursy wymiany walut

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do EURO ustalone przez NBP	2021	31 grudnia 2020
Średni kurs w okresie	4,5775	4,4742
Kurs na koniec okresu	4,5994	4,6148



I KWARTAŁ

- 1. 13.01.**
Decyzja Prezesa URE skutkująca wzrostem o 3,6% cen i stawek sieciowych w Taryfie Dystrybucyjnej PSG
- 2. 29.01.**
Wygaśnięcie okresu wyłączności negocjacyjnej dotyczącej nabycia spółki TAURON Ciepło
- 3. 10.02.**
Odstąpienie PGNiG od udziału w procesie nabycia polskich aktywów Grupy CEZ
- 4. 25.03.**
Zawarcie warunkowej umowy nabycia INEOS ERP Norge AS przez PGNiG UN

II KWARTAŁ

- 5. 14.04.**
Zgoda UOKiK na utworzenie przez PGNiG, PKN ORLEN i Energa wspólnego przedsiębiorcy CCGT Ostrołęka
- 6. 15.04.**
Decyzja Prezesa URE skutkująca wzrostem o 5,6% ceny za paliwo gazowe w Taryfie Detalicznej PGNiG OD
- 7. 05.05.**
Podpisanie z ORLEN Południe listu intencyjnego w sprawie możliwości realizacji wspólnej inwestycji w obszarze biometanu
- 8. 12.05.**
Zawarcie umowy o współpracy pomiędzy PKN ORLEN, Grupą LOTOS, PGNiG oraz Skarbem Państwa – Ministrem Aktywów Państwowych w zakresie scenariusza przejęcia kontroli przez PKN ORLEN nad Grupą LOTOS oraz PGNiG
- 9. 25.05.**
Rekomendacja Zarządu PGNiG w sprawie wypłaty dywidendy z zysku za 2020 r. w wysokości 0,21 zł na jedną akcję

III KWARTAŁ

- 10. 16.07.**
Decyzja Prezesa URE skutkująca wzrostem o 12,4% ceny za paliwo gazowe w Taryfie Detalicznej PGNiG OD
- 11. 27.07.**
Zawarcie porozumień określających podstawowe warunki aneksów zwiększających dostawy LNG z Venture Global Plaquemines LNG oraz Venture Global Calcasieu Pass na rzecz PGNiG
- 12. 02.08.**
Podpisanie listu intencyjnego w sprawie Elektrociepłowni Stalowa Wola
- 13. 02.09.**
Zawarcie aneksów do umów na dostawy LNG z Venture Global Plaquemines LNG oraz Venture Global Calcasieu Pass
- 14. 16.09.**
Decyzja Prezesa URE skutkująca wzrostem o 7,4% ceny za paliwo gazowe w Taryfie Detalicznej PGNiG OD
- 15. 24.09.**
Spełnienie warunków zawieszających oraz warunków przejęcia kontroli dotyczących umowy zakupu INEOS ERP Norge AS przez PGNiG UN

IV KWARTAŁ

- 16. 08.10.**
Złożenie przez PGNiG do Prezesa UOKiK wniosku stanowiącego zgłoszenie zamiaru koncentracji w związku z planowanym przejęciem przez PKN ORLEN kontroli nad PGNiG
- 17. 28.10.**
Złożenie pisma modyfikującego wniosek o renegotiację ceny kontraktowej gazu dostarczanego przez PAO Gazprom i OOO Gazprom Export
- 18. 29.11.**
Zawarcie aneksu do umowy inwestycyjnej dotyczącej kierunkowych zasad współpracy przy budowie bloku energetycznego w technologii zasilania paliwem gazowym w Elektrowni Ostrołęka „C”
- 19. 17.12.**
Decyzja Prezesa URE skutkująca wzrostem o 83,7% ceny za paliwo gazowe w Taryfie Detalicznej PGNiG OD
- 20. 17.12.**
Zawarcie umów kredytu z Bankiem Gospodarstwa Krajowego, PKO Bankiem Polskim i CaixaBank
- 21. 17.12.**
Decyzja Prezesa URE skutkująca wzrostem o 3,6% cen i stawek sieciowych w Taryfie Dystrybucyjnej PSG
- 22. 21.12.**
Odstąpienie PGNiG od udziału w procesie nabycia polskich aktywów Grupy Fortum

Spis Treści

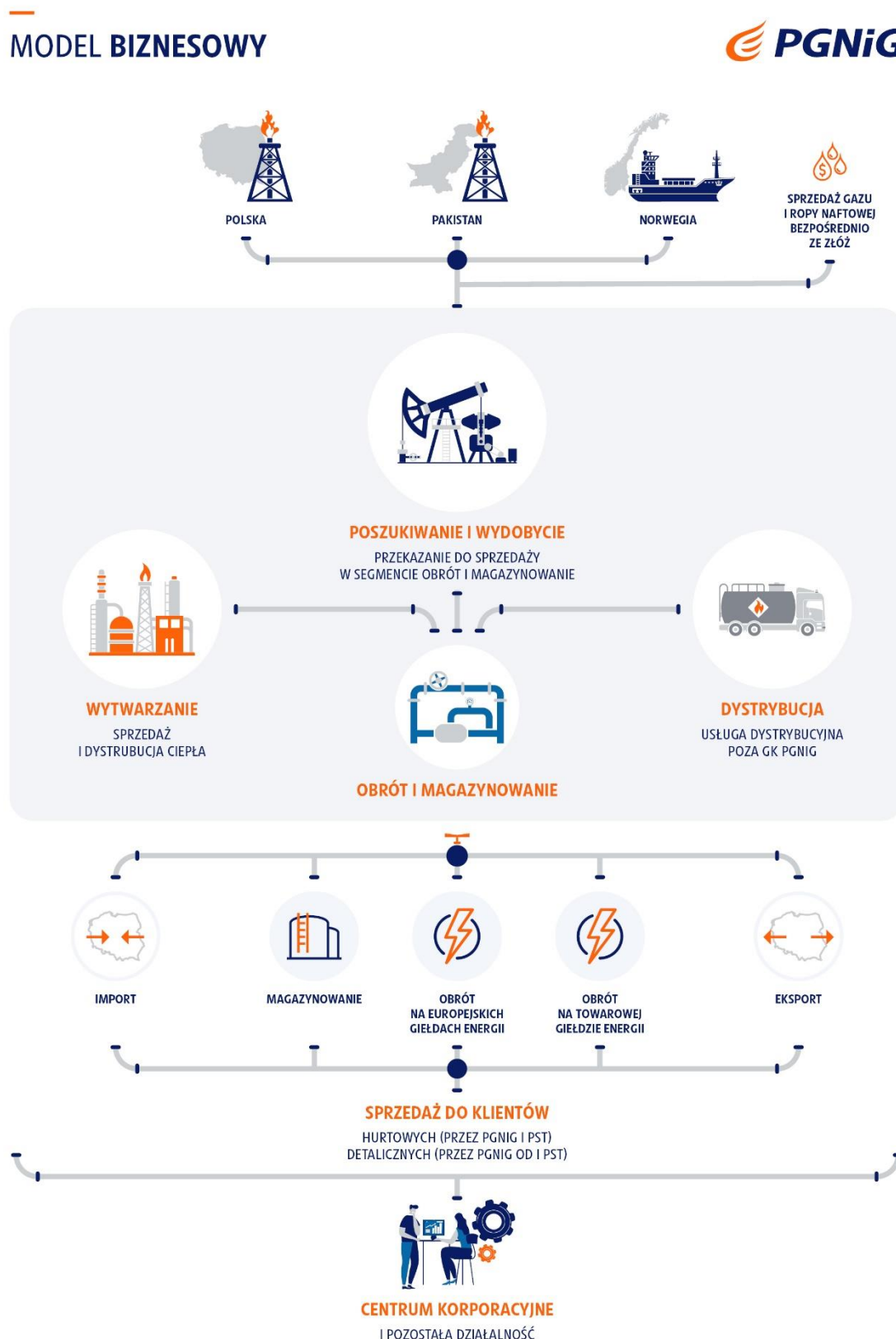
Wybrane dane finansowe GK PGNiG i PGNiG	3
Kalendarz wydarzeń 2021 r.	4
Model biznesowy i organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG.....	7
1.1 Przedmiot działalności – model biznesowy	7
1.2 Organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG.....	8
1.3 Akcjonariat i akcje PGNiG na GPW	8
1.3.1 Struktura akcjonariatu.....	8
1.3.2 Kurs akcji PGNiG.....	8
1.3.3 Wskaźniki giełdowe	9
1.3.4 Relacje inwestorskie PGNiG.....	9
1.3.5 Polityka dywidendy	10
2. Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG	11
2.1 Misja i wizja	11
2.2 Główne wyzwania	11
2.3 Strategia GK PGNiG na lata 2017–2022 z perspektywą do 2026 r.	12
2.3.1 Cele i aspiracje na lata 2017-2022. Realizacja Strategii w latach 2017-2021.....	13
2.3.2 Inwestycje w latach 2017-2022.....	17
2.3.3 Inwestycje w 2022 r.	17
3. Otoczenie.....	20
3.1 Otoczenie rynkowe w 2021 r.	20
3.1.1 Rynek gazu w Europie i na świecie	20
3.1.2 Rynek gazu w Polsce	21
3.2 Otoczenie regulacyjne w 2021 r.	25
3.2.1 Krajowe otoczenie regulacyjne	25
3.2.2 Europejskie otoczenie regulacyjne	26
3.3 Zmiany otoczenia GK PGNiG na początku 2022 r.	31
3.3.1 Sytuacja na rynku gazu na początku 2022 r. w wyniku agresji Rosji na Ukrainę	31
3.3.2 Sankcje wobec Federacji Rosyjskiej.....	31
3.3.3 Reakcja rynków towarowych i walutowych na atak Rosji na Ukrainę i nałożone sankcje	32
3.3.4 Zmiany prawne w Polsce w związku z wysokimi cenami gazu	32
3.3.5 Ocena wpływu zmian otoczenia w 2022 r. na działalność GK PGNiG	33
4. Działalność operacyjna w 2021 r.	35
4.1 Segment Poszukiwanie i Wydobywanie.....	35
4.1.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne	36
4.1.2 Działalność w Polsce.....	36
4.1.3 Działalność zagraniczna	40
4.1.4 Działalność wspierająca segment w Polsce i za granicą	47
4.1.5 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość	48
4.2 Segment Obrót i Magazynowanie	50
4.2.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne	51
4.2.2 Obszar działalności hurtowej	51
4.2.2.2 Działalność hurtowa za granicą	54
4.2.3 Obszar działalności detalicznej.....	55
4.2.4 Magazynowanie.....	59
4.3 Segment Dystrybucja	61
4.3.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne	62
4.3.2 Działalność w 2021 r.	62
4.3.3 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość	66
4.4 Segment Wytwarzanie	68
4.4.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne	69
4.4.2 Działalność w 2021 r.	69
4.4.3 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość	73
4.5 Pozostała działalność.....	75
4.5.1 Spółki wspierające i poboczna działalność Grupy PGNiG	76
4.5.1.1 Działalność w 2021 r.	76
4.5.1.2 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość	77
4.5.2 Badania, rozwój i innowacje, Centrum Korporacyjne PGNiG	77
4.5.2.1 Działalność w 2021 r.	78

4.5.2.2	Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość w obszarze badań, rozwoju i innowacji	82
5.	Sytuacja finansowa Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG w 2021 r.	84
5.1	Sytuacja makroekonomiczna	84
5.1.1	Sytuacja gospodarcza i kursy walut	84
5.1.2	Tendencje na rynku gazu ziemnego	84
5.1.3	Tendencje na rynku ropy naftowej	85
5.1.4	Średnie miesięczne temperatury	87
5.2	Sytuacja finansowa GK PGNiG w 2021 r.	87
5.2.1	Omówienie skonsolidowanego rachunku zysków i strat GK PGNiG	88
5.2.2	Omówienie wyników segmentów	89
5.2.3	Wahania wyników finansowych	94
5.2.4	Omówienie sprawozdania z sytuacji finansowej GK PGNiG	95
5.2.5	Omówienie sprawozdania z przepływów pieniężnych GK PGNiG	96
5.2.6	Wskaźniki rentowności	96
5.2.7	Przewidywana sytuacja finansowa oraz tendencje na rynku kluczowych produktów	97
5.2.8	Publikacja prognoz wyników finansowych i operacyjnych	98
5.2.9	Zarządzanie zasobami finansowymi oraz płynność GK PGNiG	99
5.4	Sytuacja finansowa PGNiG w 2021 r.	102
6.	Ład korporacyjny	104
6.1	Oświadczenie o stosowaniu zasad ładu korporacyjnego	104
6.1.1	Stosowany zbiór zasad ładu korporacyjnego	104
6.1.2	Informacja o odstąpieniu od stosowania postanowień zasad ładu korporacyjnego	105
6.1.3	Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio znaczne pakiety akcji	109
6.1.4	Wykaz posiadaczy akcji, które dają specjalne uprawnienia kontrolne, wraz z opisem tych uprawnień	109
6.1.5	Wskazanie wszelkich ograniczeń do wykonywania prawa głosu w spółce PGNiG	109
6.1.6	Ograniczenia dotyczące przenoszenia prawa własności papierów wartościowych emitenta	109
6.1.7	Opis zasad zmiany statutu Emitenta	109
6.1.8	Sposób działania Walnego Zgromadzenia PGNiG, zasadniczych uprawnień, prawa akcjonariuszy i sposób ich wykonywania	109
6.1.9	Zwołanie i odwołanie Walnego Zgromadzenia spółki	110
6.1.10	Zasadnicze uprawnienia Walnego Zgromadzenia	110
6.1.11	Opis praw akcjonariuszy w ramach Walnego Zgromadzenia i sposobu ich wykonywania	110
6.2	Organy zarządcze, nadzorujące i ich komitety w PGNiG	111
6.2.1	Zarząd	111
6.2.2	Rada Nadzorcza oraz komitety	115
6.3	Wynagrodzenia	121
6.3.1	Polityka wynagrodzeń w PGNiG	121
6.3.2	System motywacyjny	121
6.3.3	Świadczenia na rzecz pracowników	122
6.3.4	Polityka wynagrodzeń członków organów zarządczych i nadzorczych PGNiG	122
6.4	Systemy kontroli wewnętrznej w organizacji i zarządzania ryzykiem w odniesieniu do procesu sporządzania sprawozdań finansowych i skonsolidowanych sprawozdań finansowych	123
6.5	Zarządzanie ryzykiem	124
7.	Sprawozdanie GK PGNiG na temat informacji niefinansowych	133
8.	Informacje pozostałe dotyczące Grupy Kapitałowej PGNiG	134
8.1	Informacje o zawartych umowach przez spółki GK PGNiG	134
8.1.1	Istotne umowy dla działalności GK PGNiG	134
8.1.2	Istotne transakcje zawarte z podmiotami powiązanymi	134
8.2	Postępowania sądowe	134
8.3	Szczegółowy opis organizacji GK PGNiG oraz zmian w strukturze w 2021 r.	136
8.3.1	Szczegółowa struktura organizacji GK PGNiG	137
8.3.2	Pozostałe powiązania organizacyjne i kapitałowe	138
8.3.3	Zmiany w strukturze GK PGNiG w 2021 r.	138
8.4	Akcje własne PGNiG oraz akcje i udziały w jednostkach GK PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących	138
8.5	System kontroli programów akcji pracowniczych	139
8.6	Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego	139
9.	Oświadczenie Zarządu PGNiG i zatwierdzenie sprawozdania	143

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 2021 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).

Rysunek 2 Wykaz jednostek GK PGNiG podlegających konsolidacji metodą pełną



1.3 Akcjonariat i akcje PGNiG na GPW

1.3.1 Struktura akcjonariatu

Na dzień 31 grudnia 2021 r. kapitał zakładowy PGNiG wynosił ok. 5,78 mld zł.

Tabela 4 Struktura akcjonariatu na 31 grudnia 2021 r.

Akcyonariusze	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.	Zmiany w 2021 r.	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2021 r.	Udział w kapitale zakładowym / liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2021 r.
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%

Akcje PGNiG oraz akcje i udziały w jednostkach powiązanych z PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących zostały opisane w [punkcie 8.4](#).

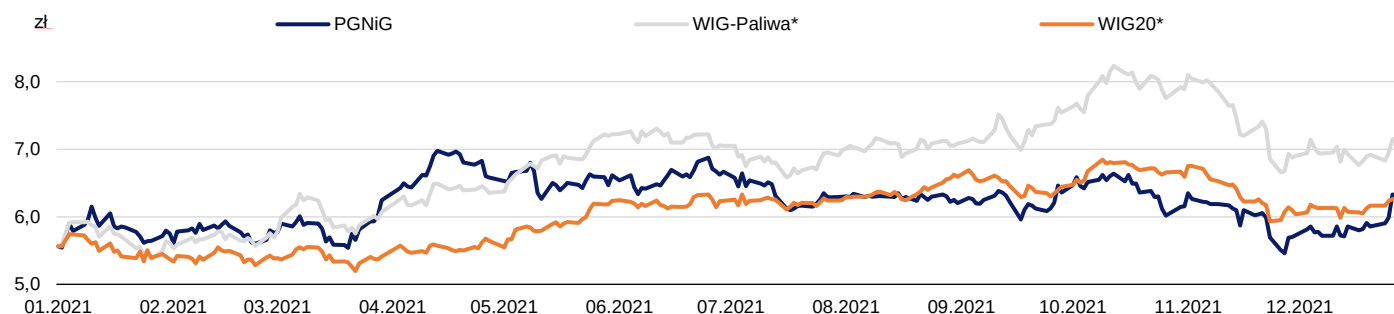
1.3.2 Kurs akcji PGNiG

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 2021 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 2021 r. roczna stopa zwrotu z akcji Spółki liczona bez uwzględnienia dywidendy wyniosła 13%. 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 29% oraz 13%. Notowania PGNiG odchyłały się o -12% (kurs minimalny na zamknięciu: 5,46 zł w dniu 30 listopada 2021 r.) do +12% (kurs maksymalny na zamknięciu: 6,98 zł w dniu 14 kwietnia 2021 r.) względem ceny uśrednionej z zamknięcia w całym 2021 r. (5,46 zł). Z kolei indeks WIG20 był notowany w przedziale od -14% (kurs minimalny: 1 876,85 pkt w dniu 25 marca 2021 r.) do +14% (kurs maksymalny: 2 472,33 pkt w dniu 12 października 2021 r.) względem średniej wartości w 2021 r.

Wykres 1 Kurs akcji PGNiG oraz indeksów WIG20 i WIG Paliwa w 2021 r.



Źródło: GPW – Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie.

*relatywnie do ceny akcji PGNiG.

1.3.3 Wskaźniki giełdowe

Tabela 5 Wskaźniki giełdowe za lata 2017-2021

Kluczowe dane	Jednostka miary	2021	2020	2019	2018	2017	Zmiana % 2021/2020
Zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	w mln zł	6 014	7 340	1 371	3 209	2 923	-16%
Zysk na jedną akcję ¹	zł	1,04	1,27	0,24	0,56	0,51	-16%
Kurs akcji na zamknięciu ostatniej sesji w roku	zł	6,3	5,54	4,33	6,91	6,29	14%
Średni kurs akcji w roku ²	zł	6,2	4,4	5,59	6,12	6,33	41%
Liczba wyemitowanych akcji	mln szt.	5 778	5 778	5 778	5 778	5 778	-
Kapitalizacja na koniec roku	w mln zł	36 401	32 023	25 019	39 928	36 346	14%
Średni dzienny wolumen obrotu	mln szt.	4,15	5,83	5,02	3,9	3,5	-29%
Średnia dzienna wartość obrotu	w mln zł	25,75	24,45	27,62	24,2	21,7	5%
Wielkość dywidendy ³	w mln zł	1 213	520	1 040	-	1 156	133%
Wskaźniki giełdowe²							
Wskaźnik P/E według uśrednionej ceny akcji	-	5,79	3,46	23,56	11,02	12,52	67%
Wskaźnik P/E na koniec roku	-	5,89	4,36	18,25	12,44	12,44	35%
Wskaźnik P/BV na koniec roku	-	0,36	0,73	0,66	1,09	1,08	-51%
Wskaźnik EV/EBITDA	-	2,54	2,69	5,22	5,58	5,59	-6%
Wskaźnik dywidendy na akcję ³	zł	0,21	0,09	0,18	-	0,2	133%

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 2021 r. w ramach wykonania obowiązków informacyjnych spółki publicznej PGNiG opublikowało 52 raporty bieżące, dotyczące m.in. zmian umów handlowych, zawieranych listów intencyjnych, procesów fuzji i przejęć, 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. Przygotowała również raport zintegrowany 2020, zawierający wiele informacji nt. rynku ropy i gazu oraz prowadzonych działań rozwojowych w GK PGNiG. W 2021 r. przedstawiciele PGNiG odbyli łącznie blisko 30 spotkań z inwestorami i analitykami domów maklerskich, w większości w formule wideokonferencji.

W październiku 2021 r. w ramach konkursu „The Best Annual Report 2020” PGNiG znalazło się w gronie „The Best of the Best” – grupie podmiotów, których sprawozdawczość finansowa jest wzorcowa i może stanowić przykład dobrych praktyk w obszarze komunikacji z interesariuszami. Organizatorem konkursu jest Instytut Rachunkowości i Podatków.

KALENDARZ INWESTORA 2022



I KWARTAŁ

10–11.01.2022

Citi – Citi's Emerging Europe Conference

22–24.03.2021

BM PKO BP – CEE Capital Markets Conference 2022

24.03.2022

Publikacja raportu rocznego za 2021 r.

II KWARTAŁ

20–22.04.22

Raiffeisen CENTROBANK, RCB's Investor Conference, Zürs 2022

19.05.2022

Publikacja raportu za II kwartał 2022 r.

III KWARTAŁ

18.08.2022

Publikacja raportu za I półrocze 2022 r.

05–06.09.2022

BM Pekao BP – 19th Annual Emerging Europe Investment Conference

IV KWARTAŁ

17.11.2022

Publikacja raportu za III kwartał 2022 r.

05–09.12.2021

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.

Tabela 6 Dywidenda z zysku netto za lata 2014-2020

	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Dywidenda za rok obrotowy (w mld zł)	1,21	0,52	1,04	-	1,16	1,06	1,18
Dywidenda na akcję (w zł)	0,21	0,09	0,18	-	0,2	0,18	0,2
Średnia roczna cena akcji (w zł)	4,4	5,59	6,12	6,33	5,16	5,94	4,85
Stopa dywidendy*	4,77%	1,61%	2,94%	-	3,88%	3,03%	4,12%

* Stopa dywidendy - dywidenda na jedną akcję dzielona przez średnią roczną cenę akcji.

W dniu 9 lipca 2021 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie (ZWZ) PGNiG, zgodnie z rekomendacją Zarządu PGNiG z dnia 25 maja 2021 r., podjęło decyzję o podziale kwoty 6.908.548.870,60 zł, na którą składał się zysk finansowy netto PGNiG S.A. za rok 2020 w kwocie 6.908.551.193,11 zł oraz niepokryta strata z lat ubiegłych wynikająca z korekty poprzedniego okresu w kwocie 2.322,51 zł w następujący sposób:

- kwotę 1.213.446.119,97 zł przeznaczono na wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy (0,21 zł na jedną akcję);
- kwotę 5.695.102.750,63 zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego PGNiG.

Ponadto ZWZ PGNiG ustaliło dzień dywidendy na 19 lipca 2021 r. a termin wypłaty dywidendy na 3 sierpnia 2021 r.

Od dnia debiutu giełdowego, PGNiG wypłaciło łącznie 1,29 zł dywidendy na 1 akcję. Całkowita stopa zwrotu na koniec 2021 r. z uwzględnieniem dywidend, w porównaniu do ceny emisyjnej akcji PGNiG, wyniosła 155%.

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: 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 gwałtowny wzrost cen ropy naftowej, wzrost cen gazu ziemnego oraz rozwój rynku LNG

W drugiej połowie 2021 r. nastąpił bezprecedensowy wzrost cen gazu ziemnego na rynkach. Cena spot w szczycie notowań była 18,3x wyższa w stosunku do średniej ceny z 2020 r. i 12,6x wyższa od średniej z 2019 r. W dniu 21 grudnia 2021 r. cena gazu na giełdzie TTF osiągnęła rekordowy poziom 180 EUR/MWh. Innymi czynnikami mającymi wpływ na wzrost cen był spadek produkcji gazu w Europie (UK, Holandia i Norwegia) oraz wysoki popyt na LNG (zwłaszcza rynek chiński oraz brazylijski).

Średnia cena gazu w Europie w 2021 r. była wyższa o 385% w porównaniu do średniej ceny z 2020 r. (na podstawie cen odnotowanych na TTF, THE/GPL, NBP i TGE) – zmiana z poziomu 9,5 EUR/MWh w 2020 r. do 46,12 EUR/MWh. Pod koniec sezonu zimowego 2021 r. i na początku II kwartału temperatura była poniżej norm sezonowych, to z kolei wpłynęło na zwiększenie zapotrzebowania na gaz, a w efekcie zczyerpanie magazynów. Jednocześnie można było zaobserwować wysoki popyt LNG na rynkach azjatyckich, a to wpłynęło na przekierowania dostaw z Europy do Azji. W II połowie 2021 r. wciąż utrzymywał się niski poziom zapasów magazynowych w Europie, dodatkowo niższa produkcja gazu (ograniczenie wydobycia ze złoża Groningen), a także niższa podaż rosyjskiego gazu do Europy spowodowały, że wzrost cen gazu nasilał się. Dramatyczny wzrost cen w Europie pod koniec roku oraz spadek zapotrzebowania na rynkach azjatyckich spowodował, że więcej ładunków LNG zaczęło docierać na rynek europejski i zaczęła odbudowywać się podaż gazu z regazyfikacji. Towarzyszyło temu jednak całkowite wstrzymanie dostaw gazu rosyjskiego do Niemiec Gazociągami Jamalskim, jak również ograniczanie przepływów przez Ukrainę.

Światowe zużycie gazu ziemnego było większe w 2021 r. w stosunku do 2020 r., co związane było z ożywieniem gospodarczym po zastoju spowodowanym przez pandemię COVID-19 i mrozną zimę. Podaż nie nadążała za popytem, co w efekcie przełożyło się na wysokie ceny gazu ziemnego na rynkach.

Podobnie jak w poprzednim roku widoczny jest rozwój infrastruktury LNG na globalnym rynku - zarówno służącej zwiększeniu mocy eksportowych jak i importowych. W 2021 r. import LNG przez GK PGNiG wzrósł w porównaniu z 2020 r. Uczestnictwo PGNiG w globalnym rynku LNG umożliwia optymalizację długoterminowego portfela gazu, jak również pozwala na pokrycie zapotrzebowania w przypadku wystąpienia dodatkowego popytu lub ograniczenia rucoiągowych dostaw gazu, co miało miejsce w 2021 r. w wyniku ograniczenia dostaw gazu przez głównego dostawcę z kierunku wschodniego – Gazprom.

W 2021 r. średnia cena spot ropy Brent wyniosła \$71/bbl, natomiast w 2020 r. było to \$42/bbl. Wzrosty cen wynikały przede wszystkim z odbicia gospodarczego po globalnej pandemii koronawirusa. Dzięki wprowadzeniu szczepień w wielu regionach świata zniesiono obostrzenia, a mobilność powróciła do poziomów zbliżonych do tych sprzed pandemii. Wzrost światowego popytu na ropę przewyższał krótkoterminowy wzrost wydobycia, co spowodowało spadek globalnych zasobów tego surowca. Niepewność względem dalszego rozwoju pandemii przekładała się na zmienność cenową tego surowca zwłaszcza pod koniec 2021 r.

W styczniu i lutym 2022 r. doszło do stabilizacji cen gazu na poziomie poniżej 80 EUR/MWh. Agresja Federacji Rosyjskiej na Ukrainę w dniu 24 lutego 2022r. spowodowała bardzo szybki wzrost cen oraz ich znaczącą zmienność. W dniu 7 marca 2022 r. ceny osiągnęły historyczny szczyt w wysokości 354 EUR/MWh.

Więcej informacji znajduje się w [punkcie 3.3](#).

- 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 2021 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 – w 2021 r. import LNG stanowił ponad 25% portfela importowego, z kolei import gazu z Rosji spadł do ok. 60%.

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 terminala LNG w Świnoujściu, w związku z czym PGNiG powiększył swój portfel LNG o kilka umów z partnerami amerykańskimi na dostawy tego gazu do Polski.

- zmiany polityk i regulacji prawnych

Otoczenie regulacyjne, w którym działa Grupa PGNiG podlega cyklicznym, istotnym zmianom, w szczególności w obszarach opodatkowania wydobywania węglowodorów, realizowania obliża giełdowej sprzedaży gazu, czy redukcji emisji CO₂.

Polityka klimatyczna UE oraz zobowiązania międzynarodowe do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i eliminacji paliw kopalnych z miks energetyczny na rzecz technologii bezemisyjnych są niesprzyjające dla sektora gazu ziemnego.

Fit for 55 to pakiet zmian legislacyjnych, który Komisja Europejska ogłosiła w połowie lipca 2021 r. Mają one doprowadzić do ograniczenia emisyjności gospodarki europejskiej o co najmniej 55% do 2030 r. Implementacja pakietu w obecnym brzmieniu będzie miała szereg negatywnych konsekwencji dla GK PGNiG z powodu zwiększenia kosztów wykorzystania paliw kopalnych.

Proponowany pakiet gazowy, który ma wpłynąć na dekarbonizację sektora gazu, ma doprowadzić do zdecydowanych zmian w zakresie gazu kopalnianego, a docelowo ma zostać zastąpiony gazami odnawialnymi, w tym wodorem, biometanem, początkowo poprzez mieszanie z gazem ziemnym, a finalnie - całościowo.

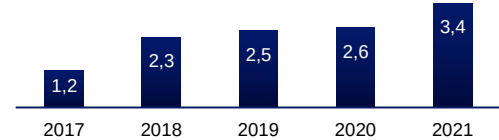
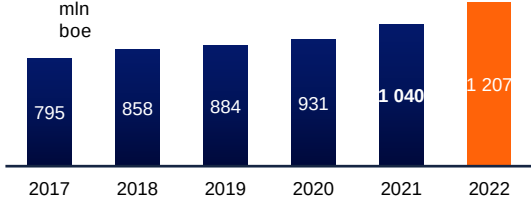
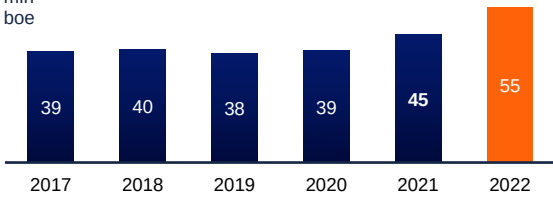
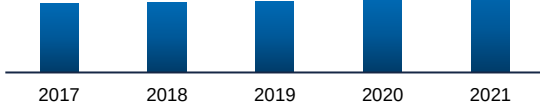
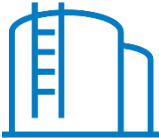
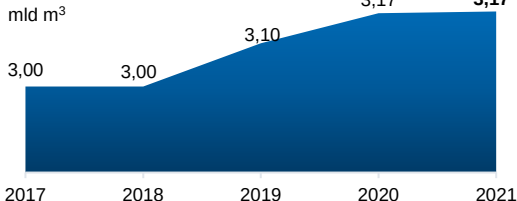
W połowie grudnia 2021 r. Komisja Europejska przedstawiła pakiet mający na celu dekarbonizację sektora gazu poprzez ułatwienie wykorzystania OZE i niskoemisyjnych gazów. Rola gazu w transformacji energetycznej zależy w dużej mierze od tego, jak sektor odpowie na nowy pakiet gazowy oraz na zmieniające się realia rynkowe.

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.

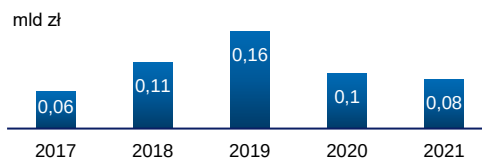
2.3.1 Cele i aspiracje na lata 2017-2022. Realizacja Strategii w latach 2017-2021

Tabela 7 Cele, aspiracje i realizacja Strategii w latach 2017-2021

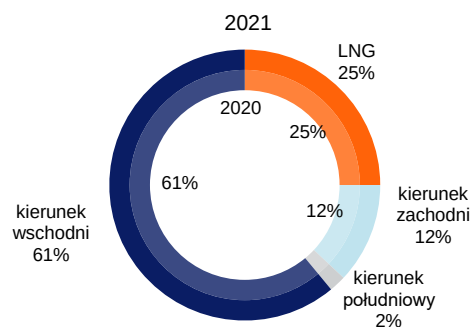
Segment	Aspiracje	Cele	Realizacja
Poszukiwanie i wydobywanie 	Wzrost zasobów i poziomu wydobywania węglowodorów.	Zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów o ok. 35%. Zwiększenie poziomu wydobywania węglowodorów o ok. 41%. Istotne obniżenie jednostkowych kosztów poszukiwań i rozpoznania złóż. Utrzymanie jednostkowych kosztów zagospodarowania złóż i wydobywania węglowodorów.	Nakłady inwestycyjne* mld zł 
			Udokumentowane zasoby mln boe 
			Wydobycie węglowodorów mln boe 
* Nakłady uwzględniające wydatki na akwizycję złóż węglowodorów.			
Obrót i magazynowanie 	Obrót detaliczny: Utrzymanie pozycji rynkowej i maksymalizacja marży.	Maksymalizacja marży w obrocie detalicznym, przy utrzymaniu łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego na rynku detalicznym na poziomie ok. 67-69 TWh rocznie.	Wolumen sprzedaży gazu ziemnego PGNiG OD TWh 
			Obrót i magazynowanie 
	Magazynowanie: Zabezpieczenie dostępu do pojemności magazynowych.	Zabezpieczenie docelowych dostępnych pojemności magazynowych dostosowanych do popytu oraz poprawa efektywności obszaru magazynowania.	Pojemności magazynowe mld m³ 

* Nakłady uwzględniające wydatki na akwizycję złóż węglowodorów.

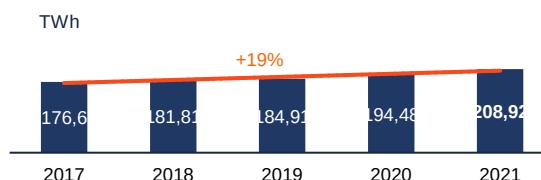
Nakłady inwestycyjne



Struktura importu gazu



Wolumen sprzedaży gazu ziemnego PGNiG



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%.

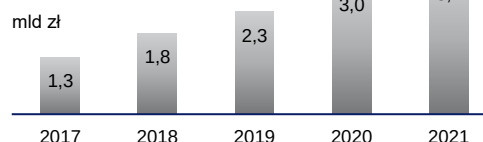
Dystrybucja



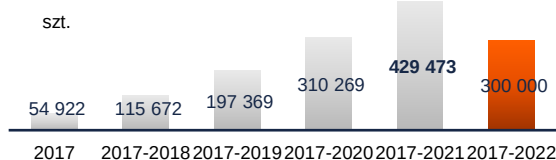
Przyspieszenie gazyfikacji kraju.

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

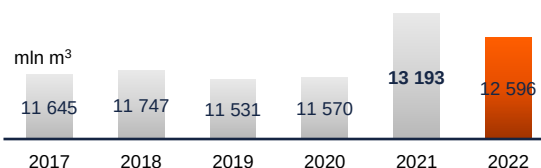
Nakłady inwestycyjne



Liczba nowych przyłączy gazowych



Wolumen dystrybucji gazu



Wytwarzanie

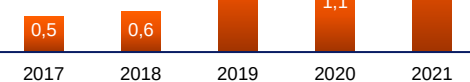


Wzrost wolumenu produkcji energii.

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

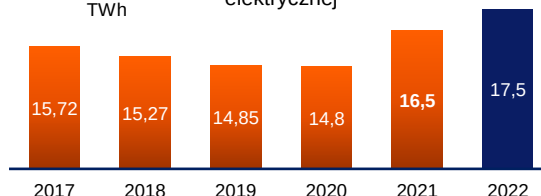
Nakłady inwestycyjne

mld zł



Wolumen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej

TWh



Centrum korporacyjne

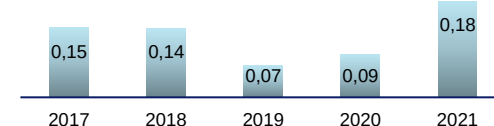


Efektywny model korporacyjny, rozwój B+R+I oraz CSR.

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

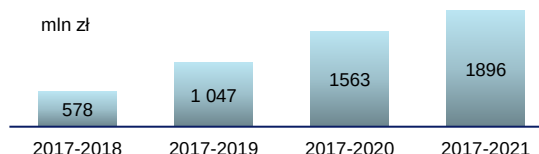
Nakłady inwestycyjne

mld zł



Wydatki na badania, rozwój i innowacje

mln zł



Nakłady inwestycyjne w okresie 2017-2021 wyniosły łącznie 30,6 mld zł, co stanowi ok. 90% realizacji planu na lata 2017-2022.

Poszukiwanie i Wydobywanie

W 2021 r. realizacja Strategii w zakresie budowy bazy udokumentowanych zasobów węglowodorów, zagospodarowywania odkrytych krajowych złóż i wydobywania węglowodorów w Polsce przebiegała zgodnie z założeniami.

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 2021 r. PGNiG UN podejmował działania mające na celu istotne zwiększenie wydobywania oraz poprawę wyników operacyjnych, realizując tym samym cel strategiczny, poprzez poniesione inwestycje tj.: akwizycja spółki INEOS E&P Norge AS (zakończona pod koniec września 2021 r.), zakończenie procesu inwestycyjnego oraz rozpoczęcie produkcji na złożach Duva, Ærfugl oraz Ærfugl Nord, rozpoczęcie procesu inwestycyjnego Tommeliten Alpha oraz trzeciej fazy zagospodarowania Ormen Lange, przygotowanie koncepcji zagospodarowania złóż King Lear, Alve Nord, Fogelberg, Cape Vulture oraz Shrek, realizacja inwestycji w ramach złóż obecnie produkujących. Ponadto każdego roku rozstrzygane są rundy koncesyjne APA (Awards in Predefined Areas), dzięki którym istnieje możliwość powiększenia udziałów w koncesjach przez Spółkę.

W oddziale w Pakistanie w 2021 r. prowadzono prace poszukiwawcze oraz eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar zgodnie z założeniami. Ponadto PGNiG objęło 25% udziałów nieoperatorских w koncesji poszukiwawczej Musakhel, gdzie w 2021 r. zakończono akwizycję i interpretację zdjęcia grawimetrycznego.

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 kontraktację po cenie rynkowej, zapewniając większą elastyczność portfela importu gazu po 2022 r.;
- rozwój kompetencji w zakresie handlu i logistyki LNG na rynku globalnym – w ten sposób GK PGNiG wesprze elastyczność w zakresie struktury pozyskania gazu po 2022 r. dzięki możliwości bilansowania portfela importowego. PGNiG zawarł długoterminowe umowy na dostawy gazu skroplonego do Polski, których realizacja rozpocznie się po 2022 r.;
- zwiększenie bazy zasobów w kraju i za granicą – poprzez rozwój i utrzymanie wysokiego wydobycia gazu w Polsce oraz badanie nowych kierunków dostaw gazu w celu wzmocnienia pozycji konkurencyjnej Spółki po 2022 r.

W 2021 r. podobnie jak latach poprzednich z powodzeniem kontynuowano strategię sprzedaży, w wyniku której PGNiG utrzymało portfel dotychczasowych klientów.

Sprzedaż gazu wysokometanowego sieciowego PGNiG na polskim rynku w 2021 r. wyniosła 198,5 TWh (ok. 18,1 mld m³) i wzrosła o 7,5 % w porównaniu do 2020 r. (184,7 TWh, ok. 16,8 mld m³). Grupa zamierza kontynuować działania zmierzające do wzmocnienia swojej obecności na rynkach Europy Środkowo-Wschodniej, w tym na rynku ukraińskim, należącym do najbardziej perspektywicznych w regionie. Ze względu na sytuację rynkową i wysokie stany ukraińskich magazynów gazu, import na Ukrainę z kierunku zachodniego przez większą część 2021 r. nie był realizowany, a działalność handlowa Spółki skupiła się na transakcjach kupna/sprzedaży gazu zmagazynowanego w ukraińskich podziemnych magazynach gazu.

Ponadto w 2021 r. PGNiG kontynuowało bardzo 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 istotny wzrost zapotrzebowania. Systematycznie rośnie wolumen paliwa, które trafia do odbiorców końcowych w postaci skroplonej.

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.

Sytuacja rynkowa Spółki w 2021 r., w dużej mierze była podyktowana następstwami postpandemicznych zmian w gospodarce oraz bezprecedensowych wzrostów cen paliwa gazowego na rynkach europejskich, z którymi skorelowane są notowania na Towarowej Giełdzie Energii. W szczególności znaczące wahania cen paliw i nośników energii na rynkach hurtowych wpłynęły negatywnie na możliwości realizacji polityki handlowej w obszarze osiągania założonych marż i wyniku finansowego.

Magazynowanie

W 2021 r. GSP realizowało prace związane z budową KPMG Kosakowo – 5-ciu komór zgrupowanych na klastrze B, które zostały oddane do eksploatacji we wrześniu 2021 r. (projekt finalnie został zakończony w grudniu 2021 r.)

Ponadto w ramach projektu H 2020 GSP opracowało „Studium wykonalności instalacji dla podziemnego magazynu wodoru w lokalizacji KPMG Mogilno” oraz „Studium wykonalności projektu wielkoskalowego magazynowania wodoru w kavernach solnych w lokalizacji KPMG Kosakowo”. Dodatkowo w 2021 r. opracowano studium wykonalności pn. „Budowa komór magazynowych dedykowanych dla podziemnego bezzbiornikowego magazynowania biometanu, w tym instalacji technologicznej w KPMG Mogilno”.

Dystrybucja

W ramach realizacji celów strategicznych PSG kontynuuje działania, które w 2021 r. zaowocowały zawarciem ponad 119,3 tys. umów przyłączeniowych z klientami oraz dostarczeniem do odbiorców 13,14 mld m³ gazu ziemnego. Do końca 2021 r. wydano ponad 260 tys. warunków przyłączeniowych (o 17% więcej niż w roku ubiegłym) oraz wybudowano 119,2 tys. sztuk przyłączy o łącznej długości 1 133,7 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) 32 nowe gminy (łącznie 217 od początku Programu). Ponadto prowadzona jest rozbudowa sieci dystrybucyjnej na terenach niezgazyfikowanych oraz dostarczenie gazu odbiorcom z wykorzystaniem technologii skroplonego gazu ziemnego – LNG, czyli tzw. gazyfikacji wyspowej. W 2021 r. PSG odebrała 31 stacji regazyfikacji LNG i odkupiono 2 stacje regazyfikacji od PGNiG S.A.

Dodatkowo PSG realizowała zadania inwestycyjne związane ze stacjami CNG. Do końca 2021 r. dokonano 20 Odbiorów Technicznych stacji CNG, w tym 2 stacji LCNG.

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.

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), a także wymaganiom polityki klimatycznej. W 2021 r. do najważniejszych inwestycji należały: realizacja kontraktu na budowę bloku gazowo-parowego oraz kotłowni szczytowej w Ec Żerań (oddane do eksploatacji w grudniu 2021 r.), program inwestycyjny dotyczący modernizacji Ec Pruszków (faza realizacji) oraz program modernizacji C Kawęczyn (etap rozstrzygnięć postępowań przetargowych). Kontynuowane są prace przy projekcie budowy jednostki wielopaliwowej w Ec Siekierki. W 2021 r. zrewidowano projekt pod kątem miks paliwowy i zdecydowano o całkowitym odejściu od spalania węgla.

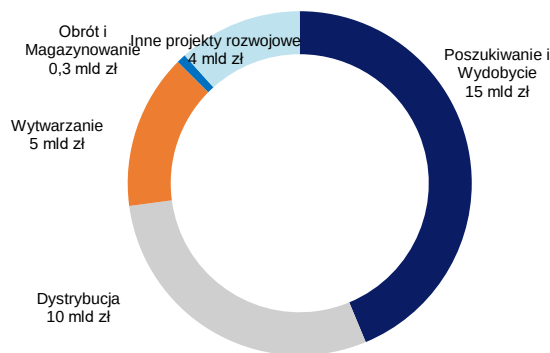
Inne projekty rozwojowe

W 2021 r. monitorowano realizację łącznie 106 przedsięwzięć badawczo-rozwojowo-innowacyjnych w GK PGNiG. Wartość poniesionych nakładów na przedsięwzięcia w GK PGNiG to łącznie ok. 332 mln zł. W 2021 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 2 Planowane nakłady inwestycyjne w latach 2017-2022*



* Nakłady uwzględniające wydatki na akwizycje złóż węglowodorów.

2.3.3 Inwestycje w 2022 r.

W 2022 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 8 Planowane nakłady inwestycyjne* na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w 2022 r.

Planowane nakłady inwestycyjne* poniesione na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG.		2022
I	Poszukiwanie i Wydobywanie, w tym:	3 533
1	Polska (PGNiG)	1 208
2	Norwegia	2 120
3	Pakistan	134
4	Pozostałe	71
II	Obrót i Magazynowanie**	858
III	Dystrybucja	3 152
IV	Wytwarzanie	2 995
V	Pozostałe segmenty	279
VI	Nakłady inwestycyjne łącznie (I-V)	10 817

* W tym m.in. skapitalizowane koszty finansowania zewnętrznego. Planowane nakłady nie uwzględniają wydatków na potencjalne akwizycje.

** Z uwzględnieniem kosztu czarteru gazowców, zgodnie z MSR16

Poszukiwanie i Wydobycie

PGNiG realizując cel strategiczny, jakim jest zwiększenie łącznego poziomu wydobycia, w 2022 r. kontynuować będzie podłączanie oraz zagospodarowanie odwiertów w Polsce w Oddziałach w Zielonej Górze i Sanoku. Prognozowane wydobycie w Polsce w 2022 r. to 3,8 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy, podobnie jak w 2021 r.), natomiast ropy naftowej wraz z kondensatem: 0,677 mln ton.

PGNiG UN planuje 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. Spółka będzie kontynuować wydobycie węglowodorów jako partner ze złóż złóż Skarv, Ærfugl, Ærfugl Nord, Morvin, Vilje, Vale, Gina Krog, Skogul, Kvitebjørn, Ormen Lange, Alve, Marulk, Duva, Tambar Øst i Valemon oraz zagospodarowanie złoża Tommeliten Alpha. Trwa również faza przygotowania koncepcji zagospodarowania złóż Shrek, Alve Nord, Fogelberg i King Lear.

W Pakistanie na 2022 r. w ramach prac rozpoznawczo – eksploatacyjnych zaplanowano ukończenie wiercenia otworu Rehman-8, wykonanie odwiertu Rizq-4 i podłączenie do produkcji otworu eksploatacyjnego Rehman-8. Równolegle do prac wiertniczych, Oddział PGNiG w Pakistanie prowadzić będzie prace związane z rozbudową mocy instalacji wydobywczych. W ramach kontynuacji prac poszukiwawczych, Oddział w Pakistanie planuje wykonanie zdjęcia sejsmicznego 2D oraz rozpoczęcie wiercenia odwiertu poszukiwawczego Rayyan-1.

Dodatkowo w 2022 r. na kolejnej koncesji należącej do PGNiG jaką jest Musakhel, zaplanowane jest rozpoczęcie prac sejsmicznych, które pozwolą podjąć decyzję o wierceniu pierwszego otworu poszukiwawczego.

Oprócz zaplanowanych prac na koncesjach Kirthar i Musakhel w 2022 r., prowadzone są działania mające na celu identyfikację i ewentualną akwizycję kolejnych atrakcyjnych aktywów w Pakistanie.

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

Obrót i magazynowanie

W obrocie hurtowym PGNiG posiada zabezpieczone w perspektywie długoterminowej moce regazyfikacyjne i przesyłowe pozwalające pokrycie zapotrzebowania na import ze strony polskiego rynku hurtowego. Po wygaśnięciu z końcem 2022 r. kontraktu jamalskiego import realizowany będzie w oparciu o zdywersyfikowane portfolio kontraktów zakupowych i we współpracy ze spółkami z GK PGNiG aktywnymi na europejskim rynku hurtowym i LNG oraz rozwijającymi pozycję Grupy jako producenta gazu na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Dla osiągnięcia celów strategicznych, a także sprostania wymogom jakie niesie dynamiczna sytuacja na rynku gazu PGNiG Obrót Detaliczny (PGNiG OD) realizuje szereg działań operacyjnych oraz przedsięwzięć projektowych, nakierowanych na utrzymanie i podnoszenie skuteczności oraz wydajności procesów kluczowych dla obsługi jej odbiorców.

PGNiG OD będzie kontynuowało projekty wpływające na podniesienie efektywności procesów sprzedaży i obsługi klientów - rozwój CRM i Contact Center, rozwój narzędzi zdalnej obsługi klienta, rozwój oferowanych produktów, np.: sprzedaż ratalna produktów commodity, kontynuacja projektu Stop Smog, którego zakres w 2022 r. będzie obejmował poszerzenie współpracy z NFOŚiGW w zakresie wsparcia odbiorców przełączających ogrzewanie domów na systemy oparte o gaz ziemny (równocześnie Spółka planuje uruchomić pilotażową ofertę urządzeń grzewczych (kotły gazowe, pompy ciepła) w modelach sprzedaży własnej oraz sprzedaży partnerskiej), rozbudowa infrastruktury CNG i LNG (stacje CNG, usługi bunkrowania LNG, cysterny kriogeniczne) oraz rozwój nowej linii biznesowej w obszarze fotowoltaiki.

Dodatkowo w 2022 r. PGNiG OD będzie zaangażowana w wszelkie działania związane z tarczą antyinflacyjną oraz dedykowanymi rozwiązaniami służącymi ochronie odbiorców paliw gazowych. To będzie determinowało spółkę do określenia priorytetów dla wielu innych zadań projektowych i operacyjnych czy też weryfikacji już prowadzonych projektów np. dotyczących rozwoju istotnych systemów teleinformatycznych.

Niezależnie od przejściowych ograniczeń związanych z pandemią i kryzysem dot. cen na rynku energetycznym, PST będzie kontynuowało rozwój działalności w szczególności w handlu LNG, realizacji dostaw z obszaru Morza Północnego i Norweskiego oraz handlu gazem na rynkach Europy Środkowo-Wschodniej.

W obszarze magazynowania po oddaniu do eksploatacji 5 komór zgrupowanych w klastrze B w pod koniec 2021 r., w KPMG Kosakowo jest aktywnych 10 komór magazynowych o pojemności czynnej 299,7 mln m³. GSP planuje rozszerzyć działalność w obszarze magazynowania, w szczególności energii (w postaci wodoru), wodoru, biometanu, sprężonego powietrza 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. W 2022 r. GSP będzie kontynuowało prace przy projektach związanych z magazynowaniem wodoru, biometanu, sprężonego powietrza i LPG. Ponadto w 2022 r. będzie kontynuowana nowa usługa w ramach działalności nieregulowanej związana z obsługą instalacji osuszania gazu w Mikanowie.

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

Dystrybucja

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 przyłączenia nowych odbiorców przemysłowych, w tym w szczególności ciepłownictwa zawodowego poniżej 50 MW.

Spółka dostrzegana 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.

Dodatkowo PSG angażuje się we współpracę z innymi podmiotami, 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.

Spółka będzie finalizowała wszystkie zadania inwestycyjne związane ze stacjami tankowania CNG (przewidziane zadania, tj. 23 stacje tankowania CNG, w tym 2 stacje LCNG). Więcej informacji znajduje się w [punkcie 4.4.3](#).

Wytwarzanie

PGNiG TERMIKA SA 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 2022 r. Spółka będzie kontynuowała prace związane z realizacją inwestycji, m.in.: budowy kotłowni szczytowej etap II w EC Żerań, przygotowaniem budowy jednostki wielopaliwowej o mocy 75 MWe w EC Siekierki oraz przygotowaniem budowy bloku gazowo-parowego w EC Siekierki.

Natomiast planowane nakłady inwestycyjne w obszarze nakładów środowiskowych obejmą w 2022 r. m.in: dostosowanie C Kawęczyn do konkluzji BAT, modernizację EC Pruszków, modernizację absorbera 1 i 2 w EC Siekierki oraz program wyciszenia zakładów i modernizację instalacji kanalizacji sanitarnej.

PGNiG TERMIKA SA będzie realizowała program inwestycyjny, w tym modernizację istniejących aktywów wytwórczych, ukierunkowany na budowę nowych, wysokosprawnych i efektywnych kosztowo mocy wytwórczych przy zastosowaniu nisko i zero emisyjnych technologii dostosowanych do zaostrzających się wymagań środowiskowych. Będą prowadzone działania rozszerzające obszar działalności spółki oraz projekty B+R+I, dotyczące wykorzystania wodoru w energetyce, budowę akumulatorów ciepła i energii elektrycznej, zwiększenia wykorzystania odnawialnych źródeł energii w jednostkach wytwórczych oraz zastosowania technologii Power-to-Heat.

Więcej informacji znajduje się w [punkcie 4.4.3](#).

Inne projekty rozwojowe

W 2022 r. podejmowane będą działania związane z rozwojem GK PGNiG w zakresie technologii wodorowych, a także kontynuacja prac w zakresie digitalizacji biznesu oraz zastosowanie nowych rozwiązań w działalności podstawowej PGNiG zwłaszcza w obszarze Poszukiwania i Wydobywania oraz Magazynowania. Priorytetem będzie realizacja rozpoczętych projektów B+R+I i przekazanie do komercjalizacji kolejnych produktów. Równolegle stale będą analizowane nowe obszary biznesu, które mogą zwiększyć konkurencyjność spółek oraz wzmocnić ich pozycję rynkową. 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 4.5.2.2](#).

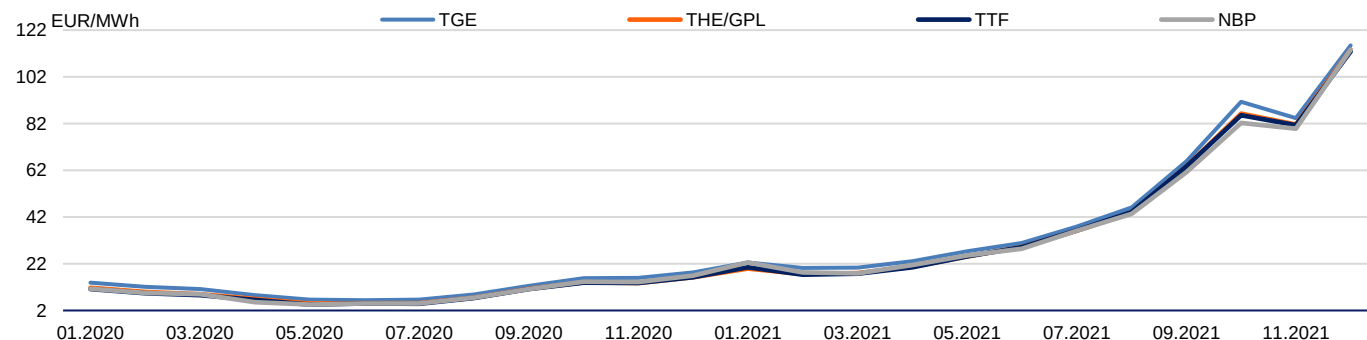
3. Otoczenie

3.1 Otoczenie rynkowe w 2021 r.

3.1.1 Rynek gazu w Europie i na świecie

Średnia cena gazu w Europie w 2021 r. była wyższa o 385% w porównaniu do średniej ceny z 2020 r. (na podstawie cen odnotowanych na TTF, THE/GPL, NBP i TGE) – zmiana z poziomu 9,5 EUR/MWh w 2020 r. do 46,12 EUR/MWh. Największe wzrosty cen odnotowano w Holandii (TTF) – średnio o 393% - a najmniejsze w Polsce (o ok. 327%).

Wykres 3 Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego na wybranych hubach europejskich



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

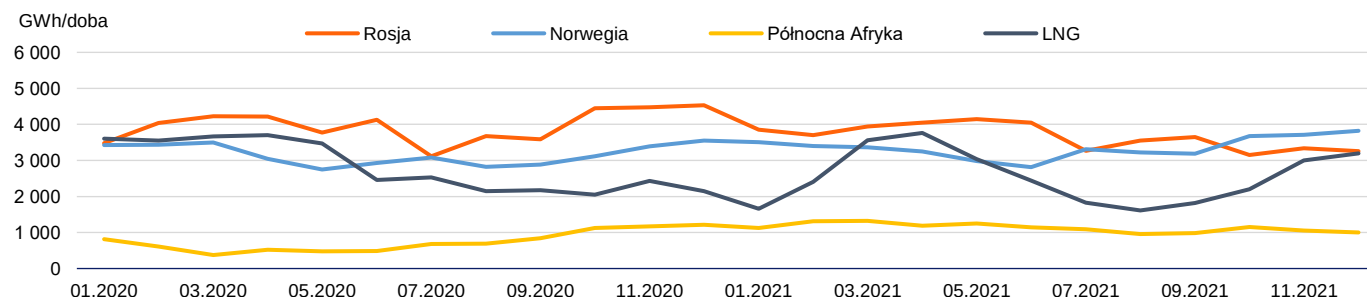
W I kwartale i na początku II kwartału 2021 r. wystąpił okres dłuższego ochłodzenia do temperatur poniżej norm sezonowych w krajach północno-zachodniej Europy (NWE), co skutkowało zwiększonym zapotrzebowaniem na gaz do celów grzewczych, a w efekcie również przedłużającym się okresem poboru surowca z silnie zczepianych po zimie magazynów. W tym czasie obserwowany był również wysoki popyt rynków azjatyckich na dostawy LNG, które oferując wyższe ceny spowodowały przekierowywanie części dostaw LNG z Europy w region Pacyfiku. Import LNG do Europy ponownie zmalał r/r – o 7,5 mld m³ (6,4%) w porównaniu z 2020 r., podczas gdy dostawy do Azji wzrosły o blisko 30 mld m³ r/r.

W II połowie 2021 r. utrzymywał się historycznie niski poziom zapasów gazu w europejskich magazynach, pogłębiany bardzo niskim poziomem spreadu cenowego zima-lato oraz brakiem zatłaczania europejskich magazynów przez Gazprom. Dodatkowymi czynnikami wspierającymi ceny były malejąca produkcja gazu w Europie wynikająca z ograniczeń wydobycia gazu z największego europejskiego złoża Groningen, a przede wszystkim malejąca podaż gazu z Rosji przez rurociągi inne niż Nord Stream. Łącznie zanotowano spadek przepływów z kierunku wschodniego o 8% w porównaniu do 2020 r. Ponadto ograniczenia produkcji w Wielkiej Brytanii i większe niż typowe poziomy remontów i awarii aktywów wytwórczych w Norwegii doprowadziły do wzrostu niedoboru gazu w Europie w okresie letnim.

Wraz z rozpoczęciem sezonu zimowego wzrosty cen ponownie przyspieszyły, bijąc kolejne rekordy kwotowań, by w grudniu osiągnąć średni poziom 113 EUR/MWh. Średnia cena gazu na holenderskim hubie TTF w tym czasie była 6-krotnie wyższa niż w analogicznym okresie 2020 r. Wzrosty cen były dodatkowo wspierane przez większą generację energii elektrycznej z aktywów wytwórczych opartych na paliwie gazowym – w efekcie warunków pogodowych powodujących niską generację energii ze źródeł odnawialnych.

Bezprecedensowy wzrost cen w Europie pod koniec roku oraz spadek zapotrzebowania na rynkach azjatyckich spowodował, że więcej ładunków LNG zaczęło docierać na rynek europejski co odbudowało podaż gazu z regazyfikacji. Towarzyszyło temu jednak całkowite wstrzymanie dostaw gazu rosyjskiego do Niemiec Gazociągiem Jamalskim, jak również ograniczanie przepływów przez Ukrainę. W ostatnich miesiącach 2021 r. gaz docierał na Węgry od strony Bałkanów, przez gazociąg South Stream, a nie jak wcześniej przez Ukrainę. W efekcie tych działań wolumen rosyjskich dostaw do Europy Północno-Zachodniej (na płynne huby europejskie) spadł w znacznie większym stopniu niż dostawy do Europy ogółem.

Wykres 4 Główne kierunki importu gazu do Europy



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

Całkowity wolumen gazu ziemnego importowanego do Europy w 2021 r. wyniósł 3 901 TWh, z czego 34% dostaw (1 337 TWh, 120,3 mld m³) pochodziło z Rosji. Wolumen importu gazociągami z Rosji (dane z wyłączeniem Turcji) w 2021 r. spadł o 10% (z poziomu 1 489 TWh, 152,4 mld m³ w 2020 r.). Drugim największym dostawcą gazu w Europie była Norwegia - 1 224 TWh (110,2 mld m³) gazu, co odpowiadało 31% dostaw. Import z Afryki Północnej wyniósł 413 TWh (37,1 mld m³, 11% dostaw), natomiast dostawy LNG do europejskich terminali były równe 928 TWh (83,5 mld m³, 24% importowanego wolumenu).

LNG

Globalny handel LNG wzrósł o 7,5% w porównaniu z 2020 r., osiągając wolumen ponad 522 mld m³ dostarczonego gazu po regazyfikacji. Wzrost względem 2020 r. o 36 mld m³ był spowodowany bardzo dynamicznym wzrostem cen gazu po minimach notowanych w poprzednim, 2020 r. Największy przyrost eksportu w latach 2020-2021 odnotowano ponownie w Stanach Zjednoczonych – o 36,4 mld m³, natomiast największe zwiększenie importu procentowo i wartościowo nastąpiło w Chinach – o 15,8 mld m³ (17,2%) w porównaniu z 2020 r. Bardzo istotnie wzrosło także zapotrzebowanie na LNG, szczególnie w regionie Ameryki Północnej i Południowej. Wzrost popytu wynikał m.in. z susz jakie wystąpiły w Brazylii, będącej krajem którego system energetyczny w dużej mierze oparty jest na elektrowniach wodnych. W efekcie niedoborów wody Brazylia musiała importować duże wolumeny LNG ze Stanów Zjednoczonych.

Tabela 9 Popyt i podaż LNG w latach 2020 i 2021 r. w mld m³ gazu po regazyfikacji

Podaż	2021	2020	Zmiana %
Europa	0,47	4,28	-88,99%
w tym Norwegia	0,47	4,28	-88,99%
Azja i Pacyfik	223,10	216,95	2,84%
w tym Australia	109,77	104,31	5,23%
Ameryki	112,82	85,10	32,58%
w tym Stany Zjednoczone	98,22	65,56	49,81%
Afryka	58,36	54,67	6,75%
Bliski wschód	128,15	125,50	2,12%
w tym Katar	106,90	105,47	1,35%
Świat	522,90	486,48	7,49%
Popyt	2021	2020	Zmiana %
Ameryka Północna i Południowa	28,73	19,64	46,28%
Europa	110,64	118,20	-6,40%
Bliski wschód	9,90	9,70	2,06%
Północno-wschodnia Azja	302,35	273,13	10,70%
w tym Chiny	107,58	91,79	17,20%
Świat	519,82	488,57	6,40%

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 sieć systemu przesyłowego, a od 2016 r. krajowy system przesyłowy 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.

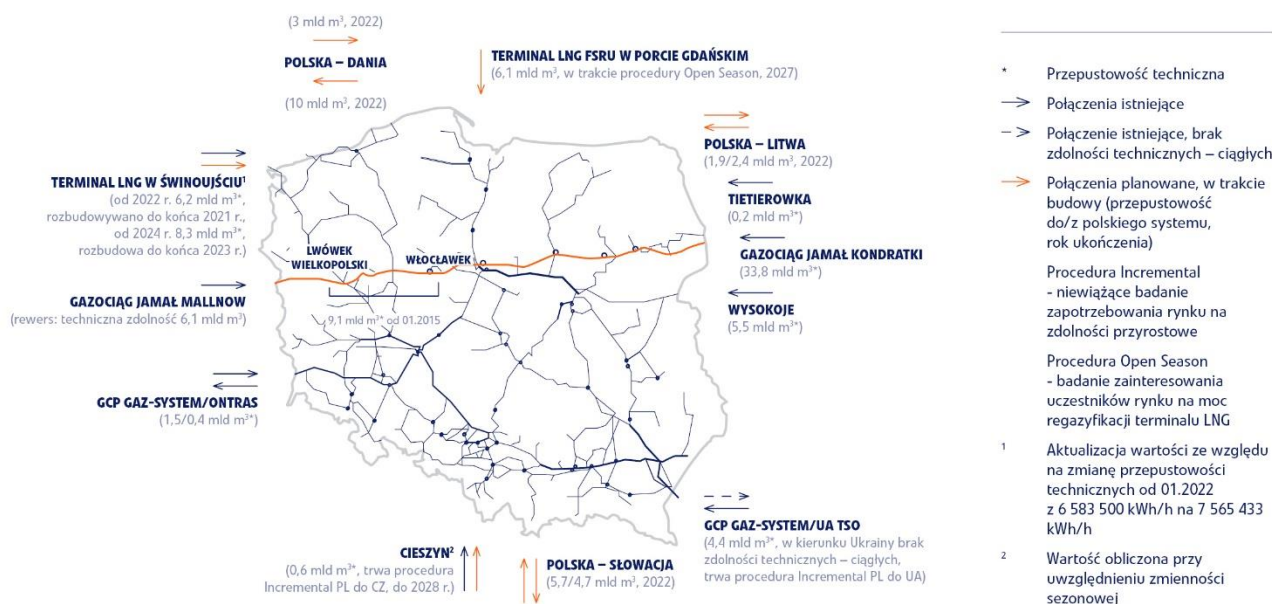
Popyt na gaz ziemny w Polsce i jego struktura

Konsumpcja gazu wysokometanowego sieciowego w Polsce w 2021 r. (bez uwzględnienia paliwa gazowego przesłanego na rynku OTC i TGE) wyniosła ok. 206,4 TWh. W porównaniu do 2020 r. odnotowano wzrost wolumenu o 13,3 TWh, czyli o 6,9% r/r.

Do zwiększenia konsumpcji gazu w 2021 r. przyczynił się wzrost zużycia gazu przez odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (+11,4% r/r) spowodowany m.in. dynamicznym wzrostem liczby nowych przyłączy gazowych zbudowanych przez PSG w ubiegłych latach, w tym w szczególności w 2021 r., w którym sięgnęły ponad 119 tysięcy. Dodatkowym czynnikiem, który przyczynił się do wzrostu konsumpcji r/r była odnotowana niższa o 2,3°C średnia temperatura powietrza w I i IV kwartale 2021 r. względem analogicznego okresu 2020 r.

Konsumpcja gazu przez odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej spadła w 2021 r. o 4,4%, do czego przyczyniło się przede wszystkim ograniczenie zużycia gazu przez odbiorców przemysłowych w IV kwartale 2021 r. wskutek utrzymujących się rekordowo wysokich cen gazu w Europie.

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



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. 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. 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.

Duńska Rada Odwoławcza ds. Środowiska i Żywności uchyliła 31 maja 2021 r. pozytywną decyzję środowiskową z dnia 12 lipca 2019 r. wydaną przez Duńską Agencję Ochrony Środowiska dotyczącą budowy lądowej części duńskiej sekcji gazociągu Baltic Pipe. Do momentu uzyskania nowej decyzji środowiskowej zostały wstrzymane prace inwestycyjne w zachodniej części Fionii, we wschodniej Jutlandii oraz sieci energetycznej do zasilania tłoczni Everdrup. Na początku marca 2022 roku Duńska Agencja Ochrony Środowiska wydała nowe pozwolenie środowiskowe dla budowy gazociągu Baltic Pipe na wcześniej wstrzymanych odcinkach prac. Zgodnie z deklaracjami Energinet utrzymany zostaje pierwotny termin uruchomienia gazociągu Baltic Pipe. Początkowa przepustowość Baltic Pipe od 1 października 2022 r. będzie wynosić ok. 2-3 mld m³ w ujęciu rocznym, natomiast pełna przepustowość w ilości 10 mld m³ rocznie zostanie osiągnięta od początku 2023 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 moc regazyfikacji 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). Wraz z wcześniej zarezerwowaną mocą na poziomie 5 mld m³ gazu rocznie, zdolności importowe zwiększą się w 2022 r. do 6,2 mld m³, a od roku 2024 do 8,3 mld m³ gazu rocznie. Ponadto PGNiG zarezerwowało usługi dodatkowe, które będą świadczone w okresie właściwym dla podstawowej usługi regazyfikacji.

Import

W 2021 r. odnotowano wzrost wolumenu importowanego paliwa gazowego do Polski, który wyniósł 190,77 TWh (wzrost o 5 %), przy czym dostawy z kierunku wschodniego wzrosły o 11,8%, natomiast dostawy z UE spadły o 9,5% w porównaniu do 2020 r. Większość importowanego surowca (około 58%) dostarczono z kierunku wschodniego.

Tabela 10 Przepływy gazu na krajowych punktach wejścia/wyjścia

Punkt wejścia/wyjścia (w TWh)	2021	2020	Zmiana %
Dostawy z UE	38,39	42,4	-9,5%
w tym Lasów, Gubin (GCP)	6,07	7,34	-17,2%
w tym Cieszyń	4,43	3,6	23,1%
w tym Mallnow	27,88	31,46	-11,4%
Dostawy ze Wschodu	111,50	99,77	11,8%
w tym Drozdowice	43,69	40,89	6,9%
w tym Tietarowka	1,20	0,9	32,8%
w tym Kondratki	27,86	27,54	1,2%
w tym Wysokoje	38,75	30,44	27,3%
Regazyfikacja LNG	40,88	39,59	3,3%
Eksport na Ukrainę (głównie Hermanowice)	0,83	15,5	-94,7%
Łączny import	190,77	181,76	5,0%
Import netto	189,94	166,26	14,2%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z ENTSOG.

W 2021 r. wolumen gazu zregazyfikowanego w terminalu LNG w Świnoujściu nieznacznie wzrósł względem poziomu z 2020 r.

W 2021 r. PGNiG odebrało w sumie 19 ładunków LNG w ramach kontraktów długoterminowych z Qatargas. Wolumen importu LNG z Kataru wyniósł ok. 1,75 mln ton, czyli ok. 26,58 TWh lub 2,42 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji. Ponadto, w 2021 r. PGNiG zakupiło 12 dostaw spot o łącznym wolumenie 0,81 mln ton, tj. ok. 12,36 TWh lub 1,13 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji. Ładunki spotowe w 2021 r. pochodziły z USA. Dostawy realizowano we współpracy z biurem handlowym LNG w Londynie (PST). W 2021 r. PGNiG odebrało także ładunki LNG na podstawie kontraktu długoterminowego z Cheniere Marketing International oraz średnioterminowego z firmą Centrica.

Łącznie w całym 2021 r. PGNiG zaimportowało poprzez terminal w Świnoujściu 35 ładunków LNG o wolumenie całkowitym 2,83 mln ton, co odpowiada około 3,94 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji.

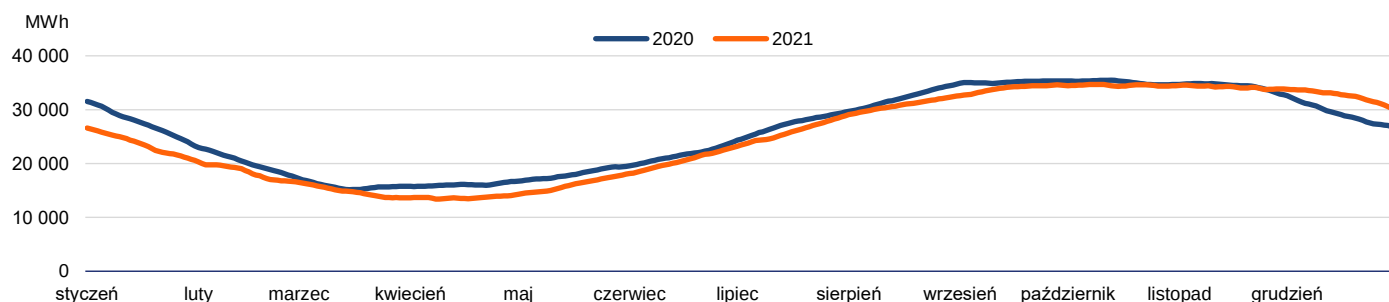
Magazynowanie gazu

W 2021 r. średni dobowy pobór gazu z polskich PMG w okresie wyłaczania (styczeń-marzec, październik-grudzień) wyniósł 96 GWh/dobę, o 86 GWh/dobę mniej niż w poprzednim roku. Średnie załaczanie gazu do magazynów w Polsce w sezonie letnim w 2021 r. (kwiecień-wrzesień) wyniosło 114 GWh/dobę - o 8 GWh/dobę mniej niż w 2020 r.

Na koniec 2021 r. poziom napełnienia magazynów w Polsce wyniósł 84% i był o 10 p.p. wyższy od poziomu odnotowanego na koniec poprzedniego roku. Na innych rynkach europejskich jednak zaobserwowano zmniejszenie stanu magazynów - w Niemczech stan zapełnienia wyniósł zaledwie 54% w porównaniu z 73% na koniec 2020 r., w Holandii 36% , o 33 p.p. mniej r/r, a w Austrii 35% wobec 77% rok wcześniej.

Powodem niskich poziomów zapasów gazu w Europie było znaczące zczepianie magazynów należących do Gazpromu, głównie w Niemczech oraz Europie Środkowo-Wschodniej. Tegoroczny wzorec załaczania i odbioru z tych magazynów silnie odbiegał od typowego z poprzednich lat.

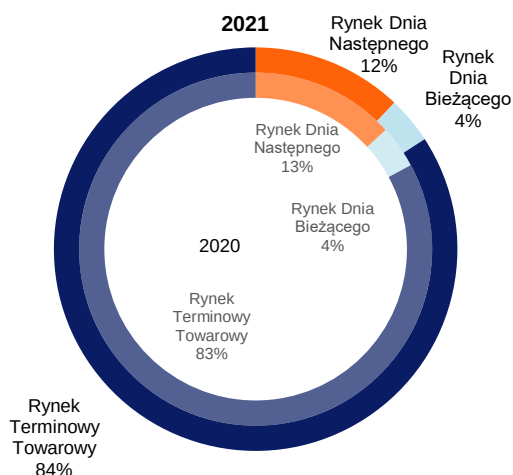
Wykres 5 Stan napełnienia magazynów w Polsce w latach 2020 i 2021



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych operatorów

Towarowa Giełda Energii

Wykres 6 Struktura kontraktów na TGE w 2020 r. i 2021 r.

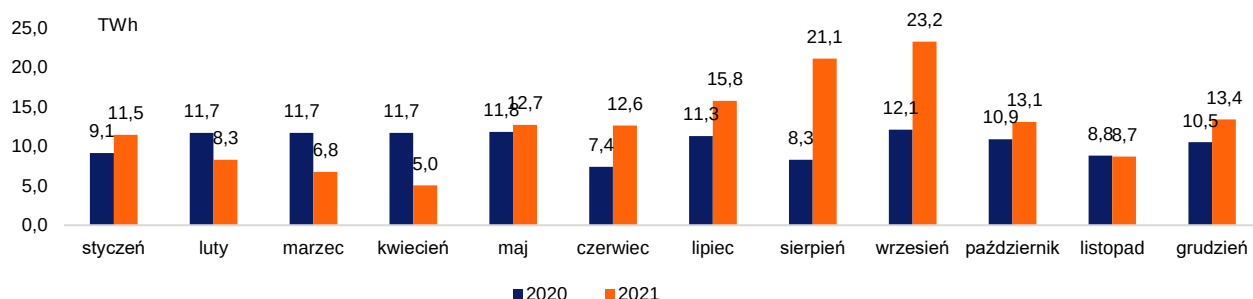


PGNiG jest liderem rynku gazu w obrocie giełdowym na TGE. Zgodnie z informacjami opublikowanymi przez giełdę, całkowity wolumen obrotu gazem w 2021 r. wyniósł 180,8 TWh, z czego 152,2 TWh stanowił obrót na rynku kontraktów terminowych towarowych (RTT). Oznacza to, że blisko 84% transakcji na gaz zawieranych w 2021 r. stanowiły kontrakty: roczne, sezonowe (lato, zima), kwartalne, miesięczne oraz tygodniowe.

W 2021 r. odnotowano rekordowy wynik w historii obrotu gazem na TGE i jednocześnie wzrost całkowitego wolumenu obrotu tym towarem o 19,6% w stosunku do 2020 r. Rekordowe w 2021 r. były zarówno obroty na Rynku Dnia Następnego oraz Rynku Dnia Bieżącego gazu, które wyniosły odpowiednio: 21,8 TWh (wzrost r/r o 9,5%) oraz 6,8 TWh (wzrost r/r o 15,2%), jak i wolumen na RTT gazu, który wzrósł o 21,4% r/r.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE.

Wykres 7 Wolumen obrotu na kontraktach terminowych towarowych (RTT) na TGE w 2020 r. i 2021r.(TWh)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE.

3.2 Otoczenie regulacyjne w 2021 r.

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

3.2.1 Krajowe otoczenie regulacyjne

Tabela 11 Zmiany w regulacjach krajowych i ich wpływ na GK PGNiG

	Opis zakresu zmian	Wpływ zmian na GK PGNiG
Ustawa – Prawo energetyczne	W maju 2021 r. uchwalona została kompleksowa nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne. Główne zmiany dotyczyły: (i) wprowadzenia obowiązku zatwierdzania przez Prezesa URE instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej, (ii) doprecyzowania zasady funkcjonowania zamkniętych obszarów dystrybucyjnych, (iii) uregulowania zasad funkcjonowania magazynów energii elektrycznej, (iv) wprowadzenia zakazu zawierania umów poza lokalem przedsiębiorstwa, (v) doprecyzowania kwestii związanych z wnoszeniem zabezpieczenia prowadzenia działalności koncesjonowanej, (vi) wprowadzenia systemowego rozwiązania w zakresie inteligentnego opomiarowania, (vii) wprowadzenia definicji gazociągów kopalnianych oraz umożliwienia przedsiębiorstwom energetycznym dostosowanie działalności do tej zmiany. Dodatkowo, w grudniu 2021 r. została uchwalona nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne umożliwiającą przedsiębiorstwom energetycznym przedłożenie do zatwierdzenia taryfy skalkulowanej na podstawie części kosztów uzasadnionych, a także pokrywanie w kolejnych latach kosztów uzasadnionych, które nie zostały pokryte w tej taryfie.	wprowadzone zmiany mają pozytywny lub neutralny charakter dla GK PGNiG
Ustawa o zapasach	W 2021 r. nie wprowadzono zasadniczych zmian w ustawie o zapasach.	
Ustawa o elektromobilności	W grudniu 2021 r. uchwalona została kompleksowa nowelizacja ustawy o elektromobilności. W jej ramach: (i) doprecyzowano zasady dotyczące operatorstwa ogólnodostępnych stacji ładowania pojazdów, (ii) określono zasady montowania punktów ładowania w budynkach wielorodzinnych, (iii) określono zasady dotyczące zapewnienia bezpieczeństwa w przypadku bunkrowania skroplonym gazem ziemnym (LNG) (obowiązki sporządzenia oceny ryzyka, planów bunkrowania czy zapewnienia posiadania przez personel odpowiednich kompetencji), (iv) wprowadzono przepisy umożliwiające rozwój rynku wodoru, (v) doprecyzowano zasady kontroli przeprowadzanych przez Urząd Dozoru Technicznego i Transportowy Dozór Techniczny oraz (vi) zmieniono zasady dotyczące tworzenia stref niskoemisyjnego transportu.	Wprowadzone zmiany mają neutralny charakter dla GK PGNiG
Ustawa o efektywności energetycznej	W kwietniu 2021 r. znowelizowana została ustawa o efektywności energetycznej. Jej główne zmiany obejmują: (i) nałożenie obowiązków wynikających z ustawy o efektywności energetycznej na podmioty wprowadzające do obrotu paliwa ciekłe, (ii) usunięcie zwolnienia z obowiązków efektywnościowych dla zużycia gazu ziemnego na cele nieenergetyczne oraz (iii) wprowadzenie nowej formy realizacji obowiązku, tj. programów bezzwrotnych dofinansowań.	wprowadzone zmiany mają neutralny lub pozytywny charakter na działalność GK PGNiG
Ustawa o rynku mocy	W 2021 r. doszło do dwóch nowelizacji ustawy o rynku mocy. W maju 2021 r. doprecyzowane zostały zasady dotyczące skracania okresu trwania umowy mocowej oraz zmieniono zasady dotyczące kalkulowania kar za brak wykonania obowiązku mocowego. Nowelizacja ustawy o rynku mocy z czerwca 2021 r. umożliwiła zaś zmianę technologii wytwarzania energii elektrycznej.	zmiany w zakresie skracania okresu trwania umowy mocowej oraz zmiana zasad dotyczące kalkulowania kar mają pozytywny charakter dla GK PGNiG; pozostałe zmiany są neutralne
Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji	Nowelizacją ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji z maja 2021 r. usprawniono proces przeprowadzania aukcji.	wprowadzona zmiana ma neutralny charakter
Rozporządzenie dywersyfikacyjne	W 2021 r. nie dokonano zmian rozporządzenia dywersyfikacyjnego.	
Rozporządzenie systemowe	W 2021 r. nie dokonano zmian rozporządzenia systemowego.	

3.2.2 Europejskie otoczenie regulacyjne

Tabela 12 Zmiany w regulacjach europejskich

	Opis zakresu zmian	Wpływ zmian na GK PGNiG
Dyrektywa gazowa (Dyrektywa 2009/73/WE) Rozporządzenie gazowe (Rozporządzenie 715/2009)	Komisja Europejska przedstawiła 15 grudnia 2021 r. wnioski ustawodawcze mające na celu obniżenie emisyjności unijnego rynku gazu poprzez ułatwienie upowszechnienia odnawialnych i niskoemisyjnych gazów, w tym biometanu i wodoru. Komisja zaproponowała przepisy tworzące rynek wodoru. Nowelizacji podlegają dyrektywa gazowa 2009/73 oraz rozporządzenie gazowe 715/2009 poprzez przyjęcie nowych dyrektyw i rozporządzenia ws. wspólnych zasad dla wewnętrznych rynków gazów odnawialnych i ziemnego oraz wodoru - odpowiednio [COM(2021) 803] i [COM(2021) 804]. Główne elementy zakresu regulacji pakietu to: (a) wsparcie rozwoju sektora gazów niskoemisyjnych i odnawialnych oraz ograniczenie rabatów taryfowych związanych z bezpieczeństwem dostaw w zakresie LNG i magazynów; (b) wsparcie dostępu gazów niskoemisyjnych i odnawialnych do rynku i sieci; (c) utworzenie rynku wewnętrznego wodoru i zmiany w zakresie rynku wewnętrznego gazu/wszystkich gazów opartych na metanie (gaz ziemny, gazy odnawialne, gazy syntetyczne); (d) wzmocnienie współpracy, w tym w zakresie rozwoju sieci (między sektorami i operatorami oraz geograficznie); (e) regulacja kontraktów długoterminowych; (f) wzmocnienie pozycji konsumentów na rynku; (g) funkcje nadzorcze Komisji.	Proponowane zmiany wpłyną w sposób zasadniczy na działalność GK PGNiG poprzez wzmocnienie procesu dekarbonizacji, zwłaszcza odchodzenie od gazu ziemnego na rzecz gazów odnawialnych i niskoemisyjnych (w tym biometanu i wodoru).
Rozporządzenie w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu (2017/1938)	W ramach wniosku ustawodawczego zmieniającego przepisy rozporządzenia gazowego (rozporządzenie 715/2009), Komisja Europejska zaproponowała zmiany w przepisach rozporządzenia w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu (rozporządzenie 2017/1938). Główne elementy podlegające zmianie dotyczą: regionalnego obowiązku zapasowego; kompensacji w ramach klauzuli solidarności; dobrowolnego mechanizmu umożliwiającego Operatorom Systemów Przesyłowych wspólne zakupy zapasów strategicznych.	Proponowane przepisy mogą mieć wpływ na bezpieczeństwo dostaw i spowodować konieczność zmian w krajowym systemie zapasów obowiązkowych.
Fundusze europejskie	- Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego (EFRR) i Fundusz Spójności (FS) W 2021 r. rozporządzenie ws. EFRR/FS zostało ostatecznie przyjęte przez Parlament Europejski oraz Radę Unii Europejskiej. Ostateczny kształt rozporządzenia przewiduje, że inwestycje związane z wykorzystaniem gazu ziemnego pod pewnymi warunkami będą mogły być finansowane z funduszy EFRR/FS. Paliwa kopalne zostały wykluczone z zakresu wsparcia z wyjątkiem: zastępowania gazem ziemnym paliw stałych w 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 Carbon Capture and Storage / Carbon Capture and Utilization (CCS/CCU) będą mogły ubiegać się o dofinansowanie. - Fundusz Sprawiedliwej Transformacji (FST) W 2021 r. rozporządzenie ustanawiające Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji zostało przyjęte przez Parlament Europejski oraz Radę Unii Europejskiej. 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. - Instrument na rzecz Odbudowy i Wzmacniania Odporności (RRF) W 2021 r. rozporządzenie ustanawiające RRF zostało ostatecznie przyjęte przez Parlament Europejski oraz Radę Unii Europejskiej. Na wsparcie mogą liczyć m.in. wymiana systemów ciepłowniczych z węglowych na gazowe, dystrybucja i transport gazu ziemnego zastępującego węgiel, wysokosprawna kogeneracja oraz	Przyjęte w 2021 r. regulacje przewidują możliwości warunkowego finansowania inwestycji w sektorze gazu ziemnego oraz przewidują wsparcie w zakresie OZE i gazów niskoemisyjnych oraz odnawialnych (wodór, biometan)

ciepłownictwo sieciowe. Również projekty oparte o wodór, biometan i OZE jak i wykorzystujące technologię CCS/CCU będą mogły ubiegać się o dofinansowanie.

- InvestEU

W 2021 r. rozporządzenie ustanawiające program InvestEU zostało przyjęte przez Parlament Europejski i Radę Unii Europejskiej. 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)

W 2021 r. rozporządzenie ustanawiające CEF zostało przyjęte przez Parlament Europejski i Radę Unii Europejskiej. 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 wchodzą w skład tzw. korytarzy dostaw pozwalających na dywersyfikację dostaw gazu ziemnego do UE.

Europejski Zielony Ład (EZŁ)

- Europejskie prawo o klimacie

W 2021 r. przyjęte zostało rozporządzenie ustanawiające ramy na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej – Europejskie prawo o klimacie. W rozporządzeniu wprowadzono cel dot. osiągnięcia przez UE neutralności klimatycznej w 2050 r. Rozporządzenie zwiększa również cel w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych w 2030 r. do co najmniej 55% w porównaniu z rokiem 1990. Dodatkowo, rozporządzenie zobowiązuje Komisję Europejską do przedstawienia propozycji w odniesieniu do celu redukcyjnego na 2040 r.

- Rozporządzenie TEN-E

14 grudnia 2021 r. KE, PE oraz Rada UE osiągnęły wstępne porozumienie polityczne w ramach trilogu, dotyczące rewizji rozporządzenia TEN-E [COM(2020) 824]. Zmiany w rozporządzeniu mają służyć wsparciu rozbudowy infrastruktury służącej celom EZŁ, w tym wypracowanie nowych, spójnych z tymi celami kryteriów wyboru projektów o znaczeniu wspólnotowym (PCI). Wśród najważniejszych zmian znajdują się: (1) brak wsparcia finansowego dla nowych projektów infrastruktury gazu ziemnego i ropy naftowej, (2) możliwość uzyskania statusu PCI w okresie przejściowym (do 31 grudnia 2029 r.) dla projektów wykorzystujących infrastrukturę gazową na potrzeby wodoru lub mieszaniny gazu z wodorem lub biometanem. Kwalifikowalność do wsparcia finansowego do 31 grudnia 2027 r., (3) włączenie infrastruktury wodorowej w zakres rozporządzenia, (4) włączenie w zakres rozporządzenia projektów wzajemnego zainteresowania (PMI), jeśli będą wykazywać znaczące korzyści dla całej UE, (5) umożliwienie projektom, które znajdowały się na 5. liście PCI i dla których wniosek został zaakceptowany do rozpatrzenia przez organ właściwy, korzystania z praw i obowiązków w zakresie przyspieszonej procedury wydawania zezwoleń przez okres 4 lat od wejścia w życie rozporządzenia.

- Nowelizacja dyrektywy ws. charakterystyki energetycznej budynków (EPBD)

W dniu 15 grudnia 2021 r. KE przedstawiła projekt rewizji dyrektywy ws. charakterystyki energetycznej budynków – EPBD [COM(2021) 802]. Jest on integralnym elementem EZŁ i ma przyczynić się do osiągnięcia neutralności klimatycznej UE. Celem nowelizacji jest poprawa charakterystyki energetycznej budynków i ograniczenie emisji CO₂ z budynków w państwach członkowskich UE. Zakłada zerową emisyjność nowych budynków od 2030 r. (publicznych od 2027 r.), przyspieszenie renowacji istniejących – na skutek wdrażania krajowych programów renowacji zharmonizowanych z krajowymi planami na rzecz energii i klimatu oraz opiniowanych przez KE, jak również promowanie w budynkach inteligentnych

technologii oraz rozwiązań sprzyjających elektromobilności. Programy renowacji muszą zawierać docelowe mapy odchodzenia od paliw kopalnych w celach grzewczych - w publicznej komunikacji Komisja zakłada odejście od ich wykorzystania do 2040 r. Zarazem na mocy projektu dyrektywy państwa członkowskie mogą wspierać instalacje kotłów na paliwa kopalne tylko do końca obecnych wieloletnich ram finansowych (WRF), tj. do końca 2027 r.

Pakiet Fit For 55

14 lipca 2021 r. Komisja Europejska opublikowała pakiet „Fit for 55”. Jest to pakiet legislacyjny dot. klimatu i energii, który ma ułatwić osiągnięcie celu, jakim jest ograniczenie emisji o co najmniej 55 proc. do 2030 r. w porównaniu do poziomu z 1990 r. Pakiet składa się z 13 wniosków ustawodawczych. Część z nich stanowi nowe obszary regulacji, część stanowi zmianę istniejących już przepisów. Pakiet „Fit for 55” będzie wymuszał działania transformacyjne po stronie kluczowych sektorów gospodarki, w tym producentów, dostawców, jak i odbiorców paliw kopalnych. Szacuje się, że uzgodnienia dot. zaproponowanych w pakiecie „Fit for 55” propozycji legislacyjnych potrwać dwa lata. Wejście w życie przepisów zawartych w pakiecie jest różne dla poszczególnych aktów, jednak przewiduje się, że część z nich będzie funkcjonowała od 1 stycznia 2023 r. Inwestycje związane z wykorzystaniem gazów będą musiały umożliwiać mieszanie gazu ziemnego z gazami odnawialnymi lub niskoemisyjnymi, aby sprostać celom redukcyjnym dotyczącym gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczeń, prawdopodobnie jeszcze przed 2030 r.

- Projekt dyrektywy w sprawie restrukturyzacji unijnych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej (ETD)

Projekt [COM(2021) 563 final] aktualizuje obowiązujące stawki opodatkowania produktów energetycznych. Proponowane jest aby stawki dla paliw kopalnych zostały w istotny sposób podniesione. W projekcie przewidziano m.in. wzrost minimalnego poziomu opodatkowania gazu ziemnego mającego zastosowanie jako paliwo do ogrzewania w zastosowaniu gospodarczym. Projekt zakłada, że Państwa Członkowskie będą miały swobodę wprowadzania w życie zwolnień lub obniżek poziomu opodatkowania przewidzianych w dyrektywie, po spełnieniu określonych warunków. Ulgi podatkowe nie powinny być jednak niższe niż minimalne poziomy opodatkowania określone w Załączniku I do ETD, w szczególności w zakresie kogeneracji, wykorzystywania produktów energetycznych jako paliwa do ogrzewania i energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe czy do lokalnego publicznego transportu pasażerskiego.

- Graniczny mechanizm węglowy (CBAM)

Projekt rozporządzenia [COM(2021) 564 final] ustanawia graniczny mechanizm węglowy, który będzie stopniowo wdrażany w UE, opłaty mają być pobierane od 2026 r. Zgodnie z projektem, CBAM mają zostać objęte emisje gazów zawartych w towarach wymienionych w aneksie I do projektu. W pierwszej fazie, towarami objętymi CBAM mają być m.in. energia elektryczna, cement, żelazo, stal, nawozy oraz nieobrobione aluminium. CBAM ma objąć emisje dwutlenku węgla, podtlenku azotu oraz perfluorowęglowodórów ze wskazanych towarów. CBAM ma być zachętą do wprowadzenia systemów handlu uprawnieniami do emisji w państwach trzecich. W szczególności pozbawienie wyłączenia spod CBAM państw wspierających nowe jednostki wytwórcze zasilane paliwami kopalnymi emitujące więcej niż 550g CO₂/kWh może pozbawić zachęt do inwestycji w jednostki kogeneracyjne zasilane paliwem gazowym w państwach trzecich. Zmniejszanie liczby darmowych uprawnień do emisji w systemie EU ETS może wpłynąć niekorzystnie na warunki konkurencyjne produkcji towarów objętych CBAM, których producenci są kontrahentami GK PGNiG. W rezultacie może dojść do spadku podaży na paliwa dostarczane przez GK PGNiG.

- Rewizja Dyrektywy ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii (EU ETS)

Propozycja Komisji [COM(2021) 551] zakłada m.in. jednorazową redukcję liczby uprawnień oraz w istotny sposób podnosi liniowy współczynnik redukcji uprawnień z obecnych 2,2% rocznie do 4,2% rocznie. Jest to główny instrument dyrektywy, który będzie miał wpływ na szybszy wzrost cen uprawnień do emisji CO₂.

Należy spodziewać się, że ostateczny kształt Pakietu *Fit for 55* będzie ambitny, kosztowny oraz będzie wymuszał działania transformacyjne po stronie kluczowych sektorów gospodarki, w tym producentów, dostawców, jak i odbiorców paliw kopalnych.

Spodziewane rosnące obciążenia kosztowe wobec gazu ziemnego, a tym samym dla tradycyjnej działalności GK PGNiG związanej z produkcją i dystrybucją gazu ziemnego wynikające z unijnej polityki klimatycznej są nieuniknione.

Równolegle oferowane mechanizmy wsparcia nowych technologii redukujących emisje gazów cieplarnianych oraz poprawiające efektywność energetyczną stwarzają okazję do uzyskania wsparcia oraz kapitału na przyjazne klimatowi inwestycje.

Proponowane przepisy, w tym podniesienie liniowego współczynnika redukcji uprawnień, przełożą się na zmniejszenie przydziałów darmowych uprawnień do emisji. W projekcie przewidziano również rozszerzenie EU ETS na sektor transportu morskiego oraz utworzenie odrębnego ETS dla budynków i transportu drogowego. W zakresie ETS dla budynków i transportu drogowego projekt ustanawia osobną pulę uprawnień i nakłada obowiązki w zakresie rozliczania uprawnień do emisji na tzw. podmioty regulowane, określone jako podmioty prowadzące działalność w zakresie udostępniania paliw wykorzystywanych do spalania w sektorze budynków (na potrzeby ogrzewania w sektorach komercyjnym, instytucjonalnym i gospodarstwach domowych) i transportu drogowego. W zakresie przeciwdziałania carbon leakage przewidziano stopniowe odchodzenie od przyznawania darmowych uprawnień w sektorach, które będą objęte mechanizmem CBAM. W odniesieniu do Funduszu Modernizacyjnego przewidziano dodatkowe środki na finansowanie transformacji energetycznej. Nowe zasady nie przewidują jednak wsparcia dla paliw kopalnych (w tym gazu ziemnego).

- Rewizja Dyrektywy ws. efektywności energetycznej (EED)

Projekt rewizji EED [COM(2021) 558 final] zakłada przede wszystkim zwiększenie ambicji w zakresie efektywności energetycznej o co najmniej 9% w 2030 r., w porównaniu z poziomem wysiłków w ramach scenariusza referencyjnego 2020 (obecny cel zwiększenia efektywności energetycznej: co najmniej 32,5%), tak by unijne zużycie energii w 2030 r. nie przekroczyło 787 Mtoe energii końcowej (36% redukcji) lub 1023 Mtoe zużycia energii pierwotnej (39% redukcji). Projekt wprowadza progi dla efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych. Nowe wymagania w tym zakresie stanowią ryzyko z punktu wykorzystania gazu ziemnego w sektorze wytwarzania.

- Rewizja Dyrektywy ws. promowania energii ze źródeł odnawialnych (RED)

Projekt RED [COM(2021) 557 final] zakłada zwiększenie udziału energii z OZE w 2030 r. z 32 do 40%. Cel ten ma zostać wypełniony przez cele sektorowe. Wśród nich znajdują się: (1) zwiększenie przez państwa członkowskie udziału OZE w energii produkowanej dla przemysłu o 1,1% rocznie do 2030 r., (2) zwiększenie przez państwa członkowskie udziału energii odnawialnej w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa, o co najmniej 1,1% rocznie (średnia roczna obliczona dla okresów 2021-2025 i 2026-2030), (3) zwiększenie przez państwa członkowskie udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz ciepła odpadowego i chłodu w ciepłownictwie i chłodnictwie, o co najmniej 2,1% rocznie (średnia roczna obliczona dla okresu 2021-2025 oraz dla okresu 2026-2030), (4) obowiązek zapewnienia, że do 2030 r. 50% udziału paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego stosowanych do produkcji energii wykorzystywanej w przemyśle oraz jako substrat będzie pochodziło z wodoru odnawialnego.

- Projekt rozporządzenia ws. wykorzystania odnawialnych i niskoemisyjnych paliw w transporcie morskim

Projekt [COM(2021) 562 final] wprowadza limity intensywności emisyjnej w odniesieniu do gazów cieplarnianych (CO₂, CH₄, N₂O) dla statków przybywających, pozostających i odpływających z portów państw członkowskich UE oraz obowiązki w zakresie wykorzystania dostaw energii z portu lub własnej energii zeroemisyjnej podczas postoju w porcie. Dodatkowe obowiązki w zakresie redukcji emisji mogą ograniczyć wykorzystanie gazu ziemnego w transporcie morskim. Projekt zakłada nowe obowiązki związane z weryfikacją i pomiarem emisyjności statków nakładając dodatkowe obciążenia administracyjne na właścicieli i operatorów floty, co może rodzić negatywne skutki dla spółek GK PGNiG. Wymogi w zakresie emisyjności i wykorzystania infrastruktury portowej podczas postoju wpłyną pozytywnie na rozwój sektora gazów niskoemisyjnych i odnawialnych.

- Rewizja rozporządzenia określającego normy emisji CO₂ dla nowych samochodów osobowych i lekkich pojazdów użytkowych

Projekt [COM(2021) 556 final] wprowadza nowy cel redukcji emisji dla samochodów osobowych oraz lekkich pojazdów użytkowych od 2035 r. Nowy cel oznacza de facto zakaz rejestracji nowych samochodów emitujących CO₂. Zakaz rejestracji nowych aut z silnikami spalinowymi od 2035 r. może niekorzystnie wpłynąć na zwrot z inwestycji w infrastrukturę służącą zasilaniu pojazdów CNG lub LNG. Projekt

będzie promował rozwój rynku pojazdów bezemisyjnych, do których mogą, w zależności od spełnienia warunków technicznych, należeć pojazdy napędzane wodorem czy też biogazami (bioLNG lub bioCNG). Wzrost popytu takich pojazdów może wpłynąć pozytywnie m.in. na rozwój rynku wodoru oraz infrastruktury służącej do dystrybucji i magazynowania wodoru.

- Rewizja Dyrektywy ws. rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (AFIR)

Projekt AFIR [COM(2021) 559 final] zakłada zmianę formy prawnej aktu z dyrektywy na rozporządzenie. Przedstawiony projekt rozporządzenia wprowadza kategorię paliw alternatywnych dla fazy przejściowej, do której zaliczono LNG, CNG oraz LPG. W zakresie infrastruktury projekt AFIR zakłada (1) zapewnienie do 31 grudnia 2030 r. minimalnej liczby publicznie dostępnych stacji tankowania wodoru, (2) utworzenie do 1 stycznia 2025 r. odpowiedniej liczby publicznie dostępnych punktów tankowania LNG, przynajmniej wzdłuż sieci bazowe TEN-T, (3) utworzenie do 1 stycznia 2025 r. odpowiedniej liczby punktów tankowania LNG w morskich portach bazowych TEN-T.

- Rozporządzenie ustanawiające Społeczny Fundusz Klimatyczny

Społeczny Fundusz Klimatyczny [COM(2021) 555 final] ma pełnić rolę instrumentu przeciwdziałającego negatywnym skutkom społecznym włączenia sektorów budynków i transportu drogowego do ETS. Wśród działań przewidzianych do finansowania znajdują się renowacja i dekarbonizacja budynków, wsparcie efektywności energetycznej, dostęp do zero i niskoemisyjnych pojazdów i rowerów, darmowy dostęp do transportu publicznego, rozwój zero i niskoemisyjnej mobilności i usług transportowych. Wartość funduszu wynosi 76,2 mld EUR, z czego dla Polski przewidziano 12,7 mld euro.

Rozporządzenie delegowane 2021/2139 w zakresie łagodzenia zmian klimatu i adaptacji do zmian klimatu

W dniu 4 czerwca 2021 r. KE przyjęła rozporządzenie delegowane wymagane przez rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 (tzw. taksonomia) ustanawiające techniczne kryteria kwalifikacji w zakresie łagodzenia zmian klimatu i adaptację do zmian klimatu. Przepisy weszły w życie 1 stycznia 2022. W dniu 2 lutego 2022 r. KE uzgodniła uzupełniający akt delegowany ws. łagodzenia zmian klimatu i adaptacji do zmian klimatu. Wprowadza on kryteria dla działalności w zakresie aktywności związanej z gazem ziemnym oraz energetyką jądrową. Stwarza on możliwość uwzględnienia gazu jako technologii przejściowej w taksonomii po spełnieniu warunków określonych w akcie. Uzupełniający akt delegowany wejdzie w życie, w przypadku braku sprzeciwu Rady lub Parlamentu Europejskiego w okresie czterech (ewentualnie sześciu) miesięcy od formalnego przyjęcia przez Komisję Europejską (co jeszcze nie nastąpiło).

Przyjęty uzupełniający akt delegowany może mieć umiarkowanie pozytywny wpływ dla GK PGNiG ze względu na uwzględnienie gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w taksonomii. Zarazem wyśrubowane kryteria kwalifikowalności nowych inwestycji mogą stanowić przeszkodę dla inwestycji GK PGNiG, aby zostały uznane za zrównoważone środowiskowo

Uzupełniający akt delegowany w zakresie łagodzenia zmian klimatu i adaptacji do zmian klimatu

Rozporządzenie ws. ograniczenia emisji metanu w sektorze energetycznym

15 grudnia 2021 r. KE opublikowała projekt rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady ws. ograniczania emisji metanu w sektorze energetycznym [COM(2021) 805]. Projekt rozporządzenia ustanawia przepisy dot. pomiarów, sprawozdawczości i weryfikacji emisji metanu w unijnym sektorze energetycznym, jak również ograniczania tych emisji, m.in:

- Obowiązek przedkładania programów wykrywania i naprawy wycieków ("LDAR") oraz niezwłocznej naprawy wycieków powyżej 500 ppm (parts per million) oraz regularne kontrole naprawionych komponentów.
- Zakaz odpowietrzania poza zdefiniowanymi sytuacjami wyjątkowymi oraz wymogi w zakresie flar i ich wymiany.

Obowiązki rozporządzenia mają zastosowanie do poszukiwania i wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego, przesyłu, dystrybucji, podziemnego magazynowania i terminali LNG, jak również do czynnych oraz zamkniętych i opuszczonych podziemnych i powierzchniowych kopalń węgla, a także czynnych i zamkniętych odwiertów w warstwach ziemi powstałych w wyniku działalności górniczej. Rozporządzenie ustanawia ponadto przepisy dot. narzędzi mających na celu zapewnienie przejrzystości emisji metanu pochodzących z importu energii ze źródeł kopalnych do Unii.

Propozycje zawarte w projekcie rozporządzenia ws. ograniczenia emisji metanu mogą wiązać się z wyzwaniami dla GK PGNiG. Obowiązki związane z pomiarami, weryfikacją, wykrywaniem i naprawą nieszczelności (LDAR), a także odpowietrzaniem i spalaniem na flarach są bardzo restrykcyjne, co może powodować trudność w ich wypełnianiu.

Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią i klimatem (CEEAG)	W dniu 21 grudnia 2021 r. KE zatwierdziła Wytyczne w sprawie pomocy państwa na cele związane z klimatem, ochroną środowiska i energią (CEEAG) – [C(2021) 9817 final]. Wytyczne przewidują wsparcie dla gazu ziemnego tylko w wypadku wykazania zgodności z celami klimatycznymi UE na lata 2030 i 2050. Możliwe jest wsparcie infrastruktury energetycznej, która obejmuje gaz ziemny, biogaz – w tym biometan lub gaz z OZE pochodzenia niebiologicznego. Dopuszczalne jest wsparcie wodorowej infrastruktury energetycznej w zakresie nowo wybudowanych aktywów, aktywów przekształconych z gazu ziemnego na wodór (repurposed) lub kombinacji tych dwóch. Sektor wydobywania gazu ziemnego został uznany za energochłonny i kwalifikujący się do uzyskania pomocy w formie ulg w opłatach za energię elektryczną.	Nowe wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią i klimatem ograniczają zakres wsparcia projektów wykorzystujących gaz ziemny. Promowane jest wspieranie inwestycji związanych z wykorzystaniem gazów odnawialnych i niskoemisyjnych – w tym biometanu i wodoru.
--	--	--

Rozporządzenie NC CAM W 2021 r. nie doszło do zmian treści NC CAM.

Rozporządzenie NC TAR W 2021 r. nie doszło do zmian treści NC TAR.

3.3 Zmiany otoczenia GK PGNiG na początku 2022 r.

3.3.1 Sytuacja na rynku gazu na początku 2022 r. w wyniku agresji Rosji na Ukrainę

Dzięki zwiększeniu dostaw LNG do Europy od grudnia 2021 r. oraz relatywnie łagodnej zimy, ceny gazu na amsterdamskim rynku futures zaczęły systematycznie spadać, a w styczniu i lutym 2022 r. doszło do ich stabilizacji. Do inwazji Rosji na Ukrainę ceny utrzymywały się poniżej 80 EUR/MWh. Od 24 lutego 2022r. notowany jest ich bardzo szybki wzrost oraz wysoka zmienność. Do 7 marca 2022 r. wzrosły do 227 EUR/MWh, czyli o 284% osiągając w dniu 7 marca 2022 r. lokalny szczyt w wysokości 354 EUR/MWh.

3.3.2 Sankcje wobec Federacji Rosyjskiej

W odpowiedzi na inwazję Federacji Rosyjskiej na Ukrainę, społeczność międzynarodowa, w tym Stany Zjednoczone, Unia Europejska i poszczególne państwa takie jak Zjednoczone Królestwo Wielkiej Brytanii i Irlandii Północnej nałożyły szereg sankcji gospodarczych, finansowych oraz restrykcji dotyczących wjazdu obywateli Federacji Rosyjskiej. Sankcje nałożone zostały przedmiotowo (na określone czynności) i podmiotowo w tym m.in. wobec rosyjskich czy białoruskich banków (w tym bank centralny), instytucji finansowych, członków administracji, przedstawicieli wojska oraz biznesu.

Sankcje nałożone przez UE

Unia Europejska nałożyła pierwszy pakiet sankcji na Federację Rosyjską w związku z podpisaniem 21 lutego 2022r. przez prezydenta Federacji Rosyjskiej dekretu o uznaniu „niezależności i suwerenności” niekontrolowanych przez rząd ukraiński obszarów obwodów donieckiego i ługańskiego oraz w związku z rozkazem rozmieszczenia rosyjskich sił zbrojnych i decyzją w dniu 24 lutego 2022 r. o inwazji wojsk rosyjskich na terytorium Ukrainy.

Początkowo sankcje objęły ograniczenia wizowe oraz zamrożenie aktywów dla członków Dumy głosujących za niepodległością separatystycznych republik, a także m.in. zakaz zawierania umów sprzedaży dotyczących długu rosyjskiego emitowanego przez Bank Centralny i Rząd Federacji Rosyjskiej. Dodatkowo sankcje objęły 27 osób fizycznych i prawnych za naruszenie integralności terytorialnej Ukrainy. Niezależnie od działań w zakresie sankcji, istotne znaczenie miało również wstrzymanie procesu certyfikacji Nord Stream 2, które związane jest z wycofaniem pozytywnej opinii ministra właściwego w zakresie energetyki dotyczącej wpływu certyfikacji tej infrastruktury na bezpieczeństwo dostaw.

Po inwazji rosyjskich wojsk na Ukrainę, tj. po 24 lutego 2022 r. Unia Europejska rozszerzyła pakiet sankcji. Ograniczenia objęły m.in. rosyjskie obligacje, papiery wartościowe i instrumenty finansowe. Wobec wybranych instytucji wprowadzono zakaz świadczenia specjalistycznych usług w zakresie komunikatów finansowych wykorzystywanych do wymiany danych finansowych (tzw. odcięcie od systemu SWIFT). Został wprowadzony zakaz jakichkolwiek transakcji związanych z zarządzaniem rezerwami oraz aktywami Bank Centralnego Federacji Rosyjskiej oraz zakaz przyjmowania depozytów od obywateli rosyjskich ponad 100 tys. EUR.

Sankcje nałożone przez USA

Po uznaniu przez Federację Rosyjską niepodległości separatystycznych republik, Stany Zjednoczone nałożyły na ten kraj pierwszy pakiet sankcji, który objął m.in. spółkę Nord Stream 2 AG oraz jej Dyrektora Zarządzającego Matthiasa Warniga.

Po inwazji Federacji Rosyjskiej na Ukrainę, tj. po 24 lutego 2022 r. USA rozszerzyły pakiet sankcji, w ramach których nałożono ograniczenia na rosyjskie rynki finansowe. Sankcje zostały wymierzone m.in. w rosyjski bank centralny oraz rosyjskie banki komercyjne. W zakresie dotyczącym sektora energetycznego sankcje dotyczące możliwości zadłużania się zostały nałożone m.in. na Gazprom, Gazprom Neft, Gazprombank i Transneft. Wprowadzono ograniczenia w zakresie eksportu technologii, w tym technologii przerobu ropy naftowej. Objęły również osoby fizyczne – członków administracji, przedstawicieli wojska oraz biznesu. USA wprowadziły również zakaz importu surowców, w tym rosyjskiej ropy naftowej, skroplonego gazu ziemnego czy węgla.

3.3.3 Reakcja rynków towarowych i walutowych na atak Rosji na Ukrainę i nałożone sankcje

Surowce

Surowce, z kilkoma wyjątkami, odnotowały silny wzrost wartości od czasu inwazji Federacji Rosyjskiej na Ukrainę i sankcji wdrożonych m.in. wobec podmiotów mających siedzibę w Federacji Rosyjskiej, będących pod kontrolą Federacji Rosyjskiej lub osób fizycznych związanych z wykonywaniem władzy. Zarówno Federacja Rosyjska, jak i do pewnego stopnia Ukraina są znaczącymi dostawcami surowców dla światowej gospodarki, stąd obecna sytuacja związana z konfliktem zbrojnym miała bezpośredni wpływ na nagły wzrost cen surowców i znaczące zawirowania m.in. w zakresie energii.

Ze względu na globalne znaczenie ropy naftowej jako czynnika produkcji dla gospodarki, w pierwszej kolejności podnoszone są jej ceny. Od 24 lutego do 8 marca 2022r. jej wycena wzrosła o 36% (z 95 do 129 USD/bbl).

Jak wskazano powyżej, w odpowiedzi na agresję Rosji na Ukrainę, na Rosję został nałożony szereg sankcji gospodarczych, wymierzonych głównie w banki i instytucje finansowe. Do 10 marca 2022 r. wprowadzone sankcje nie uniemożliwiły przesyłu surowców, a wykluczeniem z systemu SWIFT nie zostały objęte banki Sberbank i Gazprombank z uwagi na ich zaangażowanie w transakcje dotyczące dostaw energii do Unii Europejskiej. W rezultacie, od początku inwazji Rosji na Ukrainę każdego dnia do Europy importowane są rosyjskie surowce o wartości setek milionów euro, a przesył ten jest wręcz wyższy niż przed wojną, z uwagi na zwiększone zapotrzebowanie zgłaszane obecnie przez odbiorców – kupujący obawiają się bowiem ograniczenia lub całkowitego odcięcia dostaw wraz z eskalacją konfliktu. W związku z niepewną sytuacją podażową w najbliższych tygodniach należy spodziewać się dalszych gwałtownych zmian cen na giełdach.

Całkowite embargo na rosyjską ropę nałożyły już Stany Zjednoczone, Wielka Brytania oraz Kanada. Część krajów Unii Europejskiej (w tym Polska) również zadeklarowała gotowość do natychmiastowego zatrzymania dostaw surowców z Rosji. Na wprowadzenie tego typu sankcji nie zgadzają się natomiast niektóre państwa UE, będące w znacznym stopniu uzależnione od rosyjskich surowców i uzasadniające swoją decyzję obawami o ryzyko poważnej recesji gospodarczej w obliczu odcięcia ich dostaw. W związku z brakiem spójnego stanowiska państw członkowskich, prawdopodobnie nie należy spodziewać się nałożenia tego typu sankcji ze strony Unii Europejskiej.

Jednocześnie rynek rosyjski jest stopniowo izolowany przez wiele podmiotów gospodarczych – działalność i wszelkie projekty w Rosji porzuciło wiele naftowych firm. O pozbyciu się rosyjskich aktywów poinformowały już m.in. BP, Shell, Equinor czy Exxon. Bank Światowy również wstrzymał wszystkie programy w Rosji i na Białorusi. W reakcji na wojnę na Ukrainie i niepewność rynku o przyszłe dostawy gazu do Europy przyspieszyło również wiele projektów związanych z dywersyfikacją dostaw i transformacją energetyczną. Kanclerz Niemiec ogłosił, że kraj ma w planach budowę dwóch terminali regazyfikacyjnych. W dniu 4 marca 2022 r. Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), Gasunie i RWE podpisały Memorandum of Understanding ws. projektu terminalu LNG w Brunsbüttel. W długim terminie należy zatem oczekiwać, iż trwający obecnie konflikt przyspieszy transformację energetyczną Europy oraz proces uniezależniania się od rosyjskich surowców energetycznych. Kierunek ten został również nakreślony w opublikowanym w dniu 8 marca 2022 r. komunikacie Komisji Europejskiej „REPowerEU: Wspólne europejskie działania w kierunku bezpiecznej i zrównoważonej energii po przystępnej cenie” (COM(2022) 108).

Waluty

Z uwagi na sytuację geopolityczną inwestorzy wykazują większe zainteresowanie inwestycjami w aktywa uznawane za bezpieczne, do których można zaliczyć najsilniejsze wymienialne światowe waluty. Od rozpoczęcia wojny na Ukrainie na wartości (w stosunku do dolara) istotnie stracił rosyjski rubel (ok. 50%). Negatywny wpływ konfliktu zbrojnego widoczny jest również na wartości polskiej waluty, która umieszczana jest we wspólnym koszyku z walutami ze wschodniej Europy. Pomimo interwencji walutowych dokonywanych przez Narodowy Bank Polski, od 24 lutego 2022 r. PLN stracił 13% w stosunku do USD (na koniec 8 marca 2022 r. kurs wynosił 4,51), 8,4% do EUR (4,91) i blisko 12% do CHF (4,86).

3.3.4 Zmiany prawne w Polsce w związku z wysokimi cenami gazu

W dniu 10 grudnia 2021 r. oraz 29 stycznia 2022 r. weszły w życie akty prawne, które umożliwiły ochronę niektórych kategorii odbiorców końcowych przed istotnymi wzrostami cen paliwa gazowego, wywołanymi kumulacją wielu czynników rynkowych, w tym zakłóceń powodowanych przez dominującego dostawcę do UE. Ustawa z dnia 7 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne wprowadziła możliwość skorzystania przez sprzedawców paliwa gazowego do odbiorców w gospodarstwach domowych z mechanizmu ujęcia w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE tylko części kosztów zakupu paliwa gazowego, umożliwiając jednocześnie odzyskanie faktycznych kosztów w ciągu kolejnych trzech lat od zakończenia obowiązywania taryfy zatwierdzonej na podstawie tych przepisów. Z mechanizmu tego skorzystała spółka PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o., której taryfa obowiązywać będzie do końca 2022 r.

Ustawa z dnia 26 stycznia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców paliw gazowych w związku z sytuacją na rynku gazu zakłada wprowadzenie następujących mechanizmów:

- a) Wprowadzenie mechanizmu rekompensat dla sprzedawców gazu ziemnego:
 - Rekompensaty w odniesieniu do gospodarstw domowych stanowią pokrycie różnicy pomiędzy faktycznymi kosztami dostawy gazu do odbiorców rozliczających się według taryfy a przychodami uzyskiwanymi na podstawie cen taryfowych, a dla pozostałych odbiorców wrażliwych różnicę pomiędzy ceną stosowaną w dniu 1 stycznia 2022 roku a ceną taryfową.

- Rekompensaty są rozliczane przez Zarządcę Rozliczeń S.A. (analogicznie jak w przypadku rekompensat w zakresie energii elektrycznej), a środki na ich finansowanie pochodzą ze sprzedaży uprawnień do emisji dwutlenku węgla oraz Funduszu Przeciwdziałania COVID-19.
- b) Rozszerzenie katalogu podmiotów objętych ochroną taryfową:
 - Do dnia 31 grudnia 2023 r. ochroną taryfową zostaną objęci odbiorcy realizujący zadania z zakresu użyteczności publicznej (szpitale, szkoły, żłobki, przedszkola, noclegownie, itp.).
 - Doprecyzowany został również zakres ochrony taryfowej dla odbiorców zapewniających paliwo gazowe (bądź produkowane z niego ciepło) odbiorcom w gospodarstwach domowych w budynkach wielorodzinnych (spółdzielnie, wspólnoty, inne podmioty zbiorowe)
- c) możliwość świadczenia tzw. usługi biletowej również przez Rządową Agencję Rezerw Strategicznych:
 - Funkcjonuje ono równolegle do obecnych sposobów utrzymywania zapasów (samodzielne czy poprzez usługę świadczoną przez inne przedsiębiorstwa energetyczne, np. PGNiG).
 - Zawarcie umowy na świadczenie usługi biletowej z RARS będzie wiązało się z przeniesieniem na rzecz Skarbu Państwa, za wynagrodzeniem, dotychczasowych zapasów i związanych z nimi pojemności magazynowych.
- d) Wprowadzenie gwarancji Skarbu Państwa dla przedsiębiorstw energetycznych:
 - Możliwość gwarantowania przez Skarb Państwa kredytów lub emisji obligacji w celu zagwarantowania ciągłości świadczenia usługi kompleksowej gospodarstwom domowym przez sprzedawcę z urzędu paliw gazowych (PGNiG OD) oraz dostaw gazu ziemnego do kraju przez PGNiG S.A.
- e) Zmiany w zakresie sposobów wnoszenia zabezpieczeń niepieniężnych przez członków IRGiT:
 - Wydłużenie oraz pogłębienie tymczasowych rozwiązań dot. zasad wnoszenia zabezpieczeń niepieniężnych do dnia 31 marca 2023 r. (obecnie do 30 czerwca 2022 r.).
- f) Możliwość udzielania przez Skarb Państwa pożyczek przedsiębiorstwom energetycznym:
 - Rozwiązanie umożliwia udzielanie przez Skarb Państwa pożyczek sprzedawcy z urzędu paliw gazowych, o których mowa w art. 62c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (tj. PGNiG OD) w celu pozyskania środków na zagwarantowanie ciągłości sprzedaży paliw do odbiorców w gospodarstwach domowych (m.in. na bilansowanie, zakup oraz rozliczenie zakupionego paliwa gazowego) oraz podmiotowi realizującemu obbligo gazowe (PGNiG S.A.) w celu zagwarantowania dostaw gazu ziemnego do kraju (m.in. na zakup i rozliczanie paliw gazowych, usług przesyłania, magazynowania, dystrybucji czy magazynowania paliw gazowych).
 - Łączna wartość pożyczek nie może przekroczyć 20 mld zł.

3.3.5 Ocena wpływu zmian otoczenia w 2022 r. na działalność GK PGNiG

Bezprecedensowe wzrosty cen surowców obserwowane od września 2021 r. oraz poziom zatwierdzonych taryf na okres IV kwartału 2021 i 2022 r., przełożyły się na wzrost zapotrzebowania spółek z GK PGNiG na środki pieniężne wynikające ze zwiększonych poziomów zobowiązań za zakup gazu, wysokiego poziomu zapasu gazu w podziemnych magazynach gazu oraz wyższej wartości koniecznych depozytów zabezpieczających dla transakcji giełdowych i finansowych związanych z obrotem paliwem gazowym.

W grudniu 2021 r. PGNiG zawarło 3 nowe umowy kredytowe z Bankiem Gospodarstwa Krajowego, PKO Bankiem Polskim S.A. i CaixaBank S.A. Oddział w Polsce, zwiększające możliwości pozyskania finansowania krótkoterminowego na okres 9 miesięcy o łączną kwotę 2,7 miliardów złotych. Spółka zawarła kolejne umowy kredytów krótkoterminowych: w styczniu 2022 r. na 750 mln zł z bankiem Societe Generale SA Oddział w Polsce oraz w lutym 2022 r. z konsorcjum banków Bank of China Limited działającego poprzez Bank of China Limited Luxembourg Branch i Bank of China (Europe) S.A. działającego poprzez Bank of China (Europe) S.A. Oddział w Polsce na kwotę 1,2 mld zł, z Deutsche Bank Polska S.A. na kwotę 400 mln zł i Credit Agricole Bank Polska S.A. na kwotę 200 mln zł. W wyniku powyższych działań na dzień sprawozdania PGNiG SA dysponuje źródłami finansowania na łączną kwotę 15,25 mld zł.

Spółka monitoruje otoczenie cenowe oraz regulacyjne i będzie podejmować dalsze działania w kierunku zwiększenia dostępnych źródeł finansowania.

PGNiG uważnie obserwuje rozwój sytuacji i pozostaje w kontakcie z instytucjami odpowiedzialnymi za międzynarodowe przepływy finansowe. Wyniki finansowe i płynność GK PGNiG będzie uzależniona od kształtowania się cen surowców po wprowadzeniu sankcji, które zależnie od ich zakresu, mogą skutkować ograniczeniami dostaw do Europy. W przypadku wprowadzenia sankcji o charakterze wpływającym na rozliczenia za dostawy gazu, PGNiG będzie dostosowywał swoje działania do obowiązujących przepisów.

PGNiG na bieżąco monitoruje również sytuację w zakresie realizacji dostaw gazu ziemnego do polskiego systemu przesyłowego. Od początku 2022 r. dostawy gazu ziemnego z kierunku wschodniego są realizowane zgodnie z nominacjami składanymi przez PGNiG SA.

Spółka posiada zdywersyfikowany portfel gazu ziemnego oparty na własnym wydobywaniu oraz kontraktach importowych. Dzięki zarezerwowanym mocom przesyłowym, PGNiG może realizować dostawy gazu ziemnego z różnych kierunków, w tym z Terminala

LNG w Świnoujściu, z kierunku zachodniego oraz południowego. W zależności od potrzeb bilansowych, Spółka dokonuje rezerwacji dodatkowych mocy przesyłowych na interkonektorach oraz uzupełniających zakupów gazu.

Ponadto PGNiG posiada zapasy gazu ziemnego w podziemnych magazynach gazu, jak również utrzymuje zapasy obowiązkowe gazu ziemnego pozostające w dyspozycji Ministra właściwego do spraw energii.

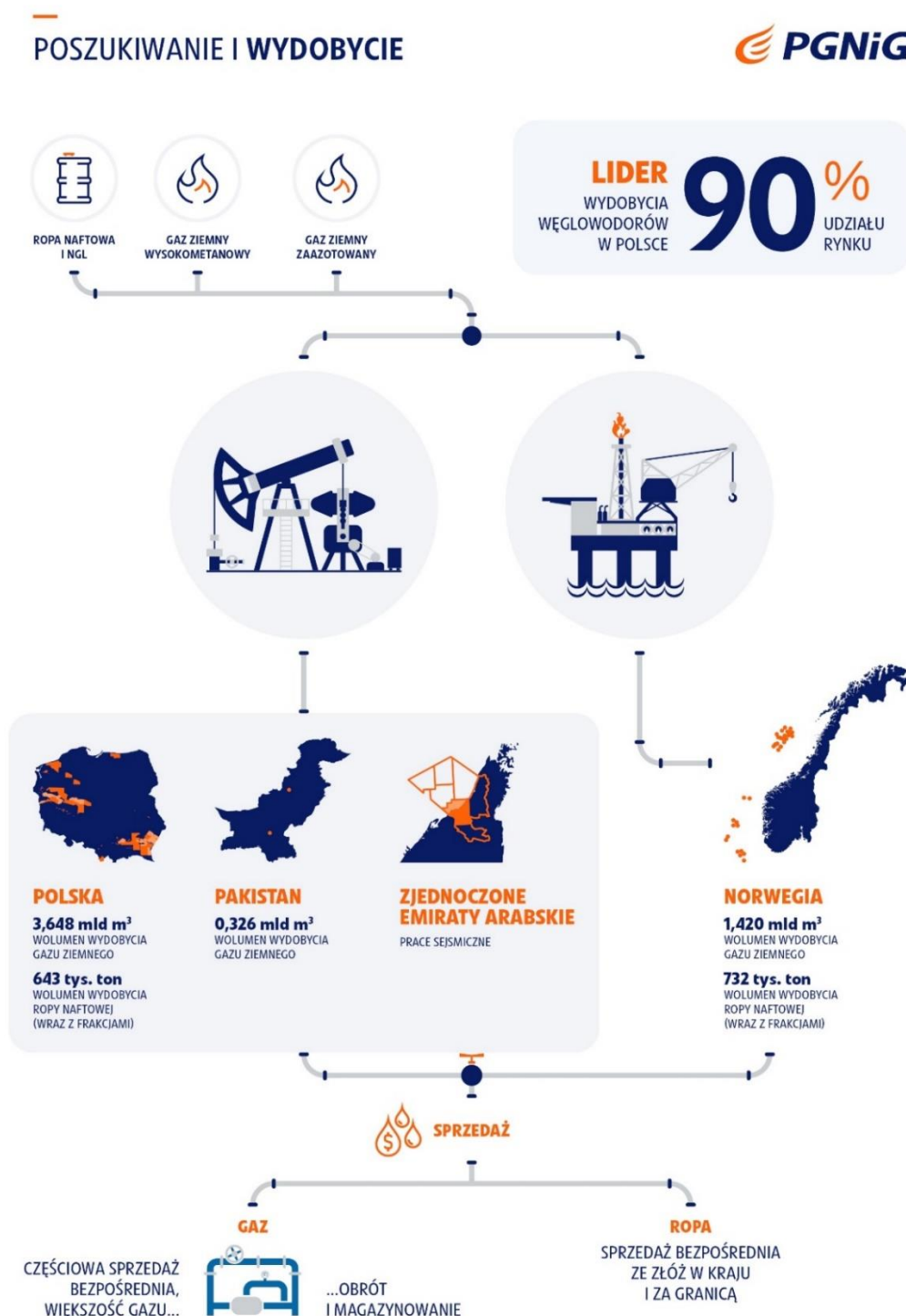
Priorytetem GK PGNiG jest zapewnienie ciągłości dostaw do jej odbiorców w Polsce jak i poza nią.

Grupa Kapitałowa PGNiG prowadzi działalność na terenie Ukrainy poprzez Przedstawicielstwo PGNiG SA w Kijowie, GK Exalo Drilling S.A. (Exalo Drilling Ukraine LLC) oraz spółkę LLC „Karpatgazvydobuvannya” (działalność poszukiwawczo-wydobywcza we współpracy z ERU Management Services). Na dzień sprawozdania wartość aktywów zaangażowanych w Ukrainie nie stanowi istotnej wartości aktywów GK PGNiG. Pracownicy GK PGNiG i ich rodziny zostali ewakuowani z rejonów zagrożonych działaniami zbrojnymi. GK PGNiG aktywnie angażuje się pomoc humanitarną.

4. Działalność operacyjna w 2021 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 działalność wspierająca prowadzona jest na całym świecie. Ponadto segment wykorzystuje na swoje potrzeby pojemności PMG Bonikowo i PMG Daszewo.



4.1.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne

Tabela 13 Wolumen wydobycia gazu ziemnego GK PGNiG w podziale na kraje w segmencie PiW

mln m ³	2021		2020		2019	2018	2017
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Polska	3 648	3 648	3 746	3 746	3 815	3 808	3 839
gaz wysokometanowy (E)	1 284	1 284	1 337	1 337	1 337	1 296	1 315
gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	2 364	2 364	2 409	2 409	2 478	2 512	2 524
Zagranica	1 746	326	773	295	674	738	697
Norwegia (gaz wysokometanowy (E)	1 420	0	478	0	481	538	548
Oddział PGNiG w Pakistanie (gaz zaazotowany Ls/Lw przeliczony na E)	326	326	295	295	193	200	149
RAZEM (przeliczony na E)	5 394	3 974	4 520	4 041	4 489	4 546	4 536

Tabela 14 Wolumen sprzedaży gazu ziemnego z segmentu poza GK PGNiG w podziale na kraje w segmencie PiW

mln m ³	2021		2020		2019	2018	2017
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Polska	667	667	667	667	679	684	676
gaz wysokometanowy (E)	23	23	25	25	25	26	30
gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	644	644	642	642	654	658	646
Zagranica	318	318	296	289	192	199	149
Norwegia (gaz wysokometanowy (E)	0	0	7	0	0	0	0
Oddział PGNiG w Pakistanie (gaz zaazotowany Ls/Lw przeliczony na E)	318	318	289	289	192	199	149
RAZEM (przeliczony na E)	985	984	963	956	871	883	825

Tabela 15 Wolumeny wydobycia ropy naftowej w GK PGNiG (wraz z frakcjami) w segmencie PiW

tys. ton	2021		2020		2019	2018	2017
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Wydobycie ropy naftowej*	1 376	643	1 324	709	1 216	1 345	1 257
w Polsce	643	643	709	709	776	818	787
w Norwegii	732	0	615	0	440	527	470

* Razem z kondensatem i NGL.

Tabela 16 Wolumeny sprzedaży ropy naftowej w GK PGNiG (wraz z frakcjami) w segmencie PiW

tys. ton	2021		2020		2019	2018	2017
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Sprzedaż ropy naftowej*	1 340	643	1 332	713	1 210	1 411	1 271
z wydobycia w Polsce	643	643	713	713	771	818	792
z wydobycia w Norwegii	697	0	619	0	439	593	479

* Razem z kondensatem i NGL.

Tabela 17 Wolumeny wydobycia wybranych produktów w segmencie PiW

tys. ton	2021		2020		2019	2018	2017
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz propan-butan	37	37	36	36	39	39	37
LNG	22	22	20	20	20	21	22
mln m ³							
Hel	3	3	3	3	3	3	3

Tabela 18 Wolumeny sprzedaży wybranych produktów poza GK PGNiG w segmencie PiW

tys. ton	2021		2020		2019	2018	2017
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz propan-butan	37	37	36	36	39	39	37
LNG	16	16	12	12	14	17	17
mln m ³							
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.

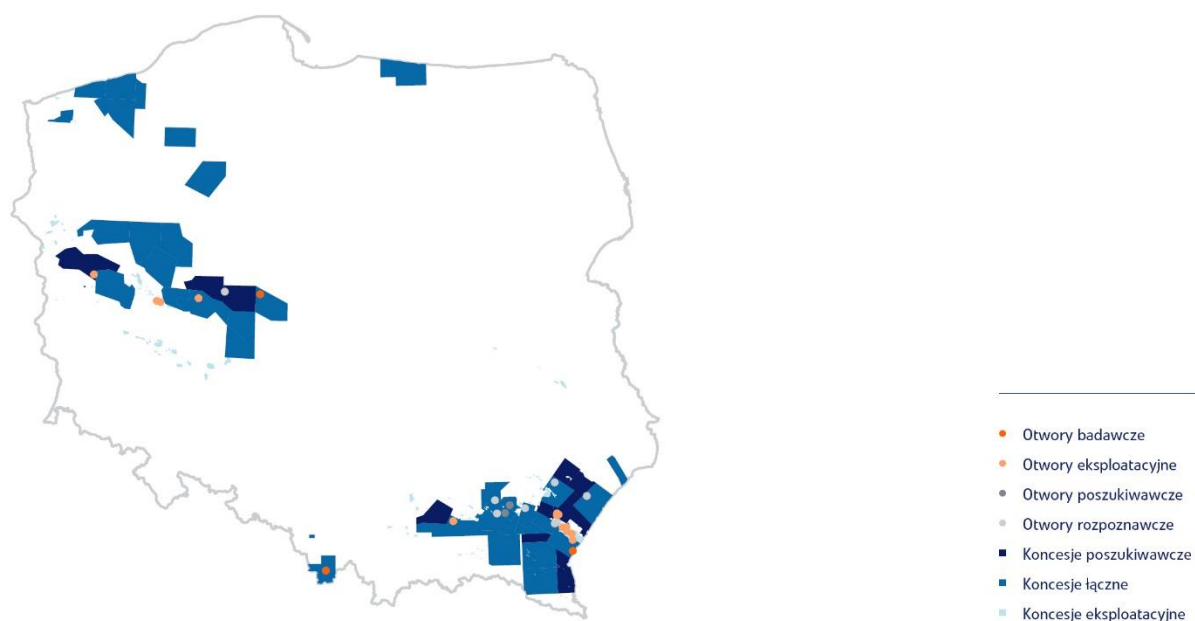
Koncesje krajowe

Na dzień 31 grudnia 2021 r. PGNiG posiadało 200 koncesji, w tym 188 koncesji eksploatacyjnych, 3 – na podziemne składowanie odpadów oraz 9 – na podziemne magazynowanie gazu. W 2021 r. Spółka otrzymała 3 decyzje inwestycyjne w związku z przejściem do fazy wydobywania tj. decyzja inwestycyjna na wydobywanie ropy naftowej i towarzyszącego gazu ziemnego. W 2021 r. PGNiG przyznano 2 nowe koncesje eksploatacyjne (Miłostaw, Miłostaw E), 9 zostało zmienionych, 3 koncesje wygaszono (Grabina Nieznanowice hor. Liplasu, Grodzisk-26 oraz Zielin). Na koniec 2021 r. PGNiG posiadało także 47 koncesji: 11 na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz 36 łącznych (na poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie).

W omawianym okresie zrezygnowano z 2 koncesji (1 na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie tzw. „łącznej” Murowana Goślina-Kłeczko oraz 1 na poszukiwanie i rozpoznawanie oraz wydobywanie złóż metanu z pokładów węgla Międzyrzecze). Pozyskano natomiast 2 nowe koncesje „łączne” – Lubycza Królewska oraz Krotoszyn. W 2021 r. prowadzono w Ministerstwie Klimatu i Środowiska łącznie 70 postępowań w zakresie uzyskania / zmiany koncesji oraz zatwierdzania projektów robót geologicznych. Obecnie w procedurze administracyjnej pozostaje do zakończenia 39 postępowań.

Prace prowadzone na własnych koncesjach

Rysunek 4 Koncesje PGNiG i odwierty w 2021 r.



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

W 2021 r. PGNiG kontynuowało poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie Karpat, Przedgórze Karpat, Monokliny Przedsudeckiej i Niżu Polskiego zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Z 26 otworów wierconych w 2021 r. głębokość końcową osiągnęły 22 otwory, w tym: 1 badawczy, 3 poszukiwawcze, 6 rozpoznawczych oraz 12 eksploatacyjnych.

Na koniec 2021 r. wyniki złożowe uzyskano z 22 odwiertów (4 poszukiwawcze, 8 rozpoznawczych i 10 eksploatacyjnych). Wśród 22 odwiertów o znanych wynikach złożowych znalazło się: 17 odwiertów pozytywnych (w tym 1 poszukiwawczy, 6 rozpoznawczych i 10 eksploatacyjnych), 5 negatywnych (w tym 3 poszukiwawcze i 2 rozpoznawcze), które nie uzyskały przemysłowego przyływu węglowodorów. Ponadto, zlikwidowano 1 odwiert badawczy (z uwagi na badawczy charakter prowadzonych prac nie podlega klasyfikacji złożowej).

W 2021 r. wykonane były również rekonstrukcje, testy złożowe oraz likwidacje otworów odwierconych we wcześniejszych latach – dotyczyło to: 7 otworów badawczych (w tym 5 odwiertów zlikwidowanych: Gilowice-3K, Gilowice-4H, Gilowice-1, Międzyrzecze-3, Orzesze-1 oraz w dwóch zakończono testy złożowe: Kramarzówka-1K, Kramarzówka-3), 4 poszukiwawczych (w tym 3 odwierty zlikwidowane i jeden w trakcie próbnej eksploatacji), 3 rozpoznawczych (w tym 1 odwiert zlikwidowany, w 2 zakończono próby złożowe i oczekują na dalsze prace).

W 2021 r. na terenie działalności Oddziału PGNiG w Sanoku podłączono do eksploatacji 3 nowe złoża: złożo Jastrzębiec (odwierty: Jastrzębiec-2 i Jastrzębiec-3 – eksploatacja w ramach testu długotrwałego), złożo Wielgoszówka (Wielgoszówka-1K – eksploatacja w ramach próbnej eksploatacji), złożo Kramarzówka (odwierty: Kramarzówka-3H i Kramarzówka-1K) oraz włączono do eksploatacji 6 odwiertów na złożach już eksploatowanych: 2 odwierty na złożu Pruchnik-Pantalowice (Pruchnik-36 i Pruchnik-37K – eksploatacja

w ramach testu długotrwałego), 4 odwierty na złożu Przemysł (Przemysł-287K, Przemysł-289K, Przemysł-290 i Przemysł-15 – eksploatacja w ramach testu długotrwałego).

Łącznie w 2021 r. na terenie działalności Oddziału PGNiG w Sanoku włączono do eksploatacji 11 odwiertów. Na terenie działalności Oddziału w Zielonej Górze zostało włączone do eksploatacji nowe złożo Wielichowo W (odwiert Wielichowo-8) oraz został włączony do eksploatacji 1 odwiert na złożu Brońsko (Brońsko-30).

W 2021 r. w związku z wygaśnięciem koncesji zakończona została eksploatacja złóż: Grabina Nieznanowice hor. Liplasu, Grodzisk-26 oraz Zielin.

Tabela 19 Kopalnie PGNiG

Liczba kopalni	Sanok	Zielona Góra
Kopalnie gazu ziemnego	18	10
Kopalnie ropy naftowej	5	1
Kopalnie ropy naftowej i gazu ziemnego	11	7
Razem	34	18

Prace prowadzone na koncesjach wraz z kontrahentami

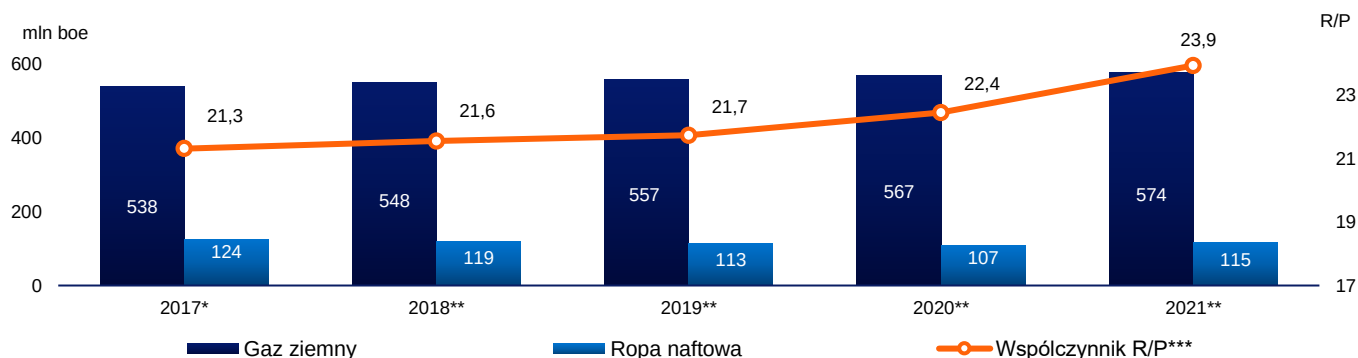
W 2021 r. Spółka na obszarach koncesyjnych PGNiG współpracowała z innymi podmiotami takimi jak: LOTOS Petrobaltic S.A., ORLEN Upstream Sp. z o.o.

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%, ORLEN Upstream Sp. z o.o. – 49%. Wykonano otwór poszukiwawczy Bystrzek-1, uzyskując w utworach czerwonego spągowca negatywny wynik złożowy; otwór zlikwidowano. Prowadzono prace związane z zagospodarowaniem odwiertu Grodzewo-1. Kontynuowano prace związane z zagospodarowaniem odwiertu Chwałęcín-1K. Rozpoczęto przygotowania do wiercenia otworu Rogusko-1K;
- „Poznań” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 1 czerwca 2004 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, ORLEN Upstream Sp. z o.o. – 49%. Rozpoczęto wiercenie otworu rozpoznawczego Miłosław-7H.;
- „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%. Zakończono próby w odwiercie Sieraków 2H;
- „Górowo Iławieckie” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 31 grudnia 2014 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, LOTOS Petrobaltic S.A. – 49%. Umowa ta została wypowiedziana przez LOTOS Petrobaltic S.A. pismem z dnia 1.06.2021. PGNiG S.A. zgodnie z pismem Ministerstwa Klimatu z dnia 22.12.2021 zmieniającym koncesję Górowo Iławieckie stał się 100% właścicielem koncesji Górowo Iławieckie.

Zasoby wydobywalne

Stan zasobów wydobywalnych na 31 grudnia 2021 r. z uwzględnieniem dokumentacji geologiczno-inwestycyjnych oraz dokumentacji rozliczających zasoby złożonych w Ministerstwie Klimatu i Środowiska bez wydanej decyzji Ministra to: 15,7 mln ton ropy naftowej



(ok. 115,4 mln boe) oraz 89,1 mld m³ gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy (ok. 574,3 mln boe).

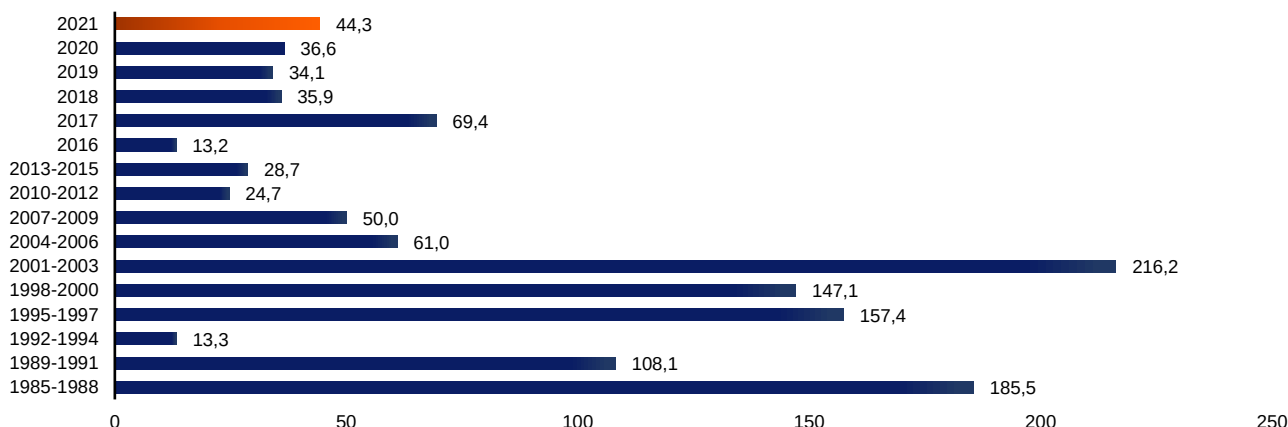
Wykres 8 Zasoby wydobywalne udokumentowane przez PGNiG w Polsce w latach 2017-2021 oraz współczynnik R/P

* 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 9 Zasoby wydobywalne udokumentowane przez PGNiG w Polsce w latach 1988-2021 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 w wyniku oczyszczania ropy naftowej do parametrów handlowych uzyskiwane są produkty: siarka i mieszanina propan-butan.

W obszarze handlu ropą naftową wydobywaną w Polsce w 2021 r., PGNiG kontynuowało swoją dotychczasową politykę sprzedażową współpracując z największymi podmiotami sektora paliwowego w Polsce i za granicą. Kolejowe dostawy ropy naftowej były realizowane do spółki ORLEN Południe S.A. Zakład Trzebinia oraz Grupy LOTOS S.A. – Rafineria w Gdańsku. Transportem samochodowym surowiec dostarczany był do ORLEN Południe S.A. Zakład Jedlicze. Dostawy ropy były realizowane również transportem rurociągowym do firmy TOTSA TOTAL ENERGIES 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 2021 r. wyniosło ok. 40,5 TWh, z czego podmioty konkurencyjne względem PGNiG wydobyły 0,5 TWh. Udział konkurencji w wydobywaniu krajowym wynosi ok. 1,2%.

Kluczowe projekty i inwestycje w Polsce

W 2021 r. nakłady inwestycyjne PGNiG w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie (kraj) wyniosły ok. 668 mln zł. Do najważniejszych zadań poszukiwawczych / rozpoznawczych / badawczych realizowanych w 2021 r. było m.in.:

- odwiercenie otworów badawczych Rycerka Dolna 1, Lisiniec 1;
- odwiercenie otworów rozpoznawczych Miłosław 7H, Kulno 3;
- odwiercenie otworów eksploatacyjnych Brońsko 31H, Brońsko 32;
- odwiercenie otworów poszukiwawczych Chałupczyn 1, Zabiała 2.

Łączne nakłady przeznaczone przez PGNiG na działalność poszukiwawczą w kraju wyniosły ok. 351 mln zł. Kluczowymi zadaniami inwestycyjnymi w 2021 r. były m.in.:

- zagospodarowanie odwiertów: Przemyśl 15, 287K, 289K, 290K, 291, 292, 316, 318;
- zagospodarowanie odwiertów Jastrzębiec 2, 3;
- zagospodarowanie odwiertu Wielgoszówka 1;
- zagospodarowanie odwiertu Pruchnik 36, 37K;
- zabudowa agregatu sprężarkowego na OZG Wola Różaniecka- KGZ Tarnogród;
- zabudowa agregatu sprężarkowego na OZG Łukowa- KGZ Tarnogród;
- zabudowa agregatu sprężarkowego na OZG Dzików-KGZ Lubaczów;
- zagospodarowanie odwiertu Wielichowo-8;
- zagospodarowanie odwiertu Brońsko-30.

4.1.3 Działalność zagraniczna

Norwegia

Rysunek 5 Koncesje i złoża PGNiG UN



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych 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 wydobywaniem węglowodorów ze złóż Skarv, Ærfugl, Ærfugl Nord, Morvin, Vilje, Vale, Gina Krog, Skogul, Kvitebjørn, Valemon, Duva, Ormen Lange, Marulk i Alve oraz zagospodarowaniem złoża Tommeliten Alpha, jak również realizacji trzeciej fazy zagospodarowania złoża Ormen Lange. Trwa również faza finalizacji koncepcji zagospodarowania złóż Shrek, Alve Nord, Cape Vulture, Fogelberg i King Lear. Ponadto PGNiG UN posiada udziały w złożu Tambar Øst, z którego wydobywanie zostało czasowo wstrzymane, oraz terminalu gazowym Nyhymana, gdzie dokonuje się finalnej separacji gazu przesyłanego między innymi ze złoża Ormen Lange. 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 [punkcie 3.2.2.](#)

W 2021 r. z posiadanych złóż produkcyjnych spółka wydobyla 732 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami (w przeliczeniu na tonę ekwiwalentu ropy naftowej) i 1,4 mld m³ gazu ziemnego. Wydobywanie ze złóż było wyższe niż w 2020 r., co jest wynikiem głównie zrealizowanego 30 września przejęcia spółki INEOS oraz rozpoczęcia produkcji w ramach złóż Duva, Ærfugl i Ærfugl Nord (faza 2).

W 2021 r. rozpoczęto zagospodarowanie złoża Tommeliten Alpha oraz realizację trzeciej fazy zagospodarowania Ormen Lange, w których PGNiG UN jest partnerem. Operatorem złoża Tommeliten Alpha jest firma ConnocoPhillips, operatorem złoża Ormen Lange jest natomiast firma Shell. Rozpoczęcie produkcji ze złoża Tommeliten Alpha przewiduje się na 2024 r., podczas gdy zwiększenie produkcji złoża Ormen Lange na skutek zakończenia trzeciej fazy zagospodarowania tego złoża, przewidziano na 2025 r.

Pod koniec września 2021 r. PGNiG UN sfinalizował nabycie podmiotu INEOS E&P Norge AS. INEOS E&P Norge AS („IEPN”) posiadał udziały w 22 koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym obejmujących m.in. 3 złoża produkcyjne: Alve, Marulk, Ormen Lange oraz terminal gazowy Nyhamna. Szacowana na moment efektywnej daty transakcji wielkość zasobów węglowodorów wynikająca z posiadanych przez IEPN udziałów w koncesjach wynosiła ok. 117 mln boe (na dzień 1 stycznia 2021 r.), z czego ponad 94% stanowiły zasoby gazu ziemnego. Szacowany średni poziom wydobywania gazu ziemnego przez PGNiG UN w Norwegii może w wyniku transakcji wzrosnąć o ok. 1,5 mld m³ rocznie w najbliższych 5 latach. Dodatkowo, PGNiG UN przejmie portfel koncesji poszukiwawczych, w ramach którego IEPN pełnił rolę operatora na 6 koncesjach.

Cena umowna nabycia IEPN została uzgodniona na poziomie 615 milionów USD (2275 mln zł) przy efektywnej dacie transakcji przypadającej na dzień 1 stycznia 2021 r. Ostateczna cena nabycia została pomniejszona o dochody uzyskane przez IEPN w okresie od daty efektywnej transakcji, tj. od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia przejęcia kontroli operacyjnej przez PGNiG UN nad IEPN (30 września 2021 r.) i wyniosła około 323 miliony USD (1289 mln zł).

W wyniku transakcji nabycie IEPN, w 2021 r. PGNiG UN osiągnął także istotny wzrost udokumentowanych zasobów z 214 mln boe na początku 2021 r. do 309 mln boe na koniec 2021 r. Na przyrost zasobów, oprócz opisanej akwizycji, wpływ miało również rozpoznanie zasobów złoża Fogelberg oraz przeszacowania zasobów na pozostałych złożach posiadanych przez PGNiG UN.

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 złożę King Lear). Operatorem koncesji jest firma Aker BP (77,8%), pozostałe udziały należą do PGNiG UN (22,2%);
- koncesja PL1088 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 ciągu 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'a i King Lear'a pozwoliłoby na realizację dodatkowego efektu synergii. Efekt ten wynikałby z wygenerowania dodatkowych przychodów za wykorzystanie istniejącej infrastruktury złóż Skarv i King Lear.

Dodatkowo w styczniu 2022 r. została rozstrzygnięta następna runda koncesyjna APA 2021 (Awards in Predefined Areas). W tej rundzie PGNiG UN zaoferowano udziały w 4 koncesjach poszukiwawczych:

- koncesja PL941B (rozszerzenie powierzchni koncesji 941) znajduje się w okolicach złoża Skarv. Operatorem koncesji jest firma Aker BP (80%), pozostałe udziały należą do PGNiG UN (20%). Konsorcjum ma dwa lata na podjęcie decyzji drill or drop;
- koncesja PL1055C, będąca rozszerzeniem koncesji PL1055 oraz PL1055B, znajduje się w okolicach złoża Ormen Lange. Operatorem koncesji jest PGNiG UN (60% udziałów) a jedynym partnerem jest firma Shell (40% udziałów). Na wszystkich trzech koncesjach PL1055/PL1055B/PL1055C rozciąga się prospekt poszukiwawczy Tomcat, co do którego decyzja drill or drop ma zapaść w lutym 2022 r.;
- koncesja PL1135, w której PGNiG UN otrzymało 70% udziałów, znajduje się na Morzu Północnym około 45 km na wschód od złoża King Lear. PGNiG UN będzie pełnił funkcję Operatora, podczas gdy jedynym partnerem będzie Lotos Norge. W przypadku tej koncesji udziałowcy mają 2 lata na podjęcie decyzji o ewentualnym wierceniu odwiertu poszukiwawczego;
- koncesja PL1136, w której PGNiG UN otrzymało 50% udziałów, znajduje się w południowo wschodniej części Morza Północnego. PGNiG UN pełni rolę Operatora, jedynym partnerem jest Equinor (50%). Udziałowcy mają 1 rok na podjęcie decyzji o ewentualnym wierceniu odwiertu poszukiwawczego.

PGNiG UN wspólnie z partnerami kontynuował również prace na pozostałych koncesjach poszukiwawczych. W II połowie 2021 r. PGNiG UN uczestniczył w wierceniu dwóch odwiertów. W ramach koncesji PL939, w której PGNiG UN posiada 30% udziałów, spółka wykonała odwiert poszukiwawczy i odkryła złożę Egyptian Vulture, znajdujące się w okolicach złóż Åsgard i Tyrihans. W chwili obecnej trwa ocena zasobności złoża oraz możliwości jego komercyjnego zagospodarowania. Drugi odwiert został odwiercony na koncesji PL937 (koncesja pozyskana w ramach przejęcia firmy INEOS), na którym spółka ma 65% udziałów. Odwiert, w wyniku braku znalezienia węglowodorów, zakwalifikowany został jako negatywny a poniesiony nakład inwestycyjny został spisany w 2021 r.

Na dzień 31 grudnia 2021 r. PGNiG UN posiadało udziały w 58 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, w tym 8 operatorskich. Na początku 2022 r., w wyniku przyznania dodatkowych koncesji w ramach APA2021, liczba posiadanych koncesji uległa zwiększeniu do 62.

Tabela 20 Złoża PGNiG UN na dzień 31 grudnia 2021 r.

Koncesja	Operator	Udział	Rodzaj złoża	Rodzaj	Planowane działania
PL19G (Tambar Øst)	Aker BP	34% (5,44% w projekcie)	Złożę ropne	Produkcja	Planowane wznowienie produkcji
PL029B (Gina Krog)	Equinor	20% (11,3% w projekcie)	Złożę ropno-gazowe	Poszukiwawcza/ Produkcyjna	Produkcja Poszukiwania
PL029C (Gina Krog)		29,63% (11,3% w projekcie)			
PL036D (Vilje)	Aker BP	24,24%	Złożę ropne	Produkcja	Produkcja
PL044 (Tommeliten Alpha)	ConocoPhillips	30% dla poszukiwań (42,1978% w Tommeliten Alpha)	Złożę gazowo-kondensatowe	Poszukiwawcza/ Zagospodarowanie	Poszukiwania, Rozpoczęcie zagospodarowania
PL036 (Vale) PL249 (Vale)	Spirit	24,24%	Złożę kondensatowo-gazowe	Produkcja	Produkcja

PL122 (Marulk)					
PL122B (Marulk)	Var Energi	30%	Złoże gazowe	Produkcja	Produkcja
PL122C (Marulk)					
PL122D (Marulk)					
PL127C (Alve Nord)	Aker BP	11,92%	Złoże kondensatowo-gazowe	Zagospodarowanie	Przygotowanie koncepcji zagospodarowania
PL146 (King Lear)					
PL146B (King Lear)	AkerBP	22,20%	Złoże gazowo-kondensatowe	Poszukiwawcza/ Zagospodarowanie	Finalizacja koncepcji zagospodarowania
PL333 (King Lear)					
PL134B (Morvin)	Equinor	6%	Złoże ropne	Produkcja	Produkcja Poszukiwania
PL134C (Morvin)					
PL159B (Alve)	Equinor	15%	Złoże ropno gazowe	Produkcja	Produkcja Zagospodarowanie
PL159G (Alve)					
PL157F (Osprey)	Equinor	7,50%	Złoże gazowe	Rozpoznanie	Ocena możliwości zagospodarowania odkrycia
PL193 (Kvitebjørn)					
PL193B (Kvitebjørn)	Equinor	6,45%	Złoże gazowo-kondensatowe	Produkcja	Produkcja Poszukiwania
PL193C (Kvitebjørn)					
PL193D (Valemon)	Equinor	6,45% (3,225% w projekcie)	Złoże gazowo-kondensatowe	Produkcja	Produkcja Poszukiwania
	PGNiG UN (Shell operatorem projektu)	45% w koncesji			
PL208 (Ormen Lange)		(14,0208% w projekcie)	Złoże gazowe	Poszukiwawcza/ Produkcja/ Zagospodarowanie	Poszukiwawcza Produkcja Zagospodarowanie
		9,44%			
PL250 (Ormen Lange)	Shell	(14,0208% w projekcie)			
		15%			
PL212 (Skarv)		(11,9175% w projekcie)			
PL212B (Skarv)	AkerBP		Złoże ropno-gazowe	Poszukiwawcza/ Produkcja	Produkcja Poszukiwania
PL262 (Skarv)					
PL261C (Skarv)		11,92%			
PL212E (Ærfugl Nord)	AkerBP	15%	Złoże gazowo-kondensatowe	Produkcja	Produkcja
PL433 (Fogelberg)	Spirit	20%	Złoże gazowo-kondensatowe	Rozpoznanie	Przygotowanie koncepcji zagospodarowania
PL460 (Skogul)	Aker BP	35%	Złoże ropne	Produkcja	Produkcja
PL636 (Duva)	Neptune	30%	Złoże gazowo-kondensatowe	Produkcja	Produkcja
PL636C (Duva)					
PL636B	Neptune	30%		Poszukiwawcza	Decyzja o wierceniu odwiertu ma zostać podjęta w czerwcu 2022 r.
PL838 (Shrek)	Aker BP	35%	Złoże ropne	Rozpoznanie	Przygotowanie koncepcji zagospodarowania
Op.PL838B	PGNiG UN	40%		Poszukiwawcza	Decyzja o wierceniu odwiertu ma zostać podjęta do marca 2023 r.
PL937 (Fat Canyon)	PGNiG UN	65%		Poszukiwawcza	Rezygnacja z koncesji w marcu 2022
PL937B (Fat Canyon)					
PL939 (Egyptian Vulture)	Equinor	30%	Złoże ropno gazowe	Rozpoznawcza	Ocena możliwości zagospodarowania odkrytego w 2021 r. złoża
PL941 (Gronliffelet)	AkerBP	20%		Poszukiwawcza	Podjęto decyzję o odwierceniu odwiertu poszukiwawczego w 2022 r.
PL997 (Wheeljack)	Shell	30%		Poszukiwawcza	Decyzja o wierceniu odwiertu ma zostać podjęta do marca 2023 r.
PL1009 (Warka)	ConocoPhilips	35%		Rozpoznawcza	Planowany odwiert rozpoznawczy
PL1009B (Warka)					
PL1013 (Rafiki)	Petrolia	40%		Poszukiwawcza	W marcu 2022 podjęto decyzję o wierceniu odwiertu poszukiwawczego
PL1013B (Rafiki)					
PL1017 (Copernicus)	PGNiG UN	50%		Poszukiwawcza	Podjęto decyzję o odwierceniu odwiertu poszukiwawczego w 2022 r.
PL1055 (Tomcat)					
PL1055B (Tomcat)	PGNiG UN	60%		Poszukiwawcza	Decyzja DoD* pierwotnie planowana na Luty 2022 r. Spodziewane kilkumiesięczne opóźnienie w procesie decyzyjnym
PL1064 (Peder)	ConocoPhilips	30%		Poszukiwawcza	Odwiert planowany do odwiercenia w 2022 r.
PL1065 (Skua)	Var Energi	30%		Poszukiwawcza	Rezygnacja z koncesji w lutym 2022
PL1088 (Timon South)	Aker BP	22,20%		Poszukiwawcza	Decyzja DoD* Luty 2023 r.
PL1101 (Wamba)	OMV	30%		Poszukiwawcza	Decyzja DoD* Luty 2023 r.
PL1103 (Condor)	Wintershall	30%		Poszukiwawcza	Decyzja DoD* Luty 2023 r.
PL1111 (Picual)	PGNiG UN	60%		Poszukiwawcza	Decyzja DoD* Luty 2023 r.
PL1123 (Nise South)	ConocoPhilips	30%		Poszukiwawcza	Decyzja DoD* Luty 2023 r.
PL1124 (Nise)	Aker BP	11,92%		Poszukiwawcza	Decyzja DoD* Luty 2023 r.

Tabela 21 Zasoby węglowodorów na Norweskim Szelfie Kontynentalnym według koncesji w mln boe, stan na 31.12.2021 r.

LP	Koncesja	Ropa naftowa	Gaz ziemny	NGL	Zasoby razem
1	Skarv & AERfugl	4,99	23,57	5,33	33,88
2	AERfugl Nord	0,23	2,15	0,33	2,72
3	Morvin	0,68	0,47	0,20	1,35
4	Gina Krog	3,81	8,17	1,36	13,35
5	Vilje	3,33	-	-	3,33
6	Vale	0,25	0,43	-	0,68
7	Skogul	1,75	0,07	-	1,82
8	Tommeliten Alpha	15,31	41,58	1,85	58,74
9	King Lear	14,80	21,44	3,48	39,72
10	Duva	5,83	11,81	2,73	20,37
11	Alve Nord	0,50	2,07	0,46	3,04
12	Shrek	2,96	1,94	0,43	5,32
13	Kvitebjørn	1,78	8,60	0,39	10,78
14	Valemon	0,21	1,33	0,02	1,56
15	Fogelberg	0,77	7,65	1,48	9,90
16	Ormen Lange	3,04	91,44	-	94,48
17	Marulk	0,15	2,37	0,42	2,94
18	Alve	0,39	3,53	1,08	4,99
19	Tambar Ost	0,02	0,00	0,00	0,03
	Zasoby razem	60,81	228,61	19,58	309,00

Złoża w fazie produkcji

Złoża Skarv oraz AERfugl rozpoczęły produkcję odpowiednio w grudniu 2012 r. oraz 2020 r. Obydwa złoża podłączone są pływającej platformy Skarv FPSO, która ma założony długi okres użytkowania – platforma stanowi atrakcyjne centrum wydobywco transportowe dla kolejnych odkryć w regionie.

Złożo 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. Złożo 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. Z uwagi na wysokie ceny gazu na początku 4 kwartału 2021 r. podjęto decyzję o czasowym wstrzymaniu zatłaczania gazu do złoża, co pozwala na optymalizację zysków generowanych przez projekt.

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

Złożo 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, co jest związane z ostatnimi inwestycjami dokonanymi w ramach platformy Heimdal.

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

Złożo 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.

Złożo Kvitebjørn 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 dalszego zagospodarowania złoża.

Złożo 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 Kvitebjørn, podczas gdy gaz dostarczany jest do platformy Heimdal. W chwili obecnej, z uwagi na planowaną likwidację platformy Heimdal, prowadzony jest projekt skierowania gazu do dalszej obróbki na platformę Kvitebjørn.

Złożo Duva jest złożem ropno-gazowym zlokalizowanym w północnej części Morza Północnego. Zostało ono odkryte w 2016 r., decyzja inwestycyjna została podjęta w 2019 r., a start produkcji nastąpił w sierpniu 2021 r. Zagospodarowanie oparte jest na podwodnej płycie fundamentowej z trzema odwiertami ropnymi i jednym odwiertem gazowym, które są następnie podłączone do platformy Gjøl. Ropa jest transportowana z platformy Gjøl przez ropociąg Troll Oil Pipeline II do terminalu Mongstad, podczas gdy gaz jest transportowany przez system FLAGS do terminalu St Fergus w Wielkiej Brytanii.

Złożo AERfugl Nord (nazywane wcześniej Snadd Outer) jest złożem kondensatowo-gazowym odkrytym w 2012 r. Decyzja o zagospodarowaniu złoża została podjęta w 2018 r., podczas gdy produkcja rozpoczęła się w listopadzie 2021 r. Zagospodarowanie opiera się na jednym odwiercie podłączonym za pośrednictwem gazociągu AERfugl do Skarv FPSO. Kondensat jest wysyłany tankowcami bezpośrednio ze Skarv FPSO, podczas gdy gaz jest przesyłany do terminala w Kårstø.

Złoże Ormen Lange jest po Trollu drugim największym złożem gazowym w Norwegii zlokalizowanym w południowej części Morza Norweskiego. Złoże zostało odkryte w 1997 r., a decyzja inwestycyjna o jego zagospodarowaniu została podjęta w 2004 r. Start produkcji nastąpił we wrześniu 2007 r. Zagospodarowanie złoża zostało podzielone na kilka faz. W 2021 r. rozpoczęto fazę III zagospodarowania polegającą na instalacji sprężarek zlokalizowanych na dnie morza, co pozwoli w przyszłości na efektywniejsze szczypanie zasobów złoża. Węglowodory po wydobyciu są transportowane do terminalu Nyhamna, gdzie podlegają separacji na gaz oraz kondensat. PGNiG UN nabył udziały w złożu wraz z udziałami w terminalu Nyhamna w 2021 r. w ramach transakcji przejęcia INEOS E&P Norge AS.

Złoże Marulk jest złożem gazowym zlokalizowanym na Morzu Norweskim. Złoże zostało odkryte w 1992 r., decyzję inwestycyjną podjęto w 2010 r., podczas gdy produkcja rozpoczęła się w 2012 r. Zagospodarowanie jest oparte na podwodnej płycie fundamentowej podłączonej do Norne FPSO, z którego ropa odbierana jest przez tankowce a gaz wysyłany jest do terminala Kårstø. Udziały w złożu zostały pozyskane przez PGNiG UN w ramach transakcji nabycia INEOS E&P Norge AS.

Złoże Alve jest złożem gazowo-ropnym odkrytym w 1990 r., z decyzją inwestycyjną podjętą w 2007 r. oraz produkcją rozpoczętą w 2009 r. Koncepcja zagospodarowania została oparta na trzech odwiertach podłączonych do podmorskiej płyty fundamentowej, podobnie jak w przypadku Marulka połączonej rurociągiem z Norne FPSO. Udziały w złożu zostały pozyskane przez PGNiG UN w ramach transakcji nabycia INEOS E&P Norge AS.

Złoże Tambar Øst jest złożem ropnym zlokalizowanym w południowej części Morza Północnego, dwa kilometry od złoża Tambar. Odkrycie, zagospodarowanie oraz uruchomienie produkcji nastąpiło w 2007 r. Zagospodarowanie opiera się na jednym odwiercie odwierconym z podmorskiej płyty fundamentowej należącej do projektu Tambar. Wydobytą ropą jest poddawana wstępnej separacji na platformie Ula, a następnie przesyłana jest za pośrednictwem infrastruktury Ekofisk do terminalu Teeside. Produkcja na złożu została czasowo wstrzymana, obecnie przewiduje się wznowienie produkcji w 2024 r.

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.

Złoże King Lear jest złożem gazowo-kondensatowym zlokalizowanym na Morzu Północnym. W 2021 r. wybrano koncepcję zagospodarowania złoża, która będzie polegać na podłączeniu go do platformy Valhall. Przewiduje się, że w 2022 r. podjęta zostanie ostateczna decyzja inwestycyjna. W chwili obecnej zakłada się uruchomienie produkcji w 2027 r.

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. Podjęcie ostatecznej decyzji inwestycyjnej przewidziane jest na 2022 r., podczas gdy rozpoczęcie produkcji zakłada się w 2025 r.

Złoże Alve Nord zostało odkryte w 2011 r. W chwili obecnej, firma Aker BP będąca operatorem projektu, przygotowuje koncepcję zagospodarowania złoża. Podjęcie ostatecznej decyzji inwestycyjnej przewidziane jest na 2022 r., podczas gdy rozpoczęcie produkcji ma nastąpić w 2025 r.

Złoże Fogelberg jest złożem gazowym-kondensatowym na zlokalizowanym na obszarze Morza Norweskiego, na północny wschód od złoża Morvin. W trakcie 2021 r. wybrana została koncepcja zagospodarowania złoża, dopracowanie której powinno pozwolić na podjęcie w 2022 r. ostatecznej decyzji inwestycyjnej. W chwili obecnej zakłada się start produkcji w 2026 r.

Złoża w fazie poszukiwania / rozpoznania

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. W chwili obecnej planuje się odwiercenie odwiertu rozpoznawczego, którego celem byłoby potwierdzenie komercyjnego charakteru odkrycia.

Złoże Alve Nord East/Cape Vulture jest złożem zlokalizowanym na koncesjach PL127C, PL128 oraz PL128D. W 2022 r. spodziewane są negocjacje unifikacji koncesji, co powinno pozwolić na zagospodarowanie złoża. PGNiG UN ma udziały jedynie w koncesji PL127C. Udział PGNiG UN w przewidywanym zagospodarowaniu złoża będzie zależeć od wyniku negocjacji unifikacji koncesji.

Złoże Egyptian Vulture zostało odkryte w 2021 r. w okolicach złoża Tyrihans. W chwili obecnej badana jest możliwość komercyjnego zagospodarowania złoża. Rozważana jest również możliwość wiercenia odwiertu rozpoznawczego. PGNiG UN posiada 30% udziałów w odkryciu.

Sprzedaż węglowodorów

Ropa naftowa sprzedawana jest bezpośrednio ze złóż spółkom Shell International Trading and Shipping Company Ltd. (ze złóż Skarv Unit, Vilje, Vale, Skogul, Kvitebjørn, Valemon, Arefugl Nord i Gina Krog) Equinor AS (ze złóż Alve, Marulk i Ormen Lange) oraz 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

2021 r. jest drugim rokiem obowiązywania czasowych ulg inwestycyjnych mających na celu wsparcie branży naftowej w okresie spowolnienia gospodarczego wywołanego pandemią COVID-19. W 2021 r., podobnie jak w 2020 r., ulgami objęte są wszystkie realizowane inwestycje. Począwszy od roku przyszłego, ulgom podatkowym będą podlegały jedynie nowe projekty inwestycyjne zatwierdzone między czerwcem 2020 a grudniem 2022 r.

Czasowe zmiany systemu podatkowego obejmują następujące elementy:

- 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);
- natychmiastowa 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. w ramach transz płatnych co dwa miesiące.

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.

Dodatkowo pod koniec sierpnia 2021 r. Norweskie Ministerstwo Podatków zaproponowało wprowadzenie zmian w ramach specjalnego podatku od węglowodorów. Najważniejszymi elementami tej propozycji są:

- dotychczasowa sześcioletnia amortyzacja podatkowa oraz czteroletnia ulga inwestycyjna zostałyby zastąpione natychmiastowym uznaniem całości inwestycji jako kosztu uzyskania przychodu;
- stawka specjalnego podatku od węglowodorów zostałaby podniesiona do 71,8%, jednocześnie zwykły podatek dochodowy byłby kosztem uzyskania przychodu w ramach specjalnego podatku od węglowodorów. Łącznie te zmiany mają utrzymać marginalną stawkę podatku na niezmiennym poziomie w wysokości 78%;
- wartość podatkowa straty wykazanej w ramach specjalnego podatku od węglowodorów będzie w pełni kompensowana w gotówce w roku następnym;
- wszelkie straty w ramach zwykłego podatku dochodowego przenoszone między latami pozbawione zostaną dotychczas naliczanych odsetek powiększających tarczę podatkową w ramach przenoszonych strat;
- zmiany nie będą dotyczyć projektów podlegających tymczasowemu reżimowi podatkowemu wprowadzonemu w 2020 r.

W chwili obecnej powyższa propozycja zmian podatkowych nadal czeka na jej zatwierdzenie. W opinii spółki proponowane zmiany są neutralne z punktu widzenia stopy zwrotu z realizowanych obecnie oraz przyszłych projektów inwestycyjnych.

Jednocześnie spółka dostrzega pozytywny wpływ proponowanych rozwiązań podatkowych na poziom obciążenia finansowego spółki. Proponowane zmiany, w przypadku projektów dla których decyzja inwestycyjna podjęta zostanie po 2022 r., istotnie przyspieszą rotację zainwestowanych kapitałów, w związku z czym realizacja inwestycji będzie stanowić mniejsze obciążenie finansowe dla przedsiębiorstw je realizujących.

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 nieoperatorskich 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 2021 r. (gazu ziemnego zaazotowanego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy, przypadający dla PGNiG): ok. 6,31 mld m³ (40,7 mln boe) w tym na złożu Rehman 4,68 mld m³ (30,1 mln boe) i Rizq 1,64 mld m³ (10,6 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. 326 mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy. W ramach zagospodarowania złoża Rehman, rozpoczęto wiercenie otworu Rehman–8, oraz przygotowania do wiercenia otworu Rizq–4. Otwór Rehman-7 ze względu na niekomercyjny przypływ gazu, został zabezpieczony. Łącznie w 2021 r. odwiercono około 3,3 kmb w otworze Rehman – 8.

W ramach kontynuacji prac poszukiwawczych na koncesji Kirthar w 2021 r. Oddział w Pakistanie wraz z OGiE zakończył interpretację danych sejsmicznych: 3D na obszarze potencjalnego złoża Rayyan oraz zdjęcia sejsmicznego 2D na obszarze potencjalnego złoża W2. Na koncesji Musakhel w 2021 r. zakończono akwizycję i interpretację zdjęcia grawimetrycznego.

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 rozpoczęło prace sejsmiczne.

W 2021 r. podjęto intensywne prace związane z przetwarzaniem i interpretacją danych sejsmicznych, których akwizycja na Bloku 5 zakończyła się w maju 2020 r. W wyniku prac analitycznych wyróżnione zostały struktury geologiczne, potencjalne akumulacje węglowodorów oraz wyznaczona została lokalizacja pod wiercenie pierwszego odwiertu poszukiwawczego. Dodatkowo zostały wykonane prace przygotowawcze związane z procesem rozpoznania rynku oraz kontraktowania serwisów usługowych pod wiercenie odwiertu. Założenia do projektu wiercniczego zostały wykonane i zatwierdzone przez partnerów. W ramach prac akwizycyjnych została wykonana analiza zasobowa oraz modelowanie ekonomiczne opłacalności inwestycji w Blok 7 w Ras Al Khaimah oraz możliwość przystąpienia do prac akwizycji sejsmicznych na innych blokach w ramach emiratu. Oddział w ZEA prowadzi również rozmowy na temat nabycia praw do prac poszukiwawczych w innych emiratach.

Ukraina

PGNiG oraz ERU Management Services podpisały umowę zakupu przez PGNiG pakietu kontrolnego 85% udziałów w ukraińskiej spółce Karpatgazvydobuvannya, będącej wyłącznym właścicielem koncesji Byblivska zlokalizowanej na Zachodniej Ukrainie przy granicy z Polską. Spółka Karpatgazvydobuvannya posiada koncesję na poszukiwanie i wydobywanie węglowodorów w zachodniej części obwodu lwowskiego. Pod względem budowy geologicznej obszar ten jest zbliżony do struktur złoża Przemyśl – największego złoża gazu ziemnego w Polsce, które PGNiG eksploatuje od ponad 60 lat. Na atrakcyjność i potencjał tego obszaru wskazują przeprowadzone przez PGNiG wstępne analizy danych geologiczno-geofizycznych.

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. W październiku 2020 r. podpisano porozumienie pokojowe pomiędzy stronami konfliktu oraz zapowiedziano przeprowadzenie powszechnych wyborów prezydenckich i parlamentarnych w grudniu 2021 r., a także ogłoszono zjednoczenie libijskich instytucji rządowych. Ze względu na późne ogłoszenie podstaw prawnych dla wyborów prezydenckich oraz zgłoszenie się nieoczekiwanie dużej liczby kandydatów do wyborów prezydenckich termin wyborów został najpierw przesunięty na styczeń 2022 r., a następnie na późniejszą, aktualnie nieokreśloną datę.

Spółka na bieżąco monitoruje rozwój sytuacji politycznej w Libii, zwłaszcza warunki bezpieczeństwa prowadzenia działalności operacyjnej w tym kraju. Korzystając ze stabilizacji sytuacji politycznej w Libii w 2021 r., PGNiG UNA podejmowało działania przygotowujące do wznowienia prac poszukiwawczych z chwilą zniesienia stanu siły wyższej, w tym w okresie od maja do października 2021 roku odbyły się trzy wyjazdy rekonesansowe w region Trypolis, w trakcie których miało miejsce spotkanie z kierownictwem National Oil Corporation oraz przedstawicielami firmy Zallaf prowadzącej prace poszukiwawczo-rozpoznawcze na koncesji sąsiadującej z CA113.

Kluczowe projekty i inwestycje zagraniczne

Łączne nakłady przeznaczone przez PGNiG na działalność wydobywczą za granicą wyniosły ok. 68,7 mln zł, w tym nakłady inwestycyjne poniesione w Pakistanie w 2021 r. wyniosły ok. 64,4 mln zł, a w Zjednoczonych Emiratach Arabskich nakłady wyniosły ok. 4,3 mln zł.

2021 r. był rekordowy dla PGNiG UN pod względem wysokości nakładów inwestycyjnych, które wyniosły ok. 5,56 mld NOK (ok. 2,52 mld zł). Natomiast nakłady inwestycyjne poniesione w Norwegii z tytułu akwizycji wyniosły ok. 2,84 mld NOK (ok. 1,29 mld zł). PGNiG UN podejmowało działania mające na celu istotne zwiększenie wydobycia oraz poprawę wyników operacyjnych, poprzez inwestycje w:

- akwizycję spółki INEOS E&P Norge AS;
- zakończenie procesu inwestycyjnego oraz rozpoczęcie produkcji na złożach Duva, Ærfugl oraz Ærfugl Nord;
- rozpoczęcie procesu inwestycyjnego Tommeliten Alpha oraz trzeciej fazy zagospodarowania Ormen Lange;
- przygotowanie koncepcji zagospodarowania złóż King Lear, Alve Nord, Fogelberg, Cape Vulture oraz Shrek; realizacja inwestycji w ramach złóż obecnie produkujących.

4.1.4 Działalność wspierająca segment w Polsce i za granicą

Usługi geofizyczne, geotechniczne, geologiczno-wiertnicze oraz prace sejsmiczne

Geofizyka Toruń S.A. jest dostawcą innowacyjnych rozwiązań geofizycznych, geotechnicznych i geologiczno-wiertniczych dla sektora multienergetycznego i OZE w kraju i zagranicą. W 2021 r. spółka realizowała zadania w zakresie usług:

- akwizycji danych sejsmicznych w Polsce, Chorwacji, Irlandii, Kolumbii i Mozambiku;
- przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych dla kontrahentów z Polski, Australii, Belgii, Bułgarii, Holandii, Kolumbii, Meksyku, Norwegii, Rwandy, Ukrainy i Zjednoczonych Emiratów Arabskich;
- geofizyki wiertniczej i interpretacji pomiarów geofizyki otworowej w Polsce i Niemczech;
- geotechnicznych i geologiczno-wiertniczych oraz geofizyki inżynierskiej w Polsce.

Geofizyka Toruń, w związku ze swoją podstawową działalnością, prowadziła również prace w zakresie badawczo-rozwojowym i innowacyjnym poprzez szereg przedsięwzięć innowacyjnych dla sektora energetycznego i OZE. Wdrażano m.in. technologie rozpoznania budowy dna morskiego (SeaBed Research - SBR) oraz inteligentne zarządzanie energią w spółce z wykorzystaniem OZE (Eco Processing Center).

Geofizyka Toruń realizowała zlecenia dla Oddziału PGNiG w Ras Al Khaimah w Zjednoczonych Emiratach Arabskich oraz dla spółki PGNiG UN.

Na rynku krajowym spółka wykonywała w 2021 r. głównie badania dla OGiE PGNiG. Ponadto, Geofizyka Toruń realizowała w Polsce zlecenia m.in. dla takich podmiotów jak Exalo Drilling S.A., Gas Storage Poland Sp. z o.o., Lotos Petrobaltic S.A., ORLEN Upstream Sp. z o.o., PGE EJ1 Sp. z o.o. i innych.

W 2021 r. Spółka wykonała w Polsce na zlecenie Oddziału Geologii i Eksploatacji PGNiG ok. 206,0 km sejsmiki 2D oraz ok. 638,3 km² sejsmiki 3D. Łącznie spółka wykonała ok. 206,0 km sejsmiki 2D oraz ok. 2196,9 km² sejsmiki 3D w 2021 r.

Natomiast Oddział Geologii i Eksploatacji PGNiG wykonał w kraju ok. 214,8 kmb sejsmiki 2D oraz ok. 637,2 km² sejsmiki 3D.

Prace wiertnicze oraz usługi serwisowe

Należąca do GK PGNiG EXALO Drilling S.A. świadczy usługi z zakresu prac wiertniczych oraz serwisowych zarówno dla GK PGNiG, jak i na rzecz podmiotów zewnętrznych. Spółka jest jednym z wiodących europejskich przedsiębiorstw z sektora wiercen lądowych posiadającym w swoim portfelu usług pełny zakres profesjonalnych serwisów otworowych.

Do najważniejszych kontraktów realizowanych w 2021 r. przez Grupę Kapitałową EXALO należały m.in.:

- na rzecz PGNiG: obsługa zakupionego urządzenia wiertniczego klasy 2 000 KM, świadczenie usług serwisowych, świadczenie usług w zakresie wiercenia oraz robót górniczych, w tym prowadzenie odwiertów w Pakistanie;
- na rzecz podmiotów zewnętrznych: wykonanie odwiertów dla kontrahentów w Pakistanie, Tanzanii, Czechach oraz zapewnienie serwisu cementacyjnego (tj. cementowanie rur okładzinowych) na Ukrainie.

Spółka realizowała także zlecenia dla Oddziału PGNiG w Pakistanie.

Największym odbiorcą usług spółki w 2021 r. była GK PGNiG. Do największych odbiorców spoza GK PGNiG można zaliczyć Orlen Upstream Sp. z o.o., Przedsiębiorstwo Budowy Kopalń PeBeKa S.A. oraz gminy i przedsiębiorstwa produkujące energię cieplną.

Spółka EXALO w 2021 r. prowadziła prace w 29 otworach wiertniczych o łącznym metrażu ok. 52,2 kmb oraz w 41 otworach rekonstrukcyjnych.

W 2021 r. Oddział Geologii i Eksploatacji PGNiG prowadził wiercenia w 26 otworach o łącznym metrażu ok. 39,6 kmb.

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 22 Podziemne Magazyny Gazu (PMG) na koniec 31 grudnia 2021 r.

Nazwa magazynu	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 2022 r. to 3,7 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), natomiast ropy naftowej wraz z kondensatem: 0,6 mln ton.

W 2022 r. na terenie działalności Oddziału w Sanoku planowane są prace związane m. in. z:

- zagospodarowaniem i podłączeniem odwiertów: Przemyśl (226, 234) – KGZ Przemyśl Wschód, Przemyśl (299, 308) – KGZ Hurko, Rogoźnica (3,4,5) – KGZ Zalesie, odwiertu Tarnów 82K – KGZ Tarnów II;
- zagospodarowaniem odwiertów: Korzeniówek 1- KGZ Pilzno i Jaksmanice 204 – KGZ Maćkowiec;
- podłączeniem odwiertów: Mirocin 4, 39, 50- KGZ Jodłówka;
- zabudową sprężarki gazu na OZG Siedlecza I – KGZ Krasne;
- przebudowa instalacji technologicznych na OZG Zalesie- KGZ Zalesie.

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

- rozbudową KRNiGZ Lubiatów w celu zwiększenia możliwości produkcyjnych ze złoża Międzychód;
- zagospodarowaniem złoża Różańsko i budową źródła kogeneracyjnego na potrzeby KRNiGZ Dębno;
- zagospodarowaniem złóż: Kamień Mały – KRNiGZ Zielin, Rokietnica (wraz z budową rurociągu przesyłowego gazu ziemnego relacji Grodzisk Wlkp. – Kościan) – KRNiGZ Młodawsko, Gryżyna – KRNiGZ Radoszyn, Czeszów – KGZ Bogdaj-Uciechów-Czeszów;
- zagospodarowaniem odwiertów: Koźminiec-1 – KGZ Radlin, Grotów (4K, 10 i 12K) – KRNiGZ Lubiatów, Chwałęcín-1K – KGZ Radlin, Borowo-5 – KGZ Kościan-Brońsko, Granówko-1 – KGZ Kościan-Brońsko, Szczepowice-1 – KGZ Kościan-Brońsko, Turkowo-2 – KGZ Wielichowo, Brońsko-30 – KGZ Kościan-Brońsko, Paproć-66H – KGZ Paproć;
- 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, Ærfugl Nord, Morvin, Vilje, Vale, Gina Krog, Skogul, Kvitebjørn, Ormen Lange, Alve, Marulk, Duva, Tambar Øst i Valemon oraz zagospodarowanie złoża Tommeliten Alpha. Trwa również faza przygotowania koncepcji zagospodarowania złóż Shrek, Alve Nord, Fogelberg 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 przedprodukcyjnych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

W 2022 r. planowany jest wzrost produkcji gazu w wyniku pozyskania dodatkowych aktywów w ramach akwizycji spółki INEOS E&P Norge AS jak również zakończonych w 2021 r. procesów inwestycyjnych na złożach Ærfugl, Ærfugl Nord i Duva. W 2022 r. spodziewamy się również podjęcia szeregu decyzji inwestycyjnych (Shrek, Alve Nord, Fogelberg, King Lear oraz Cape Vulture).

Pakistan

W 2022 r., w ramach prac rozpoznawczo – eksploatacyjnych zaplanowano ukończenie wiercenia otworu Rehman-8, wykonanie odwiertu Rizq-4 i podłączenie do produkcji otworu eksploatacyjnego Rehman-8. Równolegle do prac wiertniczych, Oddział PGNiG w Pakistanie prowadzić będzie prace związane z rozbudową mocy instalacji wydobywczych. W ramach kontynuacji prac poszukiwawczych, Oddział w Pakistanie planuje wykonanie zdjęcia sejsmicznego 2D, oraz rozpoczęcie wiercenia odwiertu poszukiwawczego Rayyan-1.

W 2022 r. na koncesji Musakhel przewidziane jest rozpoczęcie prac sejsmicznych, które pozwolą podjąć decyzję o wierceniu pierwszego otworu poszukiwawczego.

Równolegle do prac na koncesjach Kirthar i Musakhel, prowadzone są działania mające na celu identyfikację i ewentualną akwizycję kolejnych atrakcyjnych aktywów w Pakistanie.

Zjednoczone Emiraty Arabskie

Perspektywy rozwojowe Oddział ZEA wiąże z pozyskaniem praw do operowania na innych blokach w ramach emiratu Ras Al Khaimah oraz innych emiratów, w których działalność produkcyjna jest już prowadzona (Sharjah oraz Abu Dhabi). Obecnie inicjatywy

te są na etapie prowadzeni wstępnych rozmów dotyczących współpracy. Wyzwaniem będzie zakontraktowanie firm serwisowych i odwiercenie pierwszego otworu poszukiwawczego na Bloku 5 w RAK, związane z trudnymi uwarunkowaniami geologicznymi oraz mechaniką górotworu.

Ukraina

W dniu 24 lutego 2022 r. Federacja Rosyjska dokonała inwazji militarnej na Ukrainę. Wszelkie prace zostały wstrzymane a pracownicy GK PGNiG i ich rodziny zostali ewakuowani z rejonów zagrożonych działaniami zbrojnymi. Grupa będzie dostosowywać swoje działania w reakcji na rozwój sytuacji.

Usługi geofizyczne, geotechniczne, geologiczno-wiertnicze oraz prace sejsmiczne (Geofizyka Toruń)

Geofizyka Toruń przyjęła strategię spółki na lata 2021-2025, która wpisuje się w rozwój szeroko pojętego sektora multienergetycznego i realizację celów w zakresie neutralności klimatycznej. Spółka będzie kontynuować dywersyfikację rynkową, związaną z poszukiwaniem i intensyfikacją produkcji węglowodorów na świecie oraz oferować nowe technologie i własne innowacyjne rozwiązania w obszarze podstawowej działalności spółki, jakim są usługi geofizyczne, w tym również dla dekarbonizacji sektora energetycznego oraz dla segmentu OZE, co przyczyni się do wykorzystania potencjału energii wiatrowej Morza Bałtyckiego. W oparciu o usługi geotechniczne Geofizyka Toruń planuje także realizować zadania z zakresu rozbudowy szeroko pojętej infrastruktury lądowej i morskiej, w tym portów i terminali instalacyjnych.

W ramach zielonej transformacji w Europie coraz większą rolę będą odgrywać przedsięwzięcia z zakresu energii geotermalnej oraz składowania i utylizacji materiałów niebezpiecznych, w tym CO₂. Spółka, wykorzystując swe dotychczasowe doświadczenie w tych obszarach, będzie dostarczać innowacyjne rozwiązania geofizyczne dla realizacji celów neutralności klimatycznej.

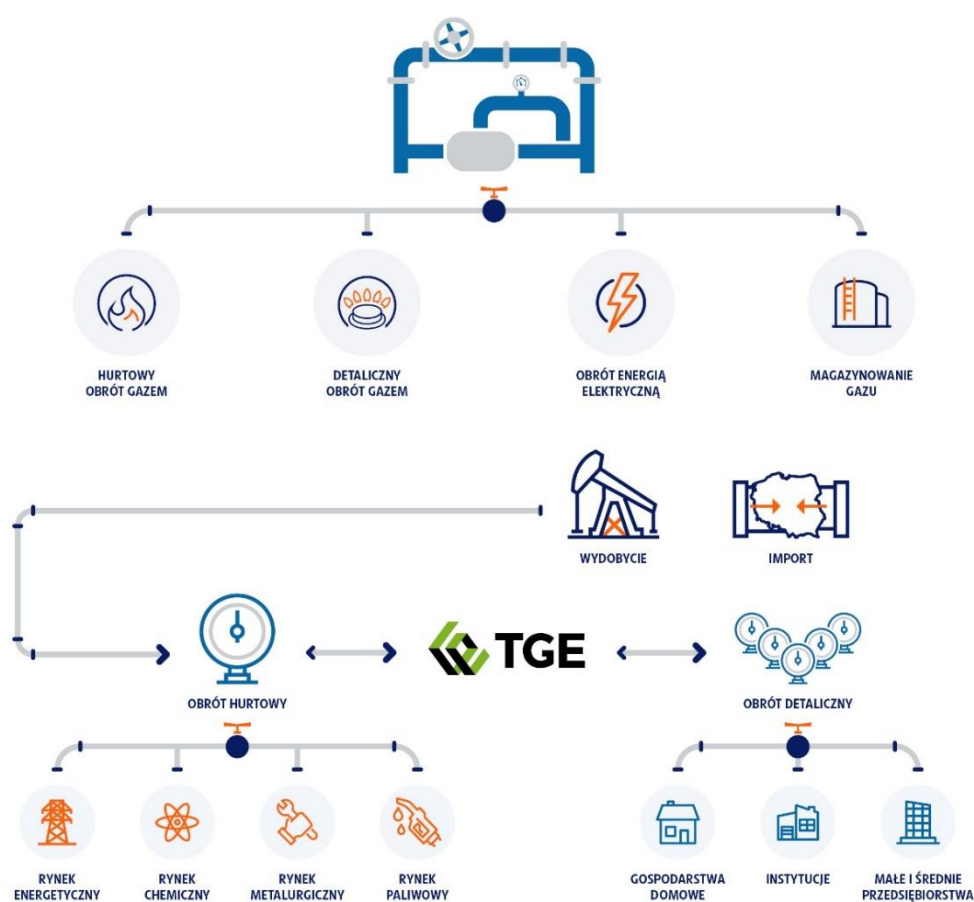
Usługi geofizyczne oraz prace sejsmiczne (EXALO)

EXALO upatruje możliwości dalszego rozwoju w sferze wierceń geotermalnych oraz wierceń pod podziemne magazyny gazu. Działania spółki ukierunkowane będą na dalsze umacnianie jej pozycji na rynku geotermalnym poprzez utrwalanie rozpoznawalności marki spółki jako wykonawcy tego typu robót oraz 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) zarówno na rynku krajowym jak i na rynkach zagranicznych.

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, uprawnień do emisji CO₂ oraz na rynku 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 23 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego poza GK PGNiG w segmencie OiM

mln m ³	2021		2020		2019	2018	2017
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	32 694	17 531	29 927	17 767	29 031	27 440	22 818
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	797	237	745	261	751	721	671
Razem (przeliczony na E), w tym:	33 491	17 768	30 672	18 028	29 782	28 161	23 489
PGNiG – Sprzedaż hurtowa	17 768	17 768	18 030	18 030	16 726	16 364	13 734
PGNiG OD – Sprzedaż detaliczna	9 706	0	8 195	0	7 815	7 868	7 245
PST – Sprzedaż hurtowa/detaliczna	6 017	0	4 447	0	5 242	3 929	2 510

Tabela 24 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego poza Polską poza GK PGNiG w segmencie OiM

mln m ³	2021		2020		2019	2018	2017
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
PST	5 317	0	3 720	0	5 028	3 929	2 186
Eksport z Polski i sprzedaż na Ukrainie	225	225	1 239	1 239	544	451	728
Razem (przeliczony na E)	5 542	225	4 959	1 239	5 572	4 380	2 914

Tabela 25 Struktura odbiorców gazu ziemnego w Polsce poza GK PGNiG w segmencie OiM

mln m ³	2021		2020		2019	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Odbiorcy domowi	5 140	0	4 352	0	4 152	0
Handel, usługi, hurt	1 657	239	1 556	372	1 597	342
Zakłady azotowe	2 491	2 482	2 526	2 519	2 272	2 264
Elektrownie i ciepłownie	1 276	984	1 542	1 161	1 927	1 749
Rafinerie i petrochemia	1 895	1 887	2 412	2 400	2 020	2 013
Pozostali odbiorcy przemysłowi	3 916	692	3 583	692	3 182	903
Gielda	11 574	11 259	9 742	9 647	9 061	8 910
RAZEM sprzedaż w segmencie OiM poza GK PGNiG w Polsce	27 949	17 543	25 713	16 791	24 211	16 181

Tabela 26 Struktura odbiorców gazu ziemnego poza Polską poza GK PGNiG w segmencie OiM

mln m ³	2021		2020		2019	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Odbiorcy domowi	0	0	18	0	32	0
Handel, usługi, hurt	2 654	0	1 580	0	2 677	0
Pozostali odbiorcy przemysłowi	0	0	9	0	16	0
Gielda	2 663	0	2 113	0	2 303	0
Eksport z Polski i sprzedaż na Ukrainie	225	225	1 239	1 239	544	544
Razem sprzedaż w segmencie OiM poza GK PGNiG	5 542	225	4 959	1 239	5 572	5 572

Tabela 27 Struktura odbiorców energii elektrycznej PGNiG w segmencie OiM

GWh	2021		2020		2019	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Odbiorcy końcowi		155		0		0
Przedsiębiorstwa obrotu		28		101		360
Rynek bilansujący		30		50		353
Gielda		9 756		8 875		6 713
Razem sprzedaż PGNiG		9 968		9 026		7 426

Tabela 28 Pojemności czynne i udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych w 2020 i 2021 r.

Nazwa instalacji magazynowych	Pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³)		Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³)		Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (GWh)	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
GIM Kawerna	824,8	824,8	807,6	809,6	8 860,8	8882,6
IM Wierzbrowice	1 300	1300	1 300	1300	14 264	14263,6
GIM Sanok	1 050,0	1 050,0	1 050,0	1 050,0	11 520,6	11 520,6
Razem	3 174,8	3 174,8	3 157,6	3 159,6	34 645,0	34 666,8

* 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, 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.

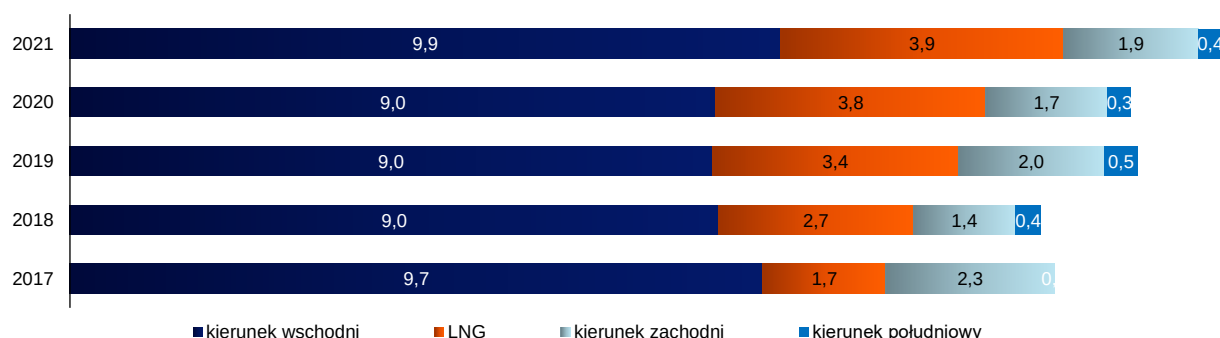
Import gazu

W 2021 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/ООО Gazprom Export, obowiązującego do 2022 r. (tzw. kontrakt jamalski);
- umowy sprzedaży skroplonego gazu ziemnego z dnia 29 czerwca 2009 r. z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3), obowiązującej do 2034 r. (tzw. kontrakt katarski) oraz umowy dodatkowej do umowy długoterminowej z marca 2017 r. (obowiązuje od początku 2018 r. do 2034 r.);
- umowy sprzedaży / zakupu skroplonego gazu ziemnego z dnia 8 listopada 2018 r. 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 10 Dostawy gazu ziemnego do Polski z zagranicy w latach 2017-2021 w mld m³



W 2021 r. zakupy gazu z importu wyniosły 176,9 TWh (16,1 mld m³). Zwiększyły się zakupy gazu z kierunku wschodniego – zakupiono o 9,9 TWh (ok. 0,9 mld m³) gazu więcej z tego kierunku względem 2020 r. Wzrosły dostawy LNG z poziomu 41,2 TWh (3,8 mld m³) w 2020 r. do poziomu 43,2 TWh (3,9 mld m³) w 2021 r.

W dniu 2 września 2021 r. PGNiG zawarło aneksy do umów na dostawy gazu skroplonego z Venture Global Plaquemines LNG, LLC oraz Venture Global Calcasieu Pass, LLC. Podpisanie Aneksów skutkuje zwiększeniem wolumenu dostaw LNG na rzecz PGNiG łącznie o 2 mln ton rocznie pochodzących z planowanych terminali skraplania gazu ziemnego:

- Calcasieu Pass LNG w Calcasieu Parish – zwiększenie dostaw z 1 mln ton do 1,5 mln ton LNG rocznie przez 20 lat;
- Plaquemines LNG w Plaquemines Parish – zwiększenie dostaw z 2,5 mln ton do 4 mln ton LNG rocznie przez 20 lat.

W wyniku podpisania Aneksów łączny wolumen dostaw LNG pochodzących z Venture Global Plaquemines LNG, LLC oraz Venture Global Calcasieu Pass, LLC wyniesie 5,5 mln ton LNG rocznie, co odpowiada łącznemu wolumenowi około 7,4 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji.

Po zawarciu umów długoterminowych na zakup LNG w terminalach amerykańskich w latach poprzednich, w 2020 r. i 2021 r. spółka PST z GK PGNiG wyczerterowała od norweskiego armatora Knutsen OAS Shipping w sumie cztery zbiornikowce w celu odbioru LNG zakontraktowanego w formule *free-on-board*. Jednostki o pojemności 174 tys. m³ każda, wejdą do użytku w latach 2023 r. i 2024 r. Pozyskanie statków zwiększy elastyczność zakupów i sprzedaży LNG i jest kolejnym krokiem w rozwoju działalności tradingowej Grupy PGNiG na globalnym rynku.

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 3.2.2.](#)

Renegocjacja warunków cenowych w ramach kontraktu z ООО Gazprom Export

PGNiG i Gazprom złożyły następujące wnioski o renegocjację warunków cenowych kontraktu jamalskiego:

- PGNiG w dniu 1 listopada 2017 r., 1 listopada 2020 r. oraz z dnia 28 października 2021 r. modyfikujące wniosek o renegocjację złożony przez Spółkę w dniu 1 listopada 2020 r. poprzez wskazanie daty 1 listopada 2021 r. jako nowej daty wejścia w życie żądanej renegocjacji w ramach kontraktu jamalskiego; oraz
- Gazprom w dniu 7 grudnia 2017 r. oraz 9 listopada 2020 r.

PGNiG pozostaje w kontakcie z dostawcą w sprawie przedłożonych wniosków.

PAO Gazprom/OOO Gazprom Export złożył dwie skargi do Sądu Apelacyjnego w Sztokholmie dotyczące postępowania arbitrażowego z powództwa PGNiG przeciwko PAO Gazprom/OOO Gazprom Export w sprawie zmiany ceny kontraktowej gazu dostarczanego przez dostawcę na podstawie kontraktu jamalskiego od dnia 1 listopada 2014 r. 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 2021 r. PGNiG odebrało w sumie 35 ładunków LNG z 2,83 mln ton LNG, tj. około 43,21 TWh lub 3,94 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji, w tym:

- 19 ładunków w ramach kontraktów długoterminowych z Qatargas, a wolumen importu z Kataru wyniósł 1,75 mln ton, czyli około 26,58 TWh lub około 2,42 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji;
- 12 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 uwzględniają indywidualne wyceny sporządzane przy zastosowaniu jednolitej i obiektywnej metody wyceny.

W 2021 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, Grupa LOTOS S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., KGHM Polska Miedź S.A., Grupa Kapitałowa ArcelorMittal, PGNiG Termika S.A. i Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.

Sprzedaż gazu wysokometanowego sieciowego PGNiG na polskim rynku w 2021 r. wyniosła 198,5 TWh (ok. 18,1 mld m³). W porównaniu do 2020 r., w którym sprzedaż PGNiG wyniosła 184,7 TWh (16,8 mld m³), odnotowano wzrost o 7,5%.

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.

Na dzień 31 grudnia 2021 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, motoryzacyjnej, metali niezależnych, chemicznej, 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.

PST Oddział w Polsce wspiera PGNiG OOH i PGNiG OD w dostawach SSLNG z terminalu Kłajpedy LNG FSRU na Litwie do granicy z Polską. W 2021 r. zrealizowano dostawę 51 GWh.

Eksport

W 2021 r. PGNiG kontynuowało sprzedaż gazu ziemnego na rynku ukraińskim głównie we współpracy ze spółkami z Grupy Kapitałowej ERU i innymi wiodącymi traderami na tym rynku. Ze względu na sytuację rynkową i wysokie stany ukraińskich magazynów gazu, import na Ukrainę z kierunku zachodniego przez większą część roku nie był realizowany, a działalność handlowa Spółki skupiała się na transakcjach kupna / sprzedaży gazu zmagazynowanego w ukraińskich podziemnych magazynach gazu. W 2021 r. PGNiG sprzedał na rynek ukraiński ok. 0,2 mld m³ (2,5 TWh) gazu ziemnego. Sprzedaż gazu odbywała się 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 2021 r. (liczony po dacie dostawy w 2021 r.) wyniósł 123,5 TWh (11,12 mld m³) i wzrósł w porównaniu do 2020 r. o około 17,7 TWh.

Sprzedaż gazu LNG małej skali

W 2021 r. PGNiG kontynuowało 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. Systematycznie rośnie wolumen paliwa, które trafia do odbiorców końcowych w postaci skroplonej. W 2021 r. w Świnoujściu załadowano 5 699 cystern LNG, podczas gdy w 2020 r. - 3 385. Spółka wprowadziła na rynek 122,6 tys. ton LNG, z czego przez Świnoujście – 100,9 tys. ton, natomiast sprzedaż z Odolanowa i Grodziska wyniosła 21,7 tys. ton. Łącznie w okresie 2016-2021 Spółka wprowadziła na rynek 401,3 tys. ton LNG, z czego z terminala LNG w Świnoujściu – 271,2 tys. ton, natomiast sprzedaż z

Odolanowa i Grodziska wyniosła 130,1 tys. ton. Dodatkowo od kwietnia 2020 r. w terminalu LNG małej skali w Kłajpedzie PGNiG dokonało przeładunku na cysterny 13,7 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 2021 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 2021 r. PGNiG zawarło następujące umowy:

- roczną, na dostawy w 2026 r. po rekordowej, jak dotychczas, cenie 400,39 zł/kW/rok (moc netto 17 MW);
- kwartalną, na dostawy w I kwartale 2022 r. (86MW)
- kwartalne, na dostawy w I i IV kwartale 2022 r. (140 MW)

W 2021 r. PGNiG aktywnie uczestniczyło we wtórnym obrocie na rynku mocy.

Perspektywy obrotu hurtowego w Polsce

PGNiG posiada zabezpieczone w perspektywie długoterminowej moce regazyfikacyjne i przesyłowe pozwalające na pokrycie zapotrzebowania na import ze strony polskiego rynku hurtowego. Po wygaśnięciu z końcem 2022 r. kontraktu jamalskiego import realizowany będzie w oparciu o zdywersyfikowane portfolio kontraktów zakupowych i we współpracy ze spółkami z GK PGNiG aktywnymi na europejskim rynku hurtowym i LNG oraz rozwijającymi pozycję Grupy jako producenta gazu na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

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 na 2022 r. oddanie do użytkowania przepustowości nowych połączeń transgranicznych (Baltic Pipe, Polska-Litwa, Polska-Słowacja), a w kolejnych latach również dodatkowych przepustowości terminala LNG w Świnoujściu, umożliwi dostarczenie do Polski zwiększonych ilości gazu sieciowego i LNG i bilansowanie rynku w momentach niedoboru lub nadwyżek gazu.

4.2.2.2 Działalność hurtowa za granicą

PGNiG Supply&Trading (PST)

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 hurtową na rynku Europy Środkowo-Wschodniej.

PST w ramach wykonywanej działalności posiada możliwość obrotu paliwami gazowymi w Polsce, Niemczech, Holandii, Belgii, Austrii, Norwegii (Gassled System), Danii, Wielkiej Brytanii, Francji, Czechach, Słowacji, na Ukrainie, Litwie 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 posiada oddział w Londynie. W 2021 r. zrealizowano czternaście dostaw LNG, co przekłada się na dostawę 13,4 TWh LNG do terminalu w Świnoujściu.

Spółka PST została zarejestrowana w norweskim systemie Gassled obsługiwany 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 na Ukrainie. W 2021 r. w celu zwiększenia obecności w rejonie Europy Środkowo-Wschodniej spółka została członkiem węgierskiej giełdy gazu CEEGEX oraz giełdy GET Baltic dla rynku litewskiego PGNiG.

PST 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).

Sprzedaż produktów i działalność w 2021 r.

W 2021 r. w ramach transakcji giełdowych i pozagiełdowych PST sprzedało 91,4 TWh gazu dostarczanego gazociągami (w tym 20,6 TWh gazu od PGNiG UN oraz Grupy LOTOS S.A.), 13,5 TWh LNG oraz 1,9 TWh energii elektrycznej. Największym rynkiem były dostawy do i w Polsce, gdzie sprzedano 44% wolumenu, natomiast udział rynków niemieckiego i holenderskiego w sprzedaży wyniósł odpowiednio 29% i 22%.

Od 2019 r. PST rozpoczęła odbiór gazu od LOTOS Exploration & Production Norge AS, na mocy umowy dotyczącej sprzedaży gazu wydobytego na koncesjach znajdujących się na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NSK). Wolumen odebranego gazu z tego kontraktu wyniósł w 2020 r. - 6,2 TWh, natomiast w 2021 r. - 5,0 TWh. Dodatkowo, PST odbiera na wybrzeżu niemieckim gaz

produkowany przez PGNiG UN. W 2020 r. PST podpisała trzy dodatkowe umowy na odbiór gazu z obszaru Norweskiego/Duńskiego Szelfu Kontynentalnego (NSK/DSK). Dostawy gazu od nowych kontrahentów rozpoczęły się w październiku 2020 r. (Aker BP) oraz w grudniu 2020 (DNO), natomiast dostawy od kontrahenta Ørsted rozpoczyna się w 2023 r.

W pierwszej połowie 2021 r. PST podpisała kontrakt na dostawy gazu na wybrzeżu niemieckim na rok gazowy 2021 oraz kontynuuje negocjacje w sprawie średnioterminowej umowy na dostawy gazu od 2022 r. z TotalEnergies Norge. Ponadto PST wygrała przetarg na sprzedaż gazu produkowanego ze złóż Duva i Nova, który będzie transportowany do Wielkiej Brytanii (sprzedawca: Sval Energie AS).

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. Dodatkowo w drugiej połowie 2021 r. kryzys na rynku gazu związany z historycznie bezprecedensowym wzrostem cen pociągnął za sobą wzrost ryzyka kredytowego, a następnie - ograniczenie płynności na rynku OTC. Powyższe czynniki spowodowały duże wyzwanie płynnościowe dla PST i wszystkich podmiotów na rynku energetycznym. Z uwagi na powyższe czynniki przewiduje się ograniczenie działalności PST w obszarze handlu na własny rachunek w porównaniu z okresem przed wybuchem pandemii i kryzysu cenowego na rynku gazu i energii elektrycznej.

Niezależnie od przejściowych ograniczeń związanych z pandemią i kryzysem dot. cen na rynku energetycznym, 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 od 2022 r. W celu realizacji kontraktów długoterminowych na dostawy FOB, PST zawarło umowy na czarter pięciu gazowców, które będą mogły odbierać oraz transportować zakontraktowany wolumen LNG. Ponadto PST posiada zakontraktowane moce regazyfikacyjne terminalu LNG Montoir we Francji, które obejmują 10 ładunków w 2023 r. oraz 15 ładunków rocznie w latach 2024 - 2029.

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 NSK i DSK do Polski. Ponadto PST rozpoczęła 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 zwiększa swoją aktywność w regionie Europy Środkowo-Wschodniej w celu dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski oraz optymalizacji portfela grupy PGNiG w regionie. 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, na Ukrainie i Łotwie. W 2021 r., w trakcie trwania kryzysu gazowego w Mołdawii, Spółka zrealizowała pierwsze dostawy nierosyjskiego gazu do tego kraju.

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. Od momentu rozpoczęcia działalności w dniu 1 kwietnia 2020 r. Spółka dostarczyła do Kłajpedy 10 ładunków drogą morską, a z terminalu wyjechało 758 autocystern z łącznym ładunkiem ponad 13,7 tys. ton LNG w większości z przeznaczeniem na rynek polski, a także rynki litewski, łotewski i estoński.

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

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 dostawą do punktu wirtualnego w sieci przesyłowej GAZ-SYSTEM;
- zakup gazu na mocy umowy bilateralnej zawartej z PGNiG z dostawą do punktu fizycznego Słubice.

Największy udział w globalnym 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 wysokometanowy w postaci skroplonej LNG. Zakup gazu zaazotowanego realizowany jest na podstawie umowy bilateralnej z PGNiG S.A., natomiast zakup gazu w postaci skroplonej LNG realizowany jest na podstawie umów bilateralnych z PGNiG oraz z PGNiG Supply & Trading GmbH sp. z o.o. Oddział w Polsce.

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 zatwierdzaną przez Prezesa URE taryfą regulującą ceny gazu ziemnego. W 2021 r. PGNiG OD stosowało następujące taryfy w zakresie obrotu paliwami gazowymi:

- Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 10 (dalej: Taryfa nr 10) zatwierdzona decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 17 grudnia 2020 r., która obowiązuje od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2021 r. W stosunku do poprzedniej taryfy tj. Taryfy nr 9 ceny paliwa gazowego dla wszystkich grup taryfowych spadły o 4,5%. Stawki opłat abonamentowych pozostały bez zmian. Ceny za paliwo gazowe i stawki opłat abonamentowych zawarte w Taryfie nr 10 obowiązywały od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 30 kwietnia 2021 r.
- Zmiana Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 10 (dalej: Zmiana Taryfy nr 10) zatwierdzona decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 15 kwietnia 2021 r. W stosunku do Taryfy nr 10 ceny paliwa gazowego dla wszystkich grup taryfowych wzrosły o 5,6%. Stawki opłat abonamentowych pozostały bez zmian. Ceny za paliwo gazowe i stawki opłat abonamentowych zawarte w Zmianie Taryfy nr 10 obowiązywały od dnia 1 maja 2021 r. do dnia 31 lipca 2021 r.
- Zmiana nr 2 Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 10 (dalej: Zmiana nr 2 Taryfy nr 10) zatwierdzona decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 16 lipca 2021 r. W stosunku do Zmiany Taryfy nr 10 ceny paliwa gazowego dla wszystkich grup taryfowych wzrosły o 12,4%. Stawki opłat abonamentowych pozostały bez zmian. Ceny za paliwo gazowe i stawki opłat abonamentowych zawarte w Zmianie nr 2 Taryfy nr 10 obowiązywały od dnia 1 sierpnia 2021 r. do dnia 30 września 2021 r.
- Zmiana nr 3 Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 10 (dalej: Zmiana nr 3 Taryfy nr 10), zatwierdzona decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 16 września 2021 r. W stosunku do Zmiany nr 2 Taryfy nr 10 ceny paliwa gazowego dla wszystkich grup taryfowych wzrosły o 7,4%. Stawki opłat abonamentowych pozostały bez zmian. Ceny za paliwo gazowe i stawki opłat abonamentowych zawarte w Zmianie nr 3 Taryfy nr 10 obowiązywały od dnia 1 października 2021 r. do dnia 31 grudnia 2021 r.

Ponadto, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki decyzją z dnia 17 grudnia 2021 r. zatwierdził Taryfę PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 11, która obowiązuje od dnia 1 stycznia 2022 r. do dnia 31 grudnia 2022 r. na podstawie Ustawy z dnia 7 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne, która wprowadziła możliwość skorzystania przez sprzedawców paliwa gazowego do odbiorców w gospodarstwach domowych z mechanizmu ujęcia w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE tylko części kosztów zakupu paliwa gazowego, umożliwiając jednocześnie odzyskanie faktycznych kosztów w ciągu kolejnych trzech lat od zakończenia obowiązywania taryfy zatwierdzonej na podstawie tych przepisów.

Na koniec 2021 r. PGNiG OD obsługiwało łącznie ok. 7,144 mln odbiorców gazu ziemnego z grup taryfowych 1-4 (zarówno gazu ziemnego wysokometanowego, jak i gazu ziemnego zaazotowanego) oraz ponad 31 tys. PPG w grupach taryfowych 5-7. 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. Efektem 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.

Sprzedaż pozostałych węglowodorów

- Sprzedaż CNG na obecnych stacjach tankowania CNG – sprzedaż prowadzona jest do podmiotów posiadających floty samochodów zasilanych CNG. Przebiega na podstawie umów tankowania bezgotówkowego, a także odrębnych umów bilateralnych.
- 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 – sprzedaż LNG na cele żeglugowe wraz z usługą bunkrowania w technologii truck-to-ship, realizowana w polskich portach.

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

Ważnym czynnikiem determinującym zasady polityki sprzedażowej spółki dot. sprzedaży gazu dla Klientów indywidualnych jest obowiązek zatwierdzania taryf przez Prezesa URE. Zniesienie tego obowiązku zgodnie z obecnie obowiązującymi regulacjami prawnymi jest planowane na styczeń 2024 r.

Spółka wychodząc naprzeciw oczekiwaniom Klientów oraz podnosząc swoją konkurencyjność na rynku sukcesywnie poszerza swoją ofertę dla bazy ponad 7 mln Klientów poprzez sprzedaż produktów dodatkowych.

W latach poprzednich wprowadzono do oferty następujące usługi:

- assistance „Pomocna Ekipa”, który gwarantuje pomoc fachowców 24h/7dni w tygodniu;
- 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;
- program „Pełnym Oddechem” realizowany we współpracy z BOŚ Bank – usługa finansowa;
- produkt „Fotowoltaika dla domu”.

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.

Istotnym elementem rozszerzenia oferty handlowej spółki jest intensyfikacja sprzedaży produktów dodatkowych takich jak Fotowoltaika dla Firm (umowy obejmujące projekt oraz instalację PV) oraz Audyty energetyczne, Audyty efektywności energetycznej i usługi doradztwa energetycznego.

Sprzedaż awaryjna / rezerwowa / z urzędu paliwa gazowego

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 2021 r. w związku z zaprzestaniem dostarczania paliw gazowych przez spółki energetyczne ONICO S.A., Beskidzka Energetyka Sp. z o.o., ONE S.A., Polski Prąd i Gaz Sp. z o.o., Konerg S.A. PGNiG OD zapewniło Klientom tych spółek nieprzerwane dostawy paliwa gazowego w ramach działania sprzedawcy awaryjnego lub z urzędu. Przejęci odbiorcy byli rozliczani według obowiązującej taryfy gazowej lub 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 2021 r. obsługiwano ponad 102,5 tys. punktów poboru energii.

W dalszym ciągu zainteresowaniem cieszyła się oferta na odkup energii z OZE (z instalacji o mocy do 500 kW), z której skorzystało 60 klientów.

Dodatkowo w III kwartale 2021 r. została wprowadzona oferta dla Klientów biznesowych polegająca na możliwości zakupu energii elektrycznej z Gwarancjami Pochodzenia.

Postępujący wzrost cen energii elektrycznej na rynkach hurtowych (TGE) może w negatywnym stopniu wpłynąć na atrakcyjność oferty PGNiG OD w szczególności dla konsumentów. Nie bez znaczenia jest fakt, że w dalszym ciągu cena dla tego segmentu rynku pozostaje regulowana i trudno osiągnąć konkurencyjny poziom względem sprzedawców z dużych grup energetycznych.

Wraz z rozwojem sprzedaży oferty fotowoltaicznej, przewidywane jest wdrożenie oferty dla Prosumentów.

Otoczenie konkurencyjne

Konkurentami na rynku 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 2021 r. na rynku gazu to: Fortum, Tauron, Xpox, Cryogas M&T Poland, Enea (wg wolumenu rocznego utraconych Klientów na rzecz firmy konkurencyjnej w ramach segmentu B2B).

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 intensywne 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

Dynamika zmian cen na rynku gazu i wynikające z tego zagrożenia dla osiągania celów spółki oraz poszukiwanie skutecznych metod stabilizacji osiąganych wyników pozostają kluczowym zagadnieniem dla określania krótko- i średnioterminowych priorytetów działania.

Podstawowym produktem decydującym o wyniku spółki jest gaz ziemny sieciowy, którego rynek na przełomie lat 2021-2022 doświadcza nadzwyczajnych wzrostów cen, wynikających z szeregu czynników geopolitycznych i makroekonomicznych. Natura tych zjawisk i skala ich oddziaływania pozostają poza możliwościami samodzielnej mitygacji w ramach spółki. Zaplanowane i wdrażane działania zaradcze obejmują szereg zmian w domenie regulacyjnej (w wymiarze globalnym, krajowym i branżowym) nakładających na spółkę nowe wymagania sprawozdawczo-rozliczeniowe i operacyjne. W szczególności są i będą one skoncentrowane na zapewnieniu ochrony kluczowych grup odbiorców spółki przed negatywnymi skutkami wzrostów cen oraz ochrony antyinflacyjnej – w dłuższym horyzoncie pozwoli to na utrzymanie stabilnej bazy odbiorców i dalszego skutecznego konkurowania spółki na rynku detalicznym.

Powyższe negatywne zjawiska stanowiły dodatkowe determinanty dla działalności operacyjnej. Spółka musiała dostosowywać się do wyzwań związanych z drastycznym wzrostem cen hurtowych na rynkach podstawowych, zmianami regulacyjnymi oraz wprowadzanymi preferencjami dla technologii alternatywnych względem paliw kopalnych. Podstawowe wyzwania i ryzyka dla PGNiG OD można podsumować następująco:

- Drastyczny wzrost/zmienność cen gazu ziemnego – zarówno w wymiarze bezpośredniego wpływu na wyniki finansowe, jak również w ujęciu wolumenowym (decyzje zakupowe i inwestycyjne Klienta, na które negatywnie wpływają wzrosty cen oznaczające mniejszą konkurencyjność względem innych nośników energii) oraz w wymiarze wizerunkowym i komunikacyjnym (m.in. zagrożenie dla efektów działań promujących paliwo gazowe i skuteczności mechanizmów wsparcia dla inicjatyw poprawiających jakość powietrza).
- Postępująca transformacja energetyczna będąca wynikiem zarówno polityki klimatycznej na poziomie Unii Europejskiej jak i oczekiwań rynku oraz wynikające z niej wyzwania konkurencyjne, technologiczne i inwestycyjne.
- Ryzyko zastępowania paliwa gazowego przez Klientów z grup taryfowych 1-4 rozwiązaniami alternatywnymi w obszarze c.o. i c.w.u.
- Ryzyko substytucji rozwiązań opartych o gaz ziemny, rozwiązaniami zeroemisyjnymi w sektorze przedsiębiorstw.
- Potencjalne wejście na polski rynek gazu silnych międzynarodowych konkurentów, co może być szczególnym wyzwaniem dla spółki po uwolnieniu cen gazu dla gospodarstw domowych od roku 2024 r.

Równocześnie zmiany w otoczeniu spółki generują szereg szans, które spółka wykorzystuje lub zamierza wykorzystywać. Należą do nich w głównej mierze:

- Przypisanie gazowi ziemnemu roli paliwa przejściowego na najbliższe dekady w związku z założeniami i celami polityki neutralności klimatycznej do 2050 r., uwzględnienie gazu ziemnego w taksonomii UE.
- Wykorzystanie inwestycji przemysłowych i elektroenergetycznych w Polsce do zwiększenia sprzedaży paliwa gazowego.
- Coraz szersze wykorzystanie potencjału sprzedażowego do aktualnej bazy Klientów B2C poprzez m.in. wprowadzanie kolejnych produktów dodatkowych.
- Digitalizacja i wykorzystanie potencjału już istniejących kanałów sprzedaży i obsługi Klienta – rozwój w kierunku wielokanałowej obsługi, bazującej na ogólnopolskiej sieci Biur Obsługi Klienta przy coraz większej roli elektronicznych kanałów obsługi Klienta, w tym aplikacji mobilnej.

- Rosnące zapotrzebowanie Klientów B2B na rozwój zaawansowanych produktów w zakresie gazu (w tym LNG) i energii elektrycznej oraz usług i produktów około-energetycznych, w tym usług doradczych i innych rozwiązań pozwalających na optymalizację kosztów.
- Rozwój oferty w obszarze rozwiązań hybrydowych, nowych modeli zaspokajania potrzeb energetycznych także w zakresie rozwiązań OZE - w odpowiedzi na zmieniające się oczekiwania Klientów oraz możliwości dofinansowania inwestycji.
- Rozwój zapotrzebowania na paliwa dla niskoemisyjnego transportu lądowego i morskiego.
- Działania samorządów mające na celu ograniczanie niskiej emisji oraz rosnąca świadomość potencjalnych Klientów w tym zakresie, przyszłe oraz już dostępne na rynku programy i mechanizmy dofinansowania walki ze smogiem.

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 Swarzędz, PMG Brzeźnica, KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

Rysunek 6 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. Rozliczenia w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego prowadzone były w oparciu o następujące taryfy:

- zmianę Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2020, obowiązującą w okresie od godz. 6:00 dnia 1 stycznia 2021 r. do godz. 6:00 dnia 16 czerwca 2021 r.;
- Taryfę w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2021, obowiązującą w okresie od godz. 6:00 dnia 16 czerwca 2021 r. do godz. 6:00 dnia 1 września 2021 r.;
- zmianę Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2021, obowiązującą w okresie od godz. 6:00 dnia 1 września 2021 r. do godz. 6:00 dnia 15 października 2021 r.;
- Zmianę nr 2 Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2021, obowiązującą w okresie od godz. 6:00 dnia 15 października 2021 r. do godz. 6:00 dnia 1 stycznia 2022 r.

KPMG Mogilno i Kosakowo są magazynami utworzonymi w kavernach solnych o szczytowym charakterze pracy, mogą być wykorzystywane m.in. do niwelowania krótkookresowych zmian zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny. PMG Wierzchowie, Husów, Strachocina, Swarzędz 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 zleceniodawców 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 Swarzędz i PMG Brzeźnica),
- Instalacja Magazynowa PMG Wierzchowie.

Na dzień 31 grudnia 2021 r., w ramach długoterminowych USUM, GSP rozdysponowała zdolności magazynowe w ilości 172,2 tys. pakietów, w tym 70,3 tys. pakietów w usługach magazynowania na warunkach ciągłych oraz 101,9 tys. pakietów na warunkach przerywanych. Natomiast w ramach krótkoterminowych usług magazynowania na warunkach przerywanych na dzień 31 grudnia 2021 r., GSP rozdysponowała zdolności magazynowe w ilości 474 pakietów elastycznych.

Udostępnione pojemności magazynowe

Na dzień 31 grudnia 2021 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 18 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 2020/2021, podpisane z 6 przedsiębiorstwami energetycznymi oraz realizuje na rok gazowy 2021/2022, zawarte z 9 przedsiębiorstwami energetycznymi. Łączny wolumen zapasów gazu utrzymywanych przez PGNiG na rzecz innych podmiotów to ponad 310 GWh gazu ziemnego w roku gazowym 2020/2021 i ponad 315 GWh gazu ziemnego w roku gazowym 2021/2022.

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

Kluczowe projekty i wydatki inwestycyjne w obszarze magazynowania

W 2021 r. w KPMG Kosakowo kontynuowano budowę klastra B w celu uzyskania dodatkowej pojemności czynnej. W 2021 r. kontynuowano proces budowy komór K-7, K-10. Przeprowadzono procesy zatłaczania gazu komór. Ostatnie komory zostały ukończone i oddane do eksploatacji 13 września 2021 r. Projekt został zakończony w grudniu 2021 r.

Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość w obszarze magazynowania

Zgodnie z założonym harmonogramem dla projektu „KPMG Kosakowo Budowa 5 komór klastra B” w 2021 r. zakończono proces budowy komór K-7 i K-10 w KPMG Kosakowo w celu uzyskania kolejnych pojemności magazynowych. Po zakończeniu budowy ww. komór klastra B, w KPMG Kosakowo jest eksploatowanych 10 komór magazynowych o pojemność czynnej 299,7 mln m³.

Ponadto GSP planuje rozszerzyć działalność w obszarze magazynowania, w szczególności energii (w postaci wodoru), wodoru, biometanu, sprężonego powietrza 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.

Zgodnie z wstępną decyzją kierunkową PGNiG SA GSP będzie w 2022 r. kontynuowało prace przy projektach związanych z magazynowaniem wodoru, biometanu, sprężonego powietrza i LPG. Na 2022 r. zaplanowane są prace w obszarze administracyjno-prawnym i środowiskowym oraz przygotowanie do wykonania odpowiednich badań geologicznych w wybranej lokalizacji. W 2022 r. będzie kontynuowana nowa usługa w ramach działalności nieregulowanej związana z obsługą instalacji osuszania gazu w Mikanowie.

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 Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. (PSG), która jako operator systemu dystrybucyjnego prowadzi działalność gospodarczą na terenie wszystkich województw. Spółka ma dominujący udział w rynku, należy do niej większość sieci dystrybucyjnej oraz przyłączy zlokalizowanych w Polsce.

DYSTRYBUCJA



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



1 697 LICZBA ZGAZYFIKOWANYCH GMIN



4.3.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne

Tabela 29 Wolumen dystrybucji gazów

mln m ³ w jednostkach naturalnych	2021	2020	2019	2018	2017
Razem wolumen dystrybucji gazów, w tym:	13 138	11 570	11 531	11 747	11 645
gaz wysokometanowy (E)	11 488	10 194	9 976	9 918	9 797
gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	1 150	1 061	1 048	971	989

Tabela 30 Długość sieci dystrybucyjnych

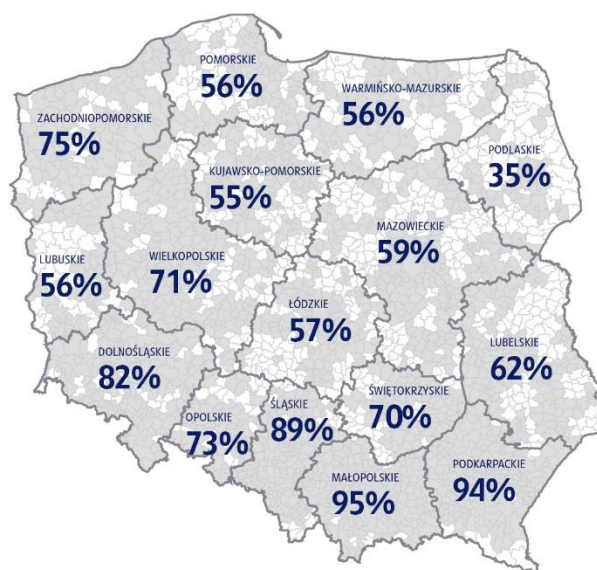
tys. km	2021	2020	2019	2018	2017
Długość sieci dystrybucyjnych	201	195,18	191	186	183

W całym 2021 r. zgazyfikowano 32 nowych gmin, a stopień pokrycia geograficznego pod kątem liczby zgazyfikowanych gmin na koniec roku wyniósł 68,51% (1 697 z 2 477).

4.3.2 Działalność w 2021 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 oraz obowiązującym dla PSG Programie zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu dystrybucyjnego (Programie zgodności). Świadczenie przez PSG usług dystrybucji odbywa się na podstawie stosownych umów dystrybucyjnych. Na koniec 2021 r. PSG dostarczała paliwo gazowe do 7,4 mln odbiorców. W 2021 r. PSG zawarła łącznie 6 umów dystrybucyjnych oraz 2 Międzyoperatorские Umowy Dystrybucyjne. W tym samym okresie miało miejsce ok. 19 tys. zmian sprzedawcy.

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



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PSG.

PSG realizuje działania, które w 2021 r. zaowocowały zawarciem ponad 119,3 tys. umów przyłączeniowych, których efektem będzie budowa kolejnych 135,9 tys. przyłączy do sieci gazowej. W 2021 r. PSG planowała budowę ponad 67,9 tys. sztuk nowych przyłączy. Do końca 2021 r. wydano prawie 260,0 tys. warunków przyłączeniowych (o 17% więcej niż w roku poprzednim) i wybudowano 119,2 tys. sztuk przyłączy o łącznej długości 1 133,7 km.

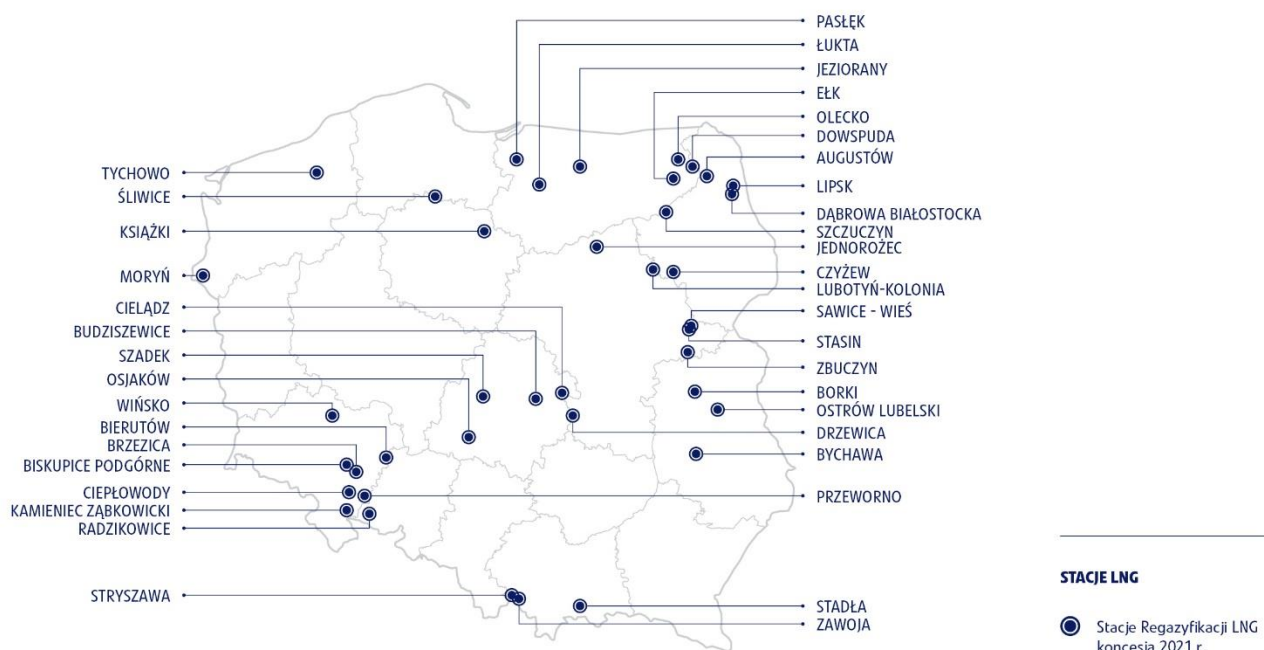
W 2021 r. PSG odebrała 31 stacji regazyfikacji LNG, a dodatkowo odkupiła od PGNiG S.A. 2 stacje regazyfikacji LNG w Elku i Olecku, które z dniem 01.12.2021 r. przeszły na własność PSG.

W 2021 r. PSG uzyskała 33 koncesje na skraplanie i regazyfikację LNG. Jednocześnie, w związku z nowelizacją ustawy Prawo Energetyczne z dnia 20 maja 2021 r. udostępniono 6 stacji regazyfikacji LNG o zdolności regazyfikacyjnej do 200 m³/h, które zgodnie

z nowelizacją Prawa Energetycznego nie wymagają koncesji. Tym samym liczba koncesjonowanych i udostępnionych instalacji regazyfikacji LNG na koniec roku wzrosła do 91.

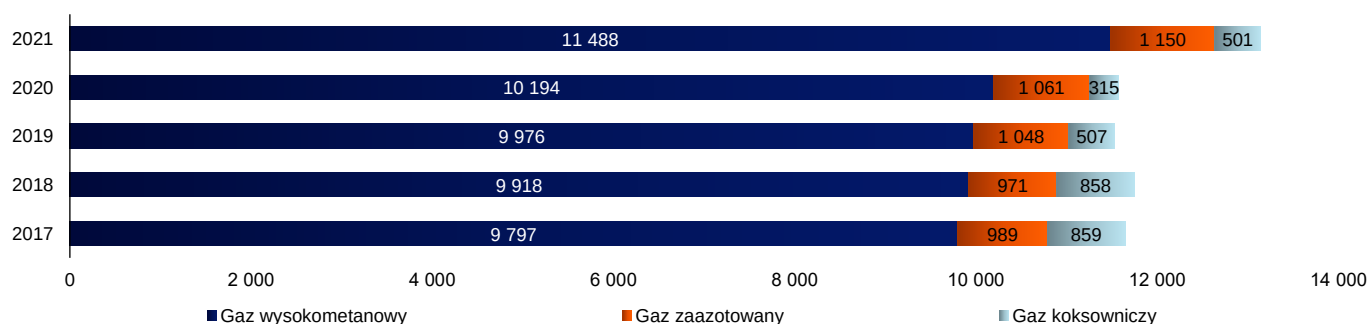
Wolumen dystrybucji gazu z wykorzystaniem stacji regazyfikacji LNG (w tym stacji wspomagających system dystrybucyjny), w 2021 r. wyniósł 226,3 GWh (wzrost o około 43,5% r/r), a liczba PZD (pojedyncze zlecenie dystrybucji) na koniec grudnia 2021 r. wynosiła 22 490, co oznacza wzrost o około 3% r/r.

Rysunek 8 Stacje regazyfikacji LNG w Polsce z koncesją wydaną w 2021 r.

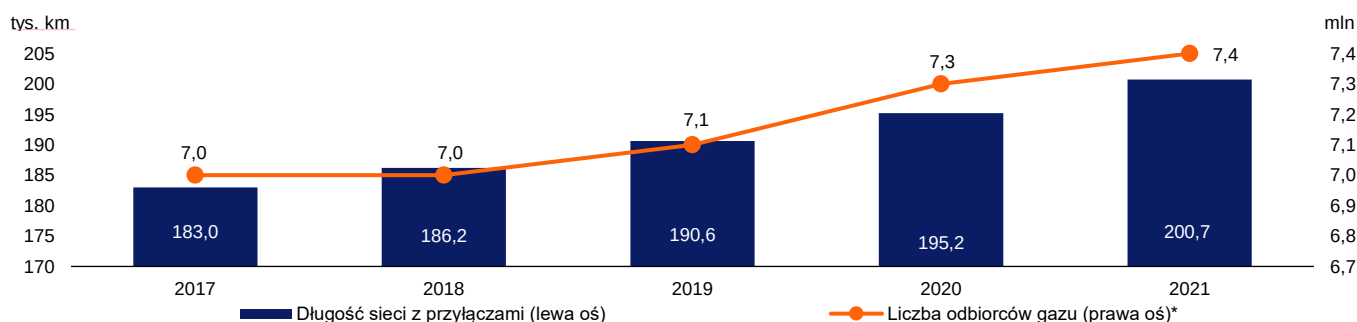


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PSG.

Wykres 11 Ilość gazu przesyłanego systemem dystrybucyjnym w latach 2017-2021 w mln m³



Wykres 12 Długość sieci własnych z przyłączami oraz liczba odbiorców



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

Istotnym zdarzeniem mającym wpływ na realizację obowiązków operatorskich było zawarcie przez PSG umów kompleksowych zawierających postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej ze sprzedawcą z urzędu oraz sprzedawcami rezerwowymi, w imieniu i na rzecz odbiorców końcowych dla 3 931 punktów wyjścia, w związku z zaprzestaniem dostarczania paliw gazowych przez sprzedawców paliw gazowych do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

Działalność PSG jest regulowana, poprzez koncesjonowanie działalności związanej z dystrybucją paliw gazowych oraz usługą regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, jak również poprzez zatwierdzanie przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryf dla usług dystrybucji. W 2021 r. obowiązywały poniższe taryfy:

- Taryfa Nr 8, w okresie 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;
- Taryfa Nr 9, od 1 lutego do 31 grudnia 2021 r., skutkująca wzrostem średniej stawki za usługę dystrybucji o 3,6% w stosunku do wcześniej obowiązującej.

Jednym z kluczowych elementów reżimu prawnoregulacyjnego, w którym funkcjonuje OSD (Operat Systemu Dystrybucji), jest Program zgodności. Program zgodności jest dokumentem, który określa przedsięwzięcia, jakie powinien podjąć OSD, w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników i potencjalnych użytkowników systemu dystrybucyjnego. Obowiązek posiadania tego dokumentu przez OSD wynika wprost z art. 9d ust. 4 ustawy Prawo energetyczne. Należy wskazać, że w 2021 r. miała miejsce istotna zmiana obowiązującego dla PSG Programu zgodności zatwierdzona decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki będąca efektem nowych „Wytycznych do treści Programów zgodności” opublikowanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w lutym 2019 r. W efekcie przedmiotowej aktualizacji Programu zgodności zostały wzmocnione reguły unbundlingu w poszczególnych obszarach funkcjonowania PSG, m.in.: w zakresie zarządzania infrastrukturą teleinformatyczną, obsługą klienta, komunikacją, sponsoringiem a także w zakresie badań i rozwoju, outsourcingiem i centralizacją usług oraz zakupów.

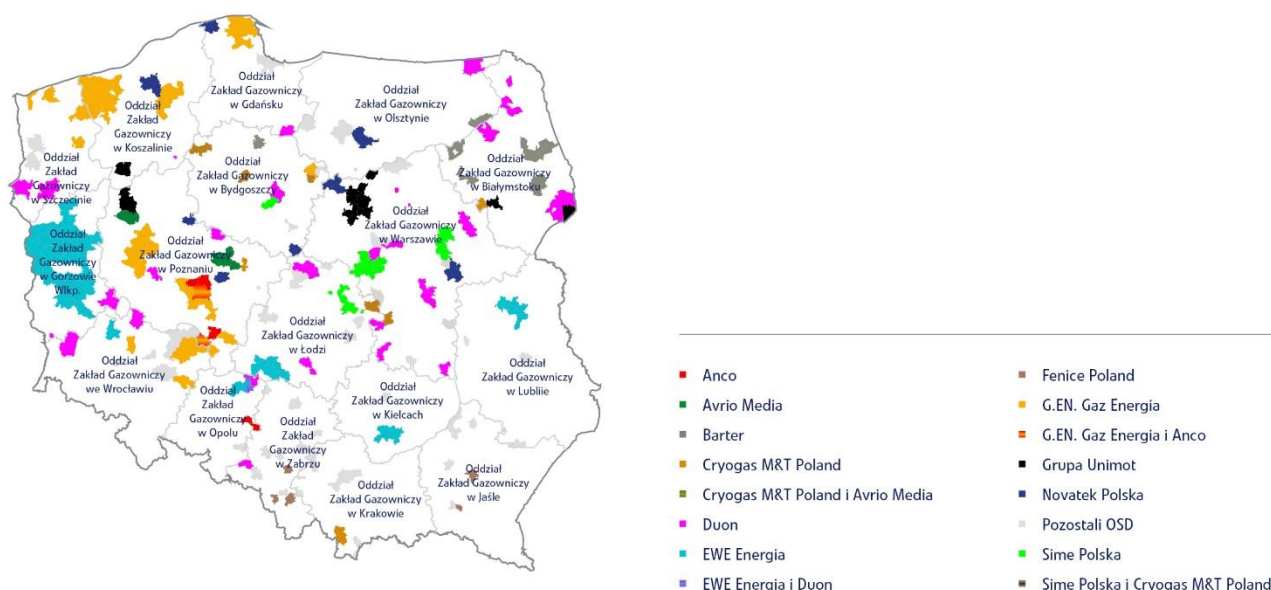
Otoczenie konkurencyjne

Na polskim rynku dystrybucji gazu funkcjonuje 49 konkurencyjnych OSD, z czego:

- 17 podmiotów to podmioty, których podstawową działalnością jest pełnienie funkcji OSD;
- 32 podmioty nie pełnią funkcji OSD w ramach swojej podstawowej działalności.

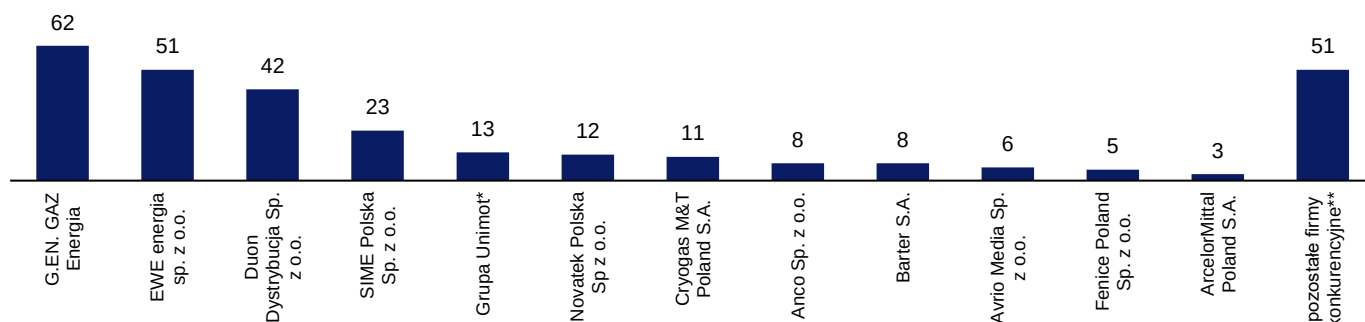
Łącznie na terenie 295 gmin prowadzą działalność konkurencyjne OSD oraz podmioty związane z regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego (bez koncesji na dystrybucję gazu ziemnego), natomiast w obszarach 154 gmin funkcjonują zarówno PSG, jak i konkurencyjni OSD.

Rysunek 9 Obszar działania firm konkurencyjnych w Polsce



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PSG.

Wykres 13 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. 42% gmin, w których funkcjonuje konkurencja bezpośrednia PSG. Należą do nich m.in. Duon Dystrybucja, G.EN. GAZ Energia, Novatek Green Energy i UNIMOT System. Pozostali konkurenci charakteryzują się lokalnym obszarem działania lub mniejszą dynamiką ekspansji.

Kluczowe projekty i inwestycje

Łączne poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucji w 2021 r. wyniosły ok. 3,24 mld zł. PSG przeznaczyła ok. 2,18 mld zł na rozbudowę sieci i przyłączanie nowych odbiorców. Spółka przeznaczyła również ok. 0,84 mld zł na przebudowę i modernizację sieci gazowej, z czego nieco ponad 0,30 mld zł na wymianę i legalizację gazomierzy oraz elementów układów pomiarowych.

W 2021 r. w PSG realizowane były projekty wspierające realizację Strategii PSG na lata 2016-2022 w obszarze dystrybucji i infrastruktury, mające na celu wdrożenie rozwiązań technologiczno-organizacyjnych w obszarze obsługi klienta, w obszarze odczytów, zarządzania majątkiem sieciowym, rozliczania usług dystrybucyjnych i bezpieczeństwa.

PSG jako dystrybutor gazu podejmuje szereg działań wspierających walkę ze smogiem i zanieczyszczeniem powietrza. W 2021 r. kontynuowano realizację szeregu inicjatyw proekologicznych we współpracy z samorządami. Należą do nich m.in.:

- projekt „Nieczynne przyłącza”, którego celem było zaktywizowanie klientów posiadających nieczynne przyłącze gazowe, zwłaszcza na terenach o dużym stopniu niskich emisji. Projekt realizowany był w latach 2019-2021 i został zamknięty w listopadzie 2021 r.;
- 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 2021 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 2021 r. PSG kontynuowała zawartą 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 Izłą Gospodarczą Gazownictwa oraz właściwymi ministerstwami.

W 2021 r. kontynuowane były działania związane z rozwojem obszaru B+R+I, prowadzące do wzrostu innowacyjności PSG.

PSG bierze aktywny udział w programach oraz przedsięwzięciach innowacyjnych. Do najważniejszych z nich w dziedzinie badań i rozwoju realizowanych w 2021 r. zaliczyć należy m.in.:

- działania na rzecz opracowania wymogów dla zatłaczania do sieci PSG palnych gazów domieszkowych, w tym wodoru;
- realizację opisanego powyżej projektu z dofinansowaniem UE pn. „Innowacyjny system automatycznej identyfikacji i lokalizacji defektów infrastruktury gazowej wykorzystujący zjawisko emisji akustycznej (SIldig AE);
- pilotażowe wdrożenie i badanie alternatywnego systemu telemetrycznych odczytów danych z układów pomiarowych;
- przeprowadzenie pilotażowego wdrożenia innowacyjnego systemu do detekcji nieszczelności sieci gazowej.

Kontynuowano działania w celu pozyskania innowacyjnych rozwiązań wspierających działalność podstawową PSG oraz wzrost zaangażowania pracowników w oparciu o wdrożone uprzednio rozwiązania proceduralne takie jak np. „System Innowacyjności PSG” czy w formule doktoratów wdrożeniowych takich jak uruchomiony w mijającym roku o tematyce dotyczącej jakości biometanu.

Badanie i Rozwój

PSG obserwuje nowe technologie ważne dla sektora energetycznego oraz wprowadzane przez Rząd zachęty wspierające rozwój energetyki niskoemisyjnej, opartej na ekologicznych źródłach wytwarzania oraz infrastrukturze o wysokiej efektywności. Bierze udział w pracach zespołów roboczych krajowych i międzynarodowych organizacji koncentrując się na nurtach tematycznych dotyczących Infrastruktury Gazowej, Zrównoważonego Rozwoju i Wykorzystania Gazu Ziarnego. Planuje koncentrować wysiłki B+R+I na przedsięwzięciach dotyczących zagadnień poszerzenia funkcjonalności sieci gazowej i przygotowania do dystrybucji gazów „zdekarbonizowanych”, podnoszenia efektywności dystrybucji paliw gazowych czy bezpieczeństwa eksploatacji infrastruktury gazowej i ciągłości dostaw paliw gazowych. PSG jest stroną porozumień o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu oraz na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej, w których B+R+I zaliczane są do celów oraz działań o znaczeniu strategicznym w horyzoncie do 2030 r.

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.

W minionym roku PSG aktywnie uczestniczyła w inicjatywach koordynowanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska dotyczących rynków gazów odnawialnych i ziemnego oraz wodoru, a w 2022 r. będzie prowadzić działania wynikające z zawartego:

- w dniu 23.11.2021 r. Porozumienia o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu;
- w dniu 14.10.2021 r. Porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej.

Doceniając szansę na wniesienie wkładu w realizację celów strategicznych nakreślonych w ww. Porozumieniach PSG aktywnie zaangażuje się w prowadzone działania przewidziane dla przedstawicieli przedsiębiorców/podmiotów.

PSG w dalszym ciągu będzie wydawać Warunki przyłączenia lub Oświadczenia o możliwości przyłączenia instalacji do wytwarzania biometanu zgodnie z opracowanymi standardami. Wprowadzenie w II połowie 2022 r. zaplanowanych przez Rząd rozwiązań prawnych regulujących rynek biogazu i biometanu oraz uwarunkowania powstające w otoczeniu PSG dotyczące aspektów biznesowych, technicznych oraz społecznych, wynikających z realizacji polityki energetycznej Polski znajdować będą odzwierciedlenie w aktualizacjach rozwiązań procesowych oraz związanych z nimi dokumentów. Opracowywane rozwiązania będą komunikowane na bieżąco do wszystkich pracowników jednostek organizacyjnych PSG biorących udział w procesie przyłączenia biometanowi do dystrybucyjnej sieci gazowej PSG.

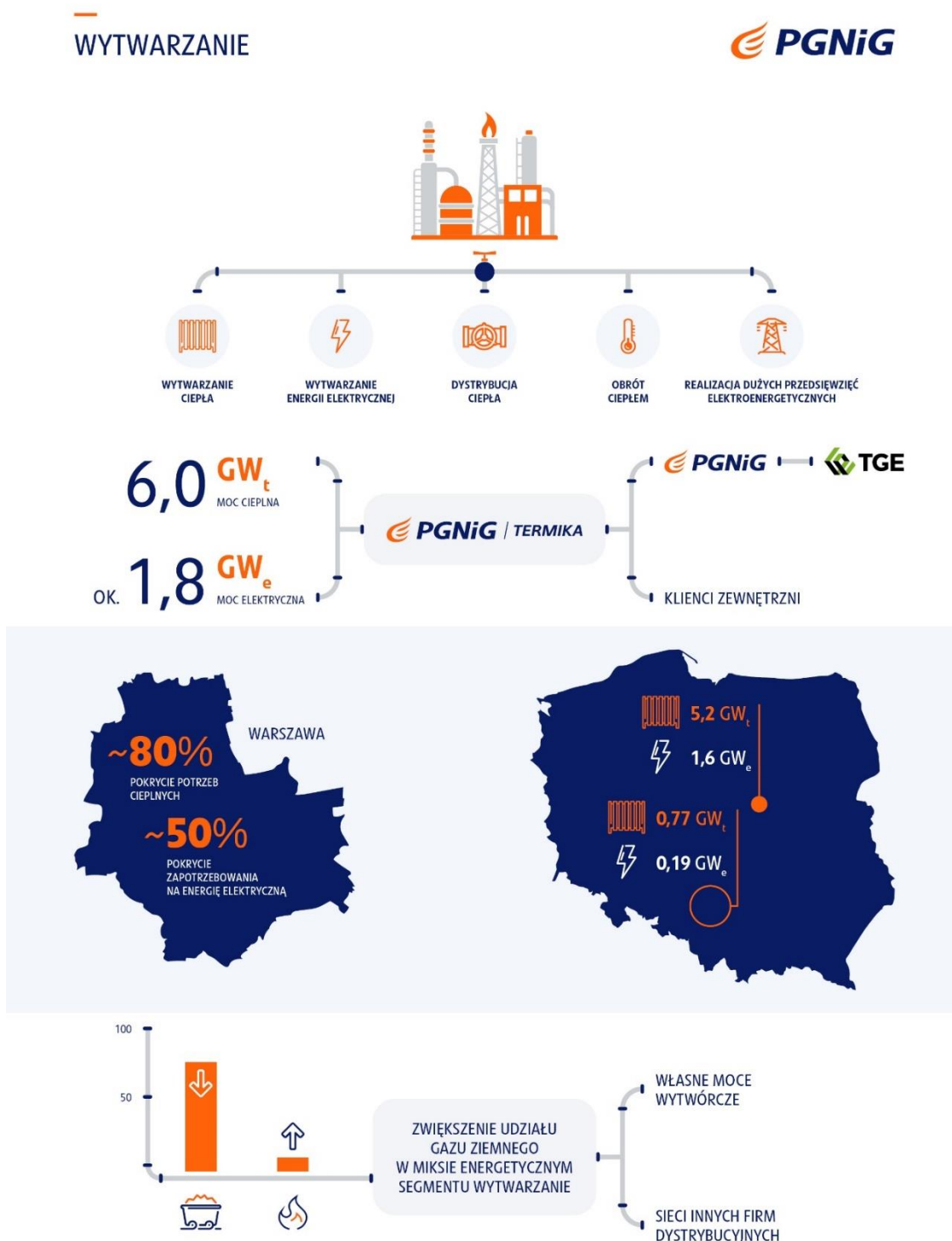
Mając na uwadze długofalową politykę Unii Europejskiej, tzw. Europejski Zielony Ład, zakładającą osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. oraz priorytet w wytwarzaniu energii z Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) PSG prowadzić będzie w formule projektowej dalsze analizy zagadnień dotyczących poszerzenia funkcjonalności infrastruktury gazowej o zdolność do transportu gazu ziemnego z domieszką innych gazów, przede wszystkim gazów ze źródeł OZE tj. biometanu, wodoru oraz syntetycznego gazu ziemnego, zarówno pod kątem technologicznym, jak i regulacyjnym. Aby uzyskać zdolność organizacyjną i techniczną do efektywnej ekonomicznie dystrybucji tych gazów trzeba przeanalizować szereg zagadnień o charakterze strategicznym, polityki energetycznej, ekonomicznym, społecznym, środowiskowym, technicznym oraz prawnym – organizacyjnym i biznesowym. Kontynuowana będzie także współpraca i wymiana doświadczeń z podmiotami zagranicznymi i krajowymi realizującymi działania w zakresie Power to Gas i przygotowaniem/eksploatacją sieci gazowych do transportu gazu ziemnego z domieszką wodoru lub realizacją transportu 100% wodoru. W obszarze B+R analizy koncentrować się będą na możliwych do uruchomienia przedsięwzięciach dotyczących zagadnień poszerzenia funkcjonalności sieci gazowej i przygotowania do dystrybucji gazów „zdekarbonizowanych”, podnoszenia efektywności dystrybucji paliw gazowych czy bezpieczeństwa eksploatacji infrastruktury gazowej i ciągłości dostaw paliw gazowych.

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.

Aktualnie w końcowej fazie realizacji są wszystkie zadania inwestycyjne na rzecz rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych przewidziane w ramach „Programu budowy stacji gazu ziemnego oraz przedsięwzięć w sprawie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci niezbędnych do przyłączenia tych stacji w latach 2019-2022”. W trakcie realizacji są 23 stacje tankowania CNG, w tym 2 stacje LCNG. Do końca 2021 r. dokonano 20 odbiorów technicznych stacji CNG, w tym 2 stacji LCNG. Obecnie inwestycje te zgłaszane są przez wykonawców do Nadzoru Budowlanego w celu pozyskania decyzji administracyjnej o użytkowaniu. Opracowano szczegółowe zasady Odbiorów Końcowych inwestycji wraz z testami funkcjonalnymi parametrów technicznych stacji.

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).



4.4.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne

Tabela 31 Wolumeny sprzedaży regulowanej ciepła z produkcji poza GK PGNiG w segmencie Wytwarzanie

TJ	2021	2020	2019	2018	2017
Razem wolumen sprzedaży ciepła z produkcji	41 174	38 940	39 263	40 659	42 611
w PGNiG TERMIKA*	38 395	36 495	36 880	38 290	40 037
w PGNiG TERMIKA EP	2 779	2 445	2 383	2 369	2 574

Tabela 32 Wolumeny sprzedaży energii elektrycznej z produkcji łącznie w segmencie Wytwarzanie

GWh	2021	2020	2019	2018	2017
Razem wolumen sprzedaży energii elektrycznej z produkcji	3 480	3 638	3 948	3 974	3 882
w PGNiG TERMIKA*	2 992	3 202	3 493	3 535	3 593
w PGNiG TERMIKA EP	488	436	455	439	289

* Dane bez uwzględnienia sprzedaży ciepła i energii elektrycznej z rozruchu nowych jednostek wytwórczych w EC Żerań (Kotłowni gazowej i Bloku Gazowo-Parowego) – okres poprzedzający uzyskanie właściwych koncesji.

Tabela 33 Moce osiągalne wg koncesji, zakładu produkcyjnego i oddziału

Jednostka wytwórcza	Ciepło [MW]	Energia Elektryczna [MW]	Energia Chłodnicza [MW]	Zdolności wytwórcze w sprężonym powietrzu [tys.m3/h]
PGNiG TERMIKA	5 177	1 567	-	-
EC Siekierki	2 068	650	-	-
EC Żerań*	2 131	908	-	-
EC Pruszków	164	9	-	-
C Kawęczyn	465	-	-	-
C Wola	349	-	-	-
PGNiG TERMIKA EP	773	185	17	240
Oddział Zofiówka	279	113	-	117
Oddział Zofiówka lokalizacja Borynia	4	2	-	-
Oddział Moszczenica	121	39	-	-
Oddział Pniówek	72	14	17	123
Oddział Suszec lokalizacja Suszec	38	11	-	-
Oddział Suszec lokalizacja Częstochowa	3	3	-	-
Oddział Wodzisław	55	2	-	-
Oddział Wodzisław lokalizacja Niewiadom	3	2	-	-
Oddział Racibórz lokalizacja Racibórz	87	-	-	-
Oddział Racibórz lokalizacja Kuźnia Raciborska	4	-	-	-
Oddział Żory	88	-	-	-
Oddział Żory lokalizacja Czerwionka-Leszczyń	15	-	-	-
Biurowo Dystrybucji	4	-	-	-

* W EC Żerań likwidacja 4 kotłów wodnych węglowych WP120 (9, 10, 11, 12) w związku z dostosowaniem zakładu do nowych wymagań emisyjnych, do koncesji wprowadzono trzy kotły gazowe wodne o mocy 130 MW każdy oraz blok gazowo-parowy - obowiązuje koncesja zatwierdzona decyzją z 09.12.2021 r.).

4.4.2 Działalność w 2021 r.

PGNiG TERMIKA S.A. 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 zaspokaja większość – rzędu 80% 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 ciepłej 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 S.A. jest wytwarzanie, dystrybucja i obrót ciepłem, a także dystrybucja energii elektrycznej, sprężonego powietrza oraz chłodu. PGNiG TERMIKA EP jest centrum kompetencyjnym GK PGNiG TERMIKA w zakresie energetyki przemysłowej oraz eksploatacji metanu z odmetanowania kopalń węgla kamiennego. Struktura spółki PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa obejmuje instalacje wytwórcze o łącznej mocy osiągalnej ok. 773 MWt i 185 MWe oraz ok. 318 km sieci ciepłowniczych. Spółka prowadzi działalność na terenie gmin: Jastrzębie-Zdrój, Czerwionka-Leszczyń, Knurów, Racibórz, Kuźnia Raciborska, Pawłowice, Rybnik, Wodzisław-Śląski, Żory oraz Częstochowa i sprzedaje swoje produkty głównie na potrzeby spółdzielni mieszkaniowych, wspólnot, ZGM oraz kopalń.

W 2021 r. do najważniejszych inwestycji należały: realizacja kontraktu na budowę bloku gazowo-parowego oraz kotłowni szczytowej w EC Żerań (oddane do eksploatacji w grudniu 2021 r.), program inwestycyjny dotyczący modernizacji EC Pruszków (faza realizacji) oraz program modernizacji Ciepłowni Kawęczyn (etap rozstrzygnięć postępowań przetargowych). Kontynuowane są prace przy projekcie budowy jednostki wielopaliwowej w EC Siekierki. W 2021 r. zrewidowano projekt pod kątem miksu paliwowego i zdecydowano o całkowitym odejściu od spalania węgla. W lutym 2021 r. zostało wszczęte postępowanie w sprawie wydania warunków zabudowy. Wykonano i zatwierdzono dokumentację geologiczno-inżynierską oraz finalizowane są prace w zakresie projektu budowlanego. W ramach przyszłych inwestycji w EC Siekierki w 2021 r. wykonano studium wykonalności modernizacji

elektrociepłowni w zakresie: budowy bloku gazowo-parowego (BGP) o mocy elektrycznej od 300 do 550 MWe, kotłowni gazowej (KG) o mocy od 520 do 650 MWt, akumulatora ciepła o pojemności od 30 000 do 60 000 m³ oraz kotłów elektrodowych.

W 2021 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 2021 r. odpowiadało wymaganiom zawartym w uzgodnieniu rocznym z Veolia Energia Warszawa S.A. w ramach „Wieloletniej umowy sprzedaży ciepła z obiektów wytwórczych PGNiG TERMIKA SA” z okresem obowiązywania do dnia 31 sierpnia 2028 r. Siecią Veolia Energia Warszawa S.A. dostarczano również ciepło do własnych odbiorców końcowych (przyłączonych do własnych lokalnych sieci PGNiG TERMIKA oraz przyłączonych do sieci Veolia Energia Warszawa S.A.), zasilanych w ramach zawartej z umowy przesyłowej i rozliczanych wg osobnej grupy taryfowej (OKW) PGNiG TERMIKA.

W skład Grupy PGNiG TERMIKA wchodzi spółka PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysł sp. z o.o., której podstawową działalnością jest wytwarzanie ciepła. Zawiązana w dniu 4 grudnia 2020 r. spółka zasilła sieć ciepłowniczą należącą do Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Przemysłu. W dniu 21 kwietnia 2021 r. PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysł i Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Przemysłu podpisały Wieloletnią Umowę Dzierżawy Ciepłowni Zasanie w Przemysłu, na podstawie której spółka przejęła do eksploatacji ww. ciepłownię w dniu 1 września 2021 r., rozpoczynając tym samym działalność operacyjną.

Koncesje (taryfy)

PGNiG TERMIKA posiada koncesje: na wytwarzanie energii elektrycznej, na wytwarzanie ciepła, na przesył ciepła, na obrót energią elektryczną. W pierwszych 3 kwartałach 2021 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: Annopol, Chełmżyńska, Jana Kazimierza, Marsa Park oraz Marynarska zatwierdzona decyzją Prezesa URE 13 sierpnia 2020 r.

Od 1 czerwca 2021 r. obowiązywały nowe stawki ciepła w zakresie wytwarzania – na mocy przeprowadzonej procedury korekty taryfy i uzyskania decyzji Prezesa URE w dniu 10 maja 2021 r. W dniu 10 września 2021 r. Prezes URE wydał decyzję zatwierdzającą taryfę dla ciepła spółki na sezon 2021/2022 w zakresie wytwarzania oraz przesyłu i dystrybucji. Nowe stawki wynikające z ww. decyzji wprowadzono do stosowania od dnia 1 października 2021 r.

W związku z przekazaniem do eksploatacji nowej jednostki kogeneracyjnej w EC Żerań, wystąpiono z wnioskiem o zmianę taryfy dla ciepła, uwzględniającym blok gazowo-parowy w układzie urządzeń wytwórczych EC Żerań. Decyzja zatwierdzająca została wydana przez Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2021 r., a skorygowane w niej stawki za ciepło wprowadzono do stosowania od 1 stycznia 2022 r. Taryfy wprowadzone i obowiązujące w 2021 r.:

- od 1 września 2020 r. do 30 września 2021 r. - skutkująca wzrostem średnich cen o 3,21%;
- od 1 czerwca 2021 r. do 30 września 2021 r. - korekta taryfy skutkująca wzrostem średnich cen na wytwarzaniu o 9,03 %;
- od 1 października 2021 r. do 30 września 2022 r. – skutkująca wzrostem średnich cen o 0,12%;
- od 1 stycznia 2022 do 30 września 2022 r. – korekta taryfy skutkująca wzrostem średnich cen na wytwarzaniu o 15,54%.

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 roku 2021, dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA EP, obowiązywały następujące taryfy:

- od 1 stycznia 2021 r. do 31 lipca 2021 r. – taryfa dla ciepła zatwierdzona decyzją prezesa URE w dniu 9 czerwca 2020 roku;
- od 1 sierpnia 2021 r. do 30 listopada 2021 r. – taryfa dla ciepła zatwierdzona decyzją prezesa URE w dniu 14 lipca 2021 roku;
- od 1 grudnia 2021 r. do 31 grudnia 2021 r. – zmiana taryfy dla ciepła dla dwóch źródeł wytwórczych zatwierdzona decyzją prezesa URE w dniu 8 listopada 2021 r.

Zatwierdzony średni wskaźnik wzrostu cen ciepła ukształtował się na poziomie 8,49% (dla wytwarzania ciepła wskaźnik ten wyniósł 9,92%, natomiast dla przesyłu ciepła 5,34%).

Podsumowanie aukcji Rynku Mocy na lata 2021-2026

W 2021 r. odbyła się kolejna aukcja główna rynku mocy, która dotyczyła dostaw na 2026 r. oraz w 2021 r. aukcja dodatkowa na dostawy kwartalne 2022 r. W wyniku trzech aukcji głównych zorganizowanych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. w 2018 r., 2019 r., 2020 r. oraz aukcji dodatkowych w 2020 r. i 2021 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. oraz 2022 r., łączna moc netto 43 MW.

Jednostki PGNiG TERMIKA przekazane do dysponowania przez PGNiG:

- EC Żerań 1: umowy w pierwszym i czwartym kwartale 2021 r. oraz 2022 r., moc netto 140 MW;
- blok nr 9 oraz nr 10 EC Siekierki: umowy w pierwszym kwartale 2021 r., łączna moc netto 171 MW;
- blok nr 9 EC Siekierki: umowy w pierwszym kwartale 2022 r., łączna moc netto 86 MW.

Jednostki PGNiG TERMIKA EP:

- blok EC Moszczenica: roczne umowy na dostawy na 2022 r., moc netto 7 MW oraz w 2023 r. 6,4 MW;
- blok EC Wodzisław – Częstochowa roczne umowy na dostawy w latach 2022-2023, moc netto 1,2 MW;
- blok EC Moszczenica – Wodzisław roczne umowy na dostawy w 2024 r., moc netto 8 MW oraz w latach 2025-2026, moc netto 8,2 MW
- blok CFB (Kogeneracyjny blok fluidalny) w EC Zofiówka umowy kwartalne na 2022 r., moc netto 65 MW oraz roczna umowa na dostawy w 2024 r., moc netto 65,1 MW i półroczna umowa na dostawy w 2025 r., moc netto 65,7 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 w segmencie Wytwarzanie w 2021 r. wyniosły ok. 2 135 mln zł (w tym z tytułu CO₂ – w PGNiG TERMIKA i PGNiG TERMIKA EP – ok. 582 mln zł) i zostały poniesione na modernizację i budowę jednostek wytwórczych.

Elektrociepłownia Żerań (Ec Żerań)

Jednym z kluczowych projektów inwestycyjnych realizowanych w 2021 r. była budowa bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej ok. 500 MW w EC Żerań (BGP Żerań). Efektem I etapu prac rozruchowych było pierwsze rozpalenie turbiny gazowej w dniu 17 czerwca 2021 r., pierwsza synchronizacja turbozespołu gazowego z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym w dniu 28 czerwca 2021 r. oraz pierwsza generacja energii elektrycznej.

Ponadto, 29 kwietnia 2021 r. podpisano przed mediatorem ugodę dotyczącą roszczeń wykonawcy (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.) w związku z pandemią COVID-19. Zgodnie z ugodą zmianie uległa data przekazania BGP Żerań do eksploatacji tj., na 30 września 2021 r. W IV kwartale 2021 r. przeprowadzono ruch próbny oraz próby odbiorowe zgodne Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). W dniu 6 grudnia 2021 r. BGP Żerań został przekazany do eksploatacji. Natomiast 9 grudnia 2021 r. uzyskano koncesję na wytwarzanie energii. Całkowite wydatki inwestycyjne na BGP Żerań wyniosły ok. 1,5 mld zł.

Kotłownia szczytowa (Ec Żerań)

W ramach projektu budowy kotłowni szczytowej w Ec Żerań w 2021 r. realizowano budowę kotłowni szczytowej podpisanego z konsorcjum (w składzie Przedsiębiorstwo Budowy Kopalń PeBeKa SA, Varia TECh sp. z o.o. i Ekolog sp. z o.o.) oraz na budowę stacji redukcyjno-pomiarowej gazu dla kotłowni szczytowej realizowanego przez spółkę PGNiG Technologie S.A. W ramach realizacji umów wykonano kompletną kotłownię składającą się z 3 kotłów o mocy 130 MWt każdy, stację rozładunku i magazynowania wody amoniakalnej dla instalacji odazotowania spalin, komin trójprzewodowy, pylon komunikacyjny oraz kompletną stację redukcyjno-pomiarową wraz ze wszystkimi niezbędnymi instalacjami. W dniu 3 grudnia 2021 r. przekazano do eksploatacji zmodernizowane kotły K15 oraz K16. Były to ostatnie instalacje do przekazania w ramach inwestycji budowy kotłowni szczytowej.

Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. (ECSW)

ECSW to blok gazowo-parowy przyjęty do eksploatacji we wrześniu 2020 r., w którego skład wchodzi dwa turbozespoły o łącznej mocy zainstalowanej ok. 460 MW, w tym jedna turbina gazowa z kotłem odzyskowym, o mocy zainstalowanej ok. 300 MW oraz jedna turbina parowa upustowo – kondensacyjna o mocy zainstalowanej 160 MW. Moc cieplna bloku wynosi 240 MW. Moc osiągalna jednostki w kogeneracji wynosi 431 MW. Rezerwowe źródło ciepła, w skład którego wchodzi cztery kotły wodne o łącznej zainstalowanej mocy cieplnej ok. 125 MW oraz jeden kocioł parowy o zainstalowanej mocy cieplnej ok. 10 MW, opalane gazem ziemnym, zostało przyjęte do eksploatacji w listopadzie 2020 r.

W 2021 r. ECSW prowadziła działalność operacyjną polegającą na wytwarzaniu ciepła i energii elektrycznej. W dniu 14 stycznia 2021 r. spółka otrzymała zatwierdzoną przez Prezesa URE taryfę na ciepło, a w dniu 9 lutego 2021 r. koncesję na obrót energią elektryczną. Wcześniej w 2020 r. ECSW otrzymała koncesję na wytwarzanie ciepła i koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej.

W dniu 31 grudnia 2021 r. ECSW oraz Abener Energia S.A. (pierwotny Generalny Wykonawca budowy bloku gazowo – parowego) zawarły ugodę pozasądową celem określenia zasad na jakich dokonają wzajemnych rozliczeń wynikających z wszelkich sporów sądowych i arbitrażowych toczących się pomiędzy Stronami, wynikających z kontraktu zawartego w kwietniu 2012 r. na budowę bloku gazowo-parowego.

Elektrownia w Ostrołęce

W dniu 24 lutego 2021 r. PGNiG, Energa S.A. oraz Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A. strony umowy złożyły wniosek do Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK) w sprawie utworzenia wspólnego przedsiębiorcy, CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. powołanego dla realizacji projektu budowy bloku energetycznego z zastosowaniem technologii zasilania paliwem gazowym. Natomiast decyzję Prezesa UOKiK w sprawie wyrażenia zgody na dokonanie koncentracji otrzymano 14 kwietnia 2021 r.

W dniu 29 listopada 2021 r. zawarły aneks do umowy inwestycyjnej dotyczącej kierunkowych zasad współpracy przy budowie bloku energetycznego zasilanego paliwem gazowym w Elektrowni Ostrołęka „C” z dnia 22 grudnia 2020 r.

W efekcie zawarcia aneksu, strony umowy potwierdziły gotowość do kontynuowania współpracy przy projekcie budowy Elektrowni Ostrołęka „C” (Projekt Gazowy) identyfikując jednakże konieczność dostosowania zasad współpracy do warunków, w jakich Projekt Gazowy ma być realizowany. Strony będą dążyć do uzgodnienia, aby docelowa forma zaangażowania PGNiG w realizację Projektu Gazowego przyjęła postać udziału finansowego Spółki. Wysokość i sposób wniesienia finansowania przez PGNiG powinny zostać określone w kolejnej umowie, która zostanie zawarta do końca 2022 r.

Elektrociepłownia Pruszków

W ramach projektu modernizacji Ec Pruszków zakończono prace przy realizacji zadań inwestycyjnych mających na celu przebudowę istniejącej infrastruktury nawęglania oraz dwóch kotłów wodnych wraz z budową instalacji ochrony środowiska. Następnie podpisano umowę przyłączeniową gazu, uzyskano warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz podpisano umowę przyłączeniową do sieci. Aktualnie oczekuje się na uprawnocnienie uzyskano decyzję środowiskową.

Dodatkowo, otrzymano oferty w postępowaniach przetargowych na budowę nowej kotłowni węglowej. Jednak podjęto decyzję o rezygnacji z budowy nowej kotłowni węglowej i przystąpieniu do prac związanych z budową (w miejsce tego źródła) nowej kotłowni biomasowej i silnika kogeneracyjnego. Trwają prace koncepcyjne związane z przygotowaniem tego zadania do realizacji.

Odnawialne źródła energii

W ramach budowy własnych źródeł OZE spółka kontynuuje projekt budowy instalacji fotowoltaicznej w C Kawęczyn. Instalacja będzie mieć moc ok. 1 MWe. Jej oddanie do użytkowania planowane jest w trzecim kwartale 2022 r.

Inwestycje PGNiG TERMIKA EP

Do najważniejszych inwestycji prowadzonych w PGNiG TERMIKA EP w 2021 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 Zakładzie Zofiówka, dotowana ze środków pomocowych;

- wymiana wyeksploatowanych silnikowych agregatów prądotwórczych opalanych gazem z odmetanowania kopalń w Zakładzie Pniówek, zasilających w ciepło chłodziarki absorpcyjne instalacji klimatyzacji wyrobisk KWK Pniówek, dotowana ze środków pomocowych;
- dostosowanie instalacji ciepłowni w Zakładzie Żory i w Zakładzie Racibórz do wymagań dyrektywy MCP (*ang. Medium Combustion Plants*) dotyczącej ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza dla średnich obiektów energetycznego spalania (*Medium Combustion Plants*).
- połączenie systemów ciepłowniczych Zakładów Jastrzębie-Zdrój i Pniówek.

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

PGNiG TERMIKA jest właścicielem akcji PGG, stanowiących 20,43% kapitału zakładowego. Łączna inwestycja PGNiG TERMIKA w akcje PGG wyniosła 800 mln zł. Aktualna wartość bilansowa posiadanych akcji z uwzględnieniem utworzonych odpisów aktualizacyjnych wynosi 0 zł. W dniu 28 maja 2021 r. pomiędzy rządem a stroną społeczną została podpisana umowa społeczna, dotycząca transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego oraz wybranych procesów transformacji województwa śląskiego. Strona rządowa zobowiązała się niezwłocznie wystąpić z wnioskiem notyfikacyjnym do Komisji Europejskiej o ocenę zaproponowanej w Umowie społecznej pomocy publicznej dla jednostek produkcyjnych spółek górnictwa węgla kamiennego i wyrażenie zgody na planowane mechanizmy wsparcia publicznego (pomoc na koszty nadzwyczajne i dopłaty do redukcji zdolności produkcyjnych), których celem będzie zapewnienie stabilności funkcjonowania górnictwa węgla kamiennego do momentu jego zamknięcia. Umowa społeczna ustala również terminy zakończenia eksploatacji węgla kamiennego w poszczególnych kopalniach w perspektywie do końca 2049 r., a także określa gwarancje zatrudnienia oraz pakiet świadczeń socjalnych dla pracowników likwidowanych jednostek produkcyjnych objętych systemem wsparcia.

W 2021 r. rozpoczął się proces sprzedaży akcji PGG przez wszystkich akcjonariuszy na rzecz Skarbu Państwa – w związku z realizacją Umowy społecznej, Skarb Państwa zamierza nabyć akcje PGG od wszystkich akcjonariuszy. W celu notyfikacji pomocy publicznej Komisja Europejska wymaga, aby Skarb Państwa stał się bezpośrednim właścicielem całego górnictwa węgla kamiennego, które będzie objęte pomocą publiczną.

Badania i rozwój

W 2021 r. spółka kontynuowała działalność w obszarze badań, rozwoju i innowacji realizując m.in.:

- projekt pn. „Elektroredukcja CO₂ do metanu – wytwarzanie syntetycznego paliwa z CO₂”, którego celem jest opracowanie, konstrukcja i przetestowanie instalacji elektroredukcji dwutlenku węgla do metanu w skali laboratoryjno-pilotażowej i ocena możliwości zastosowania opracowanej technologii w procesie ograniczenia emisji CO₂, poprzez jego konwersję do syntetycznego paliwa – metanu, z ewentualną możliwością jego magazynowania. Projekt jest realizowany we współpracy z Politechniką Wrocławską.
- projekt pn. „Opracowanie metody dokładnego wyznaczania żywotności katalizatorów deNOx oraz budowa narzędzia predykcyjnego reaktorów SCR”. Produktem projektu będzie narzędzie informatyczne, dedykowane katalitycznej redukcji emisji tlenków azotu ze spalin kotłów węglowych i uczenie maszynowe, służące do oceny żywotności katalizatorów deNOx w czasie rzeczywistym, w zależności od historii oraz aktualnych warunków ich eksploatacji. Celem projektu jest obniżenie kosztów eksploatacyjnych poprzez optymalizację gospodarki remontowej oraz wydłużenie czasu eksploatacji warstw katalitycznych SCR. Projekt jest realizowany we współpracy z Instytutem Energetyki - Instytutem Badawczym w Warszawie.

Ponadto w 2021 r. Spółka zrealizowała we współpracy z PGNiG dwa projekty pilotażowe polegające na przetestowaniu innowacyjnych przedsięwzięć – start-upów:

- pilotaż zrealizowany przez ReliaSol w obszarze predykcji potencjalnej awarii wybranych urządzeń w celu zabezpieczenia działań w kierunku utrzymania ruchu. Startup zrealizowano na przykładzie kotła gazowego o mocy 130 MWt w Elektrociepłowni Żerań. Celem pilotażu było m.in. wykonanie modeli predykcyjno-analitycznych kotła, modelu wykrywania stanów awaryjnych i weryfikacja skuteczności działania modeli na bazie danych historycznych oraz finalnie wdrożenie modeli do systemu ReliaSol celem przygotowania demonstracji rozwiązania.
- pilotaż zrealizowany przez PHOTO SURVEY polegający na weryfikacji przydatności do spalania w kotle biomasowym w Elektrociepłowni Siekierki nowego rodzaju biomasy rolnej – zrębków z osadki kukurydzy (pozostałości po odziarnowaniu kolb kukurydzy). Wyniki pilotażu potwierdziły ewentualną możliwość współspalania tego rodzaju biomasy w kotle biomasowym, przy uwzględnieniu ryzyk technologicznych

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 2022 r. PGNiG TERMIKA będzie kontynuowała prace związane z realizacją inwestycji, m.in.: budowy kotłowni szczytowej etap II w EC Żerań, przygotowaniem budowy jednostki wielopaliwowej o mocy 75 MWe w EC Siekierki oraz przygotowaniem budowy bloku gazowo-parowego w EC Siekierki.

Natomiast planowane nakłady inwestycyjne w obszarze nakładów środowiskowych obejmą w 2022 r. m.in: dostosowanie C Kawęczyn do konkluzji BAT, modernizację EC Pruszków, modernizację absorbera 1 i 2 w EC Siekierki oraz program wyciszenia zakładów i modernizację instalacji kanalizacji sanitarnej.

PGNiG TERMIKA będzie realizowała program inwestycyjny, w tym modernizację istniejących aktywów wytwórczych, ukierunkowany na budowę nowych, wysokosprawnych i efektywnych kosztowo mocy wytwórczych przy zastosowaniu nisko i zero emisyjnych 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 ciepła i energii elektrycznej, zwiększenia wykorzystania odnawialnych źródeł energii w jednostkach wytwórczych oraz zastosowania technologii *Power-to-Heat*, czyli technologie przetwarzające energię elektryczną na ciepło (kotły elektrodowe, pompy ciepła).

W najbliższych latach PGNiG TERMIKA zamierza kontynuować działania w zakresie monitorowania potencjalnych akwizycji podmiotów 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 2022 r. należą: kontynuowanie i sfinalizowanie projektu zabezpieczenia dostaw ciepła dla miasta Rybnik, realizacja zadania dotyczącego połączenia systemów ciepłowniczych EC Zofiówka i EC Pniówek oraz intensyfikacja pozyskiwania nowych klientów na centralne ogrzewanie i ciepłą wodę użytkową (c.w.u.) oraz chłód. Spółka podejmuje działania w kierunku znaczącego poszerzenia rynku ciepłowniczego, w tym o sprzedaż całoroczną c.w.u., w szczególności w miastach Kuźnia Raciborska, Jastrzębie-Zdrój, Rybnik i Żory. W dłuższej perspektywie spółka dostrzega potencjał instalacji ITPO (instalacja termicznego przekształcania odpadów) w związku z czym prowadzone są analizy lokalizacyjne, technologiczne oraz ekonomiczne (budowa ITPO w Raciborzu i współspalanie RDF w kotle CFB).

Równolegle spółka prowadzi działania nakierowane na obniżanie emisyjności poszczególnych źródeł poprzez: wyjście z systemu ETS źródeł w Suszcu i Moszczenicy, zmianę paliwa na biomasę bądź współspalanie węgla i biomasy w Żorach, Wodzisławiu oraz EC Zofiówka, a także wykorzystanie instalacji OZE, tj. fotowoltaiki w Jastrzębiu-Zdrój, Raciborzu i Żorach (zrealizowane w 2021 r.) oraz planowane do realizacji w latach następnych, w Moszczenicy.

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;
- zwiększeniu udziału paliw zero i niskoemisyjnych do produkcji ciepła i energii elektrycznej w celu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych;
- zwiększenie wolumenu sprzedaży energii elektrycznej poprzez realizację inwestycji ukierunkowanych na budowę nowych, efektywnych kosztowo mocy wytwórczych oraz modernizację istniejących źródeł przy zastosowaniu nisko i zero emisyjnych technologii.

4.5 Pozostała działalność

CENTRUM KORPORACYJNE KLUCZOWE DZIAŁALNOŚCI



EFEKTYWNA REALIZACJA PROJEKTÓW B+R+I ORAZ WZMOCNIENIE WIZERUNKU GRUPY PGNiG



KONTYNUACJA REALIZACJI I URUCHOMIENIE NOWYCH
PROJEKTÓW W RAMACH PROGRAMU WODOROWEGO
„HYDROGEN – A CLEAN FUEL FOR THE FUTURE”

INGRID POWER TO GAS
MIKROKOGENERACJA H₂
NEW FUEL LAB

BLUE H₂
H2020

URUCHOMIENIE PROGRAMU CYFRYZACJI “PROCESSOR”
– W TYM M.J.N. PROJEKTÓW

WOLUMEN
PASZPORTYZACJA I OBRAZOWANIE 3D
SMART FIELD

LEAD GEN

KONTYNUACJA REALIZACJI I URUCHOMIENIE NOWYCH PROJEKTÓW
W RAMACH WSPÓLNEGO PRZEDSIĘWZIĘCIA INGA Z NCBI

INGA SYNERGA
INGA AMMUSCB
INGA INNKARP

INGA MIOCEN 3D
INGA DME
INGA KAWSOL

POPRAWA EFEKTYWNOŚCI OPERACYJNEJ GRUPY PGNiG



NAJISTOTNIEJSZE PROJEKTY ROZWOJU NOWEGO BIZNESU

ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII, W TYM

FOTOWOLTAIKA
FARMY WIATROWE

POPRAWA EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ W PGNiG SA

OSZCZĘDNOŚCI NA POZIOMIE 160 GWH ROCZNIE

ROZWÓJ PALIW ALTERNATYWNYCH, W TYM BIORNG

WSPÓŁPRACA ZE START-UPAMI

AKREDYTOWANE USŁUGI CLPB DLA CAŁEGO SEKTORA GAZOWNICTWA

WZORCOWANIE I BADANIE PRZYRZĄDÓW POMIAROWYCH

CERTYFIKACJA WYROBÓW

ANALIZY JAKOŚCIOWO-IŁOŚCIOWE PALIW GAZOWYCH
(W TYM CNG, LNG)

NADZÓR METROLOGICZNY NAD UKŁADAMI POMIAROWYMI STACJI
GAZOWYCH

SZACOWANIE NIEPEWNOŚCI UKŁADÓW POMIAROWYCH

W 2021 ROKU
W GRUPIE PGNiG
REALIZOWANO

106
PRZEDSIĘWZIĘĆ
B+R+I

4.5.1 Spółki wspierające i poboczna działalność Grupy PGNiG

4.5.1.1 Działalność w 2021 r.

PGNiG Technologie

PGNiG Technologie S.A. 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 wydobywanie oraz magazynowanie gazu. W ramach pierwszego obszaru spółka świadczy usługi budowlano-montażowe oraz dostarcza wyroby gotowe związane z budową, rozbudową, pracami remontowymi sieci gazowych oraz obiektów infrastruktury gazowej. W zakresie poszukiwania i wydobywania jest dostawcą usług budowlano-montażowych oraz wyrobów gotowych wyspecjalizowanych w kierunku eksploatacji oraz poszukiwania złóż węglowodorów. W ramach obszaru magazynowania jest dostawcą wyrobów i usług związanych z rozbudową, remontami oraz eksploatacją magazynów gazu.

W 2021 r. spółka w ramach dywersyfikacji działalności kontynuowała realizację zleceń w nowych obszarach związanych z dostawą zestawów sprężających. Dodatkowo nowością w ofercie PGNiG Technologie, jak również dla inwestora PGNiG, było wykonanie 2 zestawów mobilnych ośrodków wydobywczych (MOW 100) do prowadzenia testów produkcyjnych oraz wydobywania z odwiertów. W 2021 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. Istotnym zadaniem w 2021 r. była kontynuacja realizacji inwestycji związanej z zagospodarowaniem złoża ropy naftowej Kamień Mały dla PGNiG, którego odbiór techniczny przewidziano na I kwartał 2022 r.

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

PGNiG GAZOPROJEKT S.A. specjalizuje się w kompleksowym przygotowywaniu dokumentacji przedprojektowej i projektowej 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 Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., 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 decyzjami o budowie nowych podziemnych magazynów gazów i ropy.

Geovita

Geovita S.A. prowadzi działalność o profilu wypoczynkowym, odnowy biologicznej, profilaktyki leczniczej, rehabilitacji leczniczej i konferencyjno-szkoleniowym. Obiekty spółki Geovita położone są w: Dąbkach, Mrzeżynie, Dźwierzynie, 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 2021 r. zawarto warunkową umowę sprzedaży obiektu w Jugowicach i ogłoszono przetargi na sprzedaż nierentownych obiektów w Płotkach koło Piły oraz w Gronowie koło Łagowa. W 2021 r. kontynuowano zapoczątkowany w 2017 r. proces restrukturyzacji zmierzający do zwiększenia wartości spółki.

W dniu 16 grudnia 2021 r. GK PGNiG podpisała z Polskim Holdingiem Hotelowym Sp. z o.o. umowę warunkową dotyczącą sprzedaży obiektów wypoczynkowych spółki Geovita. Z dniem 28 lutego 2022 r. spełnił się ostatni z warunków zawieszających, a w dniu 4 marca 2022 r. doszło do przeniesienia własności akcji do Polskiego Holdingu Hotelowego Sp. z o.o.

Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych (Polski Gaz TUW)

Polski Gaz TUW oferuje ochronę ubezpieczeniową spółkom z GK PGNiG, obejmującą m.in.: ubezpieczenia mienia, komunikacyjne, OC, ochronę prawną, jak również gwarancje ubezpieczeniowe. Polski Gaz TUW ubezpiecza również podmioty spoza GK PGNiG, w szczególności z sektora energetycznego. W 2021 r. kontynuowano współpracę w zakresie umów ubezpieczenia dla spółek w Grupie PGNiG.

Kluczowym projektem zrealizowanym w okresie sprawozdawczym był projekt związany z przejmowaniem aktywów zgromadzonych w ramach PPE (Pracownicze Programy Emerytalne) przez Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych na Życie, tj. podmiot zależny od Polski Gaz TUW, którego obecnie głównym obszarem działalności jest oferowanie PPE w formie grupowego ubezpieczenia na życie z ubezpieczeniowym funduszem kapitałowym. Do końca 2021 r. Polski Gaz TUW na Życie zarządzało 16 programami PPE spółek z GK PGNiG.

W 2021 r. Polski Gaz TUW kontynuowało sprzedaż ubezpieczeń dystrybuowanych za pośrednictwem PGNiG Obrót Detaliczny tj. Doradcy Prawnego dla Ciebie oraz Doradcy Prawnego dla Firmy. Dodatkowo, we współpracy z PGNiG OD, Polski Gaz TUW przygotowało produkt ubezpieczeniowy z obszaru cyber, który jest spójny z prowadzonymi przez PGNiG OD działaniami w obszarze bezpieczeństwa klientów tj. akcją pod nazwą „świadomy klient” oraz zapewnia pierwsze w Polsce rozwiązania w obszarze „consumer cyber”. Nowy produkt będzie łączył w swoim zakresie ryzyka kradzieżowe, wypadkowe oraz ryzyka finansowe na skutek zdarzeń cybernetycznych.

W 2021 r. w związku z trwającą pandemią SARS-CoV-2, wychodząc naprzeciw oczekiwaniom Klientów Towarzystwo przygotowało oraz wdrożyło do sprzedaży ubezpieczenie antycovidowe dla pracodawców oferując kompleksowy pakiet usług w trosce o zdrowie i bezpieczeństwo pracowników doświadczanych skutkami pandemii.

PGNiG Ventures

Strategia spółki PGNiG Ventures Sp. z o.o. zakłada alokowanie środków w spółki z przewidywanym potencjałem wzrostu lub w podmioty będące w fazie szybkiego wzrostu i wykazujące gotowość do kontynuowania wzrostu. Inwestycje dotyczą spółek, które działają w sektorze przemysłowym i operują w szybko rosnących segmentach rynku, posiadają przewagę konkurencyjną oraz potencjał rozwoju produktowego lub geograficznego. W 2021 r. PGNiG Ventures przeanalizowała 122 projekty, w tym do procesu inwestycyjnego wyselekcjonowała 3 projekty inwestycyjne z obszaru *predictive maintenance* (Przemysł 4.0), *smart metering* (digitalizacja infrastruktury pomiarowej – energetyka) oraz usługi SaaS wspierająca sprzedaż w obszarze związanym z fotowoltaiką, pompami ciepła itp.

4.5.1.2 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość

PGNiG Technologie

W latach 2022-2024 spółka skupi się na kontynuacji rozwoju w ramach dotychczasowych sektorów, w szczególności w zakresie inwestycji oraz dostaw dla górnictwa węglowodorów. Podjęto działania rozwojowe, mające na celu budowę nowych kompetencji związanych z pozyskiwaniem zadań w zakresie dostaw zestawów sprężających gaz, mobilnych ośrodków wydobywczych oraz energetyki ciepłno-gazowej.

Dodatkowo celem dywersyfikacji przychodów i uzupełnienia portfela zamówień kontynuowane będą starania o kontrakty w zakresie przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego, budowy stacji redukcyjnych, dostaw dla kolejnictwa oraz rozwój sprzedaży eksportowej wyrobów gotowych (Norwegia, Ukraina).

PGNiG Serwis

W 2022 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 rozszerzać działalność w obszarze IT, bezpośredniej ochrony fizycznej osób i mienia oraz zarządzania i obsługi nieruchomości.

Gazoprojekt

W 2022 r. należy się spodziewać kontynuacji trendu spadkowego w zakresie ilości nowych, dużych inwestycji przesyłowych. Natomiast powinna rosnąć ilość inwestycji związanych z przyłączaniem do sieci gazowej układów generacyjnych energii elektrycznej i ciepła. W dużej mierze zależeć to będzie od sposobu prowadzenia polityki energetycznej państwa, a także zmian w podejściu do tego typu inwestycji w UE tj. formalnym i faktycznym uznaniu gazu ziemnego za paliwo przejściowe i przyznaniu dofinansowania do inwestycji gazowych. Ze względu na sytuację na rynku paliw pewien potencjał nowych projektów wykazuje również rynek magazynowania i dystrybucji paliw płynnych, budowy podziemnych magazynów gazów i paliw płynnych. Planowana rewolucja energetyczna wraz z narzędziami jej finansowania oraz tendencje konsolidacyjne w polskiej energetyce mogą być dla spółki szansą na rozwój rynkowy.

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.

Ponadto, po spełnieniu warunków zawieszających umowę sprzedaży Geovity pomiędzy GK PGNiG i PHH, spółka zostanie wydzielona z Grupy, a następnie przeniesiona do nowego właściciela.

Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych (Polski Gaz TUW)

Strategia na okres 2021-2025 zakłada dalsze funkcjonowanie Polski Gaz TUW jako podmiotu zależnego od PGNiG zapewniającego jego kompleksową i efektywną obsługę ubezpieczeniową. W zakresie produktowym w 2022 r. Polski Gaz TUW na Życie planuje wdrożenie do sprzedaży, w modelu agencyjnym indywidualnego produktu ochronnego zapewniającego świadczenia pielęgnacyjne dla ubezpieczonych.

PGNiG Ventures

Spółka PGNiG Ventures przewiduje kontynuację działań mających na celu dokonanie inwestycji kapitałowych w 2022 r. Spółka przewiduje, że w I kwartale 2022 r. zamknie proces inwestycyjny rozpoczęty w 2021 r. W kolejnych kwartałach 2022 r. spółka będzie kontynuować poszukiwania projektów inwestycyjnych i planuje przygotowanie dokumentacji inwestycyjnej dla 1-2 projektów.

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, która ma zapewniać Grupie stabilną pozycję konkurencyjną na zmieniającym się rynku. W

tym celu realizowane są przedsięwzięcia badawczo-rozwojowe oraz innowacyjne, których celem jest długofalowa poprawa efektywności operacyjnej GK PGNiG oraz budowa wizerunku Grupy. W skład Centrum Korporacyjnego wchodzi Centrala PGNiG, składająca się z 16 Departamentów oraz 1 Biura.

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 (będących produktami działalności badawczo-rozwojowej) 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 2021 r.

Departament Badań i Innowacji

W 2021 r. nadzorowano przebieg 106 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 2021 r. łącznie ok. 332,6 mln zł, w tym: w spółkach GK PGNiG - ok. 111,1 mln zł, w PGNiG - ok. 221,5 mln zł (w tym ok. 18,5 mln zł na projekty badawcze, rozwojowe i innowacyjne oraz ok. 203,0 mln zł w ramach Oddziału Geologii i Eksploatacji na projekty badawcze z zakresu identyfikacji i poszukiwania węglowodorów).

W 2021 r. prowadzona była bieżąca współpraca z instytucjami naukowymi i instytutami badawczymi w zakresie realizowanych i planowanych - wpisujących się w obszar zainteresowań GK PGNiG - przedsięwzięć B+R+I.

W ramach Wspólnego Przedsięwzięcia INGA (INnowacyjne GAZownictwo) zorganizowanego we współpracy z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju (NCBiR) i OGP GAZ-SYSTEM S.A. w 2021 r. kontynuowano realizację 4 projektów badawczo-rozwojowych wybranych w I Konkursie Wspólnego Przedsięwzięcia INGA (WP INGA), w tym: dwa projekty z zakresu poszukiwań i wydobycia (INNKARP, SYNERGA), jeden projekt z zakresu poeksploatacyjnego pozyskiwania metanu (AMMUSCB) i jeden projekt z zakresu paliw alternatywnych (DME). Natomiast w ramach II Konkursu WP INGA wyłoniono i przyjęto do realizacji kolejne 2 projekty, jeden z obszaru „Podziemne magazynowanie węglowodorów” (KAWSOL) dot. integracji OZE z podziemnym magazynem energii w kawernach solnych i jeden z obszaru „Poszukiwanie, wydobycie węglowodorów oraz produkcja paliw gazowych” (Miocen 3D) dot. poszukiwań niekonwencjonalnych złóż węglowodorów.

Wszystkie projekty są realizowane przy dofinansowaniu NCBiR. Łączny budżet projektów to ok. 74,4 mln zł, w tym dofinansowanie NCBiR wynosi 36,4 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.

W 2021 r. kontynuowano również realizację projektu MiniDrill Faza II. Celem projektu jest opracowanie technologii pozwalającej na wykonanie z istniejącego odwiertu wielu małosrednicowych, rozchodzących się w różnych kierunkach otworów bocznych, które umożliwią pozyskanie dodatkowych (w stosunku do metod obecnie używanych) ilości węglowodorów. W ten sposób technologia ma umożliwić intensyfikację istniejących odwiertów i optymalizację działalności wydobywczej.

Do najważniejszych zdarzeń 2021 r. należy uruchomienie Programu Cyfryzacji „Procesor”. Łączny budżet objętych I Transzą Programu przedsięwzięć wyniósł 137 mln zł. Celem programu jest maksymalizacja korzyści osiągniętych w wyniku zastosowania innowacji cyfrowych. Głównym założeniem inicjatywy jest również identyfikacja obszarów w GK PGNiG, gdzie wdrożenie rozwiązań opartych na nowych technologiach cyfrowych pozwoli na szybkie osiągnięcie korzyści w działalności biznesowej w GK PGNiG. Program będzie realizowany w kilku transzach, pierwszą objęto realizację 11 przedsięwzięć, w tym z obszarów zaawansowanej analityki danych i modeli predykcyjnych, tworzenia bliźniaków cyfrowych, obrazowania 3D połączonego z paszportyzacją czy też przygotowania do pracy w środowisku chmury prywatnej.

Jednym z projektów objętych I Transzą Programu Cyfryzacji jest – koordynowany przez Oddział Geologii i Eksploatacji – projekt Smart Field. W efekcie realizacji projektu ma powstać elastyczne środowisko w chmurze obliczeniowej do dynamicznego modelowania złoża. Wykorzystanie możliwości obliczeniowej chmury hybrydowej zapewni skrócenie czasu przygotowania analizy dla złóż gazu/ropy oraz całkowitą automatyzację procesu. Powyższe działania mają na celu zwiększenie bazy zasobów wydobywalnych gazu ziemnego w Polsce oraz utrzymanie poziomu krajowego wydobycia na stabilnym poziomie. Wpływają również na ochronę środowiska poprzez optymalizację zużycia energii i ograniczenie śladu węglowego w całym łańcuchu wartości.

W 2021 r. obszar B+R+I realizował systemowe podejście do pozyskiwania finansowania preferencyjnego w Grupie Kapitałowej. Realizowano schematy postępowań 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.

Jedną z najważniejszych inicjatyw promujących działalność innowacyjną w branży energetycznej była zorganizowana w 2021 r. Konferencja „INNOWATORZY PGNiG”. Konferencja skierowana była do pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG i odbyła się w formie on-line w dniach 16-17 czerwca 2021 r. W trakcie konferencji wskazano na rolę i znaczenie innowacyjności dla działalności całej Grupy Kapitałowej i budowania jej konkurencyjność. Przedstawiając zagadnienie innowacji na tle zjawisk i trendów o charakterze ogólnogospodarczym i zasięgu światowym, zwrócono uwagę nie tylko na potrzebę, ale wręcz konieczność poszukiwania nowości – bycia innowacyjnym w dynamicznie zmieniającym się świecie. W konferencji udział wzięło ponad 2 tys. pracowników ze wszystkich spółek Grupy.

Program Wodorowy

W 2021 r. kontynuowano prace projektowe w ramach zainicjowanego w 2020 r. Programu Wodorowego “Hydrogen – a Clean Fuel for the Future. Budowanie kompetencji wodorowych w GK PGNiG”. Program realizuje cele strategiczne firmy i Grupy. Celem Programu jest weryfikacja i rozpoczęcie implementacji (pilotaże / demonstracje) technologii wodorowych w poszczególnych obszarach działalności GK PGNiG, w tym przede wszystkim: dystrybucji, magazynowania wielkoskalowego 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. W 2021 r. zakończono prace projektowe, uzyskano pozwolenie na budowę instalacji w Odolanowie, rozstrzygnięto przetargi na dostawcę elektrolizera i wykonawcę instalacji PV i magazynu energii w technologii bateryjnej;
- H2020 – budowa podziemnych magazynów wodoru z wykorzystaniem kawern solnych. W 2021 r. PGNiG złożyło wnioski przedstawione Komisji Europejskiej do IPCEI (ang. Important Projects of Common European Interest – projektu będących przedmiotem wspólnego europejskiego zainteresowania) o dofinansowanie projektu budowy magazynów energii w Mogilnie i Kosakowie, oraz budowy kawerny badawczej w Mogilnie. Projekt jest realizowany przez wspólny zespół PGNiG i GSP;
- Blue H2 – projekt został zainicjowany w 2021 r. Celem projektu jest opracowanie technologii produkcji niebieskiego wodoru (w parametrach odpowiadających wymaganiom transportowym) na bazie reformingu gazu ziemnego zintegrowanego z instalacją wychwytu CO₂ – dostosowywanego do parametrów produktu rynkowego oraz umożliwiającego jego magazynowanie.

W przypadku projektu „Hydra Tank. Budowa badawczej stacji tankowania wodorem”, w związku z brakiem możliwości realizacji przedsięwzięcia w terminie oraz lokalizacji ujętej w umowie, po dokonaniu dodatkowych analiz, w tym prawnych, podjęto decyzję rozwiązania umowy z wykonawcą.

Aktywność w ramach Programu dotyczy również działań pozaprojektowych. W październiku 2021 r. PGNiG przystąpiło do Porozumienia Sektorowego na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce, koordynowanego przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska. PGNiG jest również aktywnym uczestnikiem Stowarzyszenia Hydrogen Europe - samoorganizacja interesariuszy rynku wodorowego), oraz Sojuszu European Clean Hydrogen Alliance (ECH2A) – gremium skoordynowane z poziomu Komisji Europejskiej. 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.

Departament Rozwoju Biznesu

W 2021 r. w Departamencie Rozwoju Biznesu realizowano projekty i zadania rozwojowe, skupiające się na następujących, kluczowych obszarach: Odnawialne Źródła Energii, Paliwa Alternatywne, Efektywność Energetyczna oraz Centrum Startupowe Inn-Vento.

Odnawialne Źródła Energii (OZE)

W 2021 r. kontynuowano projekt „Fotowoltaika Biznes”, którego celem jest rozpoczęcie działalności GK PGNiG w obszarze fotowoltaiki prosumenckiej. W ramach projektu wyselekcjonowano krótką listę spółek świadczących takie usługi, mając na uwadze potencjalne przejęcie jednej z nich w 2022 r.

Równolegle, w ramach projektu „Fotowoltaika Instalacje” dokonano inwentaryzacji dachów i gruntów własnych, spełniających kryteria do budowy instalacji i farm fotowoltaicznych w PGNiG oraz GK PGNiG. Efektem projektu są pierwsze instalacje dachowe, a kolejne będą oddawane w kolejnych latach. 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.

W ramach projektu „WIND” na bieżąco analizowane są potencjalne akwizycje gotowych do budowy oraz operacyjnych farm wiatrowych. PGNiG w 2021 r. przystąpiła do wyselekcjonowanych procesów akwizycyjnych – zakłada się analogiczne podejście do tego obszaru w 2022 r.

Paliwa Alternatywne

W 2021 r. realizowano projekty w obszarze paliw alternatywnych, ze szczególnym uwzględnieniem wykorzystania LNG, bioLNG, CNG:

- w ramach Programu ssLNG (ang. small scale LNG – LNG małej skali)/CNG uruchomiono projekt „ISOLA” dotyczący wypracowania optymalnego modelu biznesowego dla obszaru gazyfikacji wyspowej i bilansowania LNG, w ramach którego wykonano modele procesu gazyfikacji wyspowej oraz analizę prawno-regulacyjną;
- realizowano II etap projektu „Magellan”, który zakładał przystąpienie do zakupu urządzenia do bunkrowania. Aktualnie projekt kontynuowany jest w ramach przedsięwzięcia o nazwie KOLUMB II w PGNiG OD;
- kontynuowano projekt „Gepard”, który zakładał zwiększenie zasięgu oferty PGNiG w zakresie sprzedaży LNG i CNG na cele kołowego transportu ciężkiego. Aktualnie projekt realizowany jest w ramach przedsięwzięcia związanego z rozwojem segmentu LNG i CNG bezpośrednio w spółce PGNiG OD;
- zrealizowano II etap projektu „bioLNG TANK”, który zakładał m.in. nawiązanie kontaktów z dostawcami instalacji parametryzująco – skraplających biogaz rolniczy do postaci bioLNG, określenie warunków współpracy z partnerem projektu, tj. inwestorem w biogazownię rolniczą wraz z przygotowaniem projektów długoterminowych umów o współpracy, sprzedaży biogazu oraz dzierżawy gruntu. II etap projektu zakończył się pozyskaniem wewnętrznej decyzji inwestycyjnej na realizację budowy.

Efektywność Energetyczna

W 2021 r. na skutek realizacji przedsięwzięć poprawiających efektywność energetyczną, Prezes URE przyznał PGNiG świadectwa efektywności energetycznej w ilości ok. 250 toe, o wartości ok. 500 tys. zł. Dzięki systematycznej poprawie efektywności energetycznej średnioroczne oszczędności w zużywanej energii wynoszą ok. 13,8 tys. toe, co stanowi 160 GWh.

Zaktualizowano do wymagań normy PN-EN ISO:50001:2018 System Zarządzania Energią, co zostało potwierdzone stosownym certyfikatem, wydanym przez Bureau Veritas Certification. Wdrożony system jest narzędziem, które umożliwia systemową identyfikację przedsięwzięć poprawiających efektywność energetyczną i eliminuje konieczność wykonywania co 4 lata obowiązkowego audytu energetycznego wykonywanego przez podmioty zewnętrzne. Łącznie w Oddziałach PGNiG w Sanoku, Zielonej Górze i Odolanowie zidentyfikowano 17 nowych przedsięwzięć poprawiających efektywność energetyczną.

Ponadto kontynuowano program „Poprawy Efektywności Energetycznej w GK PGNiG”, który ma na celu skoordynowanie działań nakierowanych na osiągnięcie korzyści w obszarze gospodarki energetycznej. W ramach Programu uruchomiono w Spółce kolejne przedsięwzięcia, których oczekiwanym skutkiem jest poprawa wyniku energetycznego. Zakończono realizację dwóch przedsięwzięć: Projekt Dębno 4.0 – wdrożenie systemu do monitorowania i zarządzania mediami w Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziarnego Dębno oraz kolejną modernizację silnika gazowego w tłoczni gazu w Odolanowie.

Centrum Startupowe InnVento

W 2021 r. aktywność InnVento koncentrowała się na współpracy z akceleratorem HugeTech, operatorem programu akceleryacyjnego IDEA Global, współfinansowanego ze środków publicznych (działanie 2.5 POIR – Program Inteligentny Rozwój, Programy akceleryacyjne). Zawarto również analogiczną umowę o współpracy z Krakowskim Parkiem Technologicznym (KPT), operatorem programu akceleryacyjnego KPT ScaleUp. W ramach tej współpracy PGNiG może realizować projekty pilotażowe z wyłoniłymi startupami w obszarach działalności, które zostały zidentyfikowane jako perspektywiczne dla wdrożenia technologii pochodzących od małych firm technologicznych. InnVento zostało ponadto partnerem akceleratora Space3ac, w ramach którego międzynarodowe zespoły startupowe, które zgłoszą się do programu Space3ac Poland Prize II, otrzymają szansę otrzymania wsparcia finansowego i realizacji projektów pilotażowych dla PGNiG.

W 2021 r. w InnVento zostały zawarte umowy na 6 pilotaży w następujących obszarach:

- budowa prototypu aplikacji wspierającej zarządzanie podatnościami systemów informatycznych (vulnerability management) dla PGNiG – startup Proessence;
- demonstrator (PoC) rozwiązania umożliwiającego świadczenie profesjonalnej usługi automatycznego bilansowania energii elektrycznej pochodzącej z rozproszonych instalacji wytwórczych, także poprzez umożliwienie zarządzania rozproszonymi odbiornikami energii elektrycznej dla PGNiG – startup TruBlu;
- wykonanie modeli predykcyjnych stanów awaryjnych kotła gazowego, ich weryfikacja na podstawie danych historycznych oraz wdrożenie demonstracyjne dla PGNiG Termika – startup ReliaSol;
- wytworzenie aplikacji o nazwie LeadGen (generator leadów – potencjalnych klientów do sprzedaży produktów i usług, zarówno gazowych, jak i pozagazowych (instalacje PV) dla PGNiG OD; zadanie w ramach programu cyfryzacji Processor – startup BitPeak;

- wykorzystanie rdzeni kolb kukurydzy w procesie produkcji energii, ciepła oraz CO₂ do zastosowań przemysłowych, jako nowego źródła odnawialnej energii dla PGNiG Termika – startup Photo Survey;
- rozwiązanie umożliwiające automatyczną i inteligentną klasyfikację zgłoszeń (ticketów) pracowników w narzędziu Jira, co umożliwi wdrożenie automatycznego bota do rozwiązywania zapytań pracowników dla PGNiG OD – startup Alphamoon Services.

Dodatkowo, we współpracy z CLPB został zorganizowany konkurs na rozwiązanie technologiczne, w ramach którego pozyskano ofertę na opracowanie skutecznej, wysokoefektywnej ekonomicznie i technologicznie metody – w postaci urządzenia lub czujnika – pomiaru stężenia wodoru w gazie ziemnym, gwarantującej dokładność, powtarzalność wyników i stabilność przy jednoczesnej szybkości i poprawnej detekcji.

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, systemów pomiarowych stosowanych w przemyśle gazu ziemnego oraz laboratorium kontroli jakości gazów ziemnych w zakresie wszystkich rodzajów gazów ziemnych, w tym również ich form CNG i 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, opinii, a także ekspertyz technicznych. Kluczowymi klientami Oddziału CLPB są odbiorcy wewnętrzni oraz zewnętrzni działający na terenie Polski. Do największych należą: spółki z grupy kapitałowej PGNiG (m.in. Gas Storage Poland Sp. z o.o., Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., PGNiG Termika S.A., Oddział w Sanoku i Zielonej Górze), GAZ-SYSTEM S.A., EuRoPolGaz S.A., KGHM Polska Miedź S.A. oraz spółki z grupy kapitałowej Grupa Azoty.

Oddział świadczy usługi w zakresie metrologii urządzeń do pomiarów oraz oceny jakości gazu ziemnego. Ocenie poddawane są procesowe analizatory chromatograficzne służące do oceny jakości gazu ziemnego, przyrządy do pomiaru poziomu stopnia zawilgocenia paliwa gazowego oraz wyznaczania jego gęstości. W CLPB wykonywane są również analizy składu gazu ziemnego, zawartość środka nawaniającego oraz zawartość związków siarki.

Dla zwiększenia efektywności działań i możliwości podjęcia nowych wyzwań badawczo-rozwojowych w strukturze Oddziału w 2020 r. utworzono dedykowaną komórkę organizacyjną: Biuro Badań, Rozwoju i Innowacyjnych Technologii. Kluczowe inicjatywy projektowe realizowane od 2020 r. w biurze to:

- projekt New Fuel Lab (NFL) dotyczący rozszerzenia działalności laboratoryjnej CLPB PGNiG o wykonywanie badań ilościowych i jakościowych czystości wodoru przeznaczonego do napędu pojazdów, mieszanin gazu ziemnego z wodorem oraz biometanu;
- 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.

W 2021 r. zostały uruchomione kolejne inicjatywy z zakresu paliw alternatywnych, jak:

- Projekt B+R Mikrokogeneracja H₂, którego celem jest pozyskanie fachowej wiedzy technicznej i ekonomicznej procesu produkcji oraz doświadczeń eksploatacyjnych w zakresie technologii stałotlenkowych ogniwi paliwowych (SOFC) i następnie rozwój oraz wdrożenie technologii wysokosprawnych układów kogeneracyjnych małej mocy (mCHP-SOFC) opartej o stałotlenkowe ogniwa paliwowe.

Zostały przygotowane koncepcje oraz pełna dokumentacja projektowa dla przedsięwzięć:

- projekt B+R HyCogen dotyczący opracowania innowacyjnej, efektywnej ekonomicznie, sprawnej energetycznie i unikalnej technologii silnika gazowego w zabudowie zespołu kogeneracyjnego zasilanego mieszaniną gazu ziemnego i wodoru w dowolnych proporcjach (docelowo czystym wodorem), umożliwiając dostarczenie do użytkowników końcowych energii elektrycznej i ciepła ze źródeł możliwie jak najmniej emisyjnych (docelowo zeroemisyjnych);
- zadanie projektowe Biometanizacja dotyczące pozyskania gotowych do przejścia na poziom prac przedwdrożeniowych rezultatów w postaci know-how i praw do technologii w zakresie biometanizacji wewnątrz reaktora fermentacji metanowej;
- zadanie projektowe ReFOOD dotyczące opracowania skutecznego rozwiązania technicznego i modelu biznesowego opierającego się o założenia Gospodarki Obiegu Zamkniętego i produkcję alternatywnego paliwa transportowego z przeterminowanej żywności.

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, dalszą digitalizację prowadzonego biznesu oraz zastosowanie nowych rozwiązań w tradycyjnej działalności – szczególnie Poszukiwania i Wydobywania oraz Magazynowania.

Priorytetem będzie prawidłowa (zgodnie z harmonogramami i w założonych budżetach) realizacja rozpoczętych projektów B+R+I i przekazanie do komercjalizacji kolejnych produktów. Równolegle 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 2022 r.):

- umocnienie pozycji GK PGNiG w obszarze technologii wodorowych m.in. poprzez przygotowanie aktualizacji Programu Wodorowego uwzględniającego cele wynikające z przyjętej przez Rząd „Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do roku 2040”;
- w ramach projektu InGrid Power to Gas (PtG) uruchomienie w II kwartale 2022 r. instalacji paneli fotowoltaicznych z magazynem energii w Odolanowie i IV kwartale 2022 r. – elektrolizera i wyspowej sieci badawczej wodoru w Odolanowie – co oznaczać będzie zakończenie budowy instalacji i rozpoczęcie prac badawczych;
- w ramach projektu H2020 nastąpi w III kwartale 2022 r. uruchomienie kompletnego samochodu pomiarowego przystosowanego do badań infrastruktury magazynowania, w której znajduje się wodór i mieszaniny gaz ziemny-wodór;
- w ramach projektu „Blue H2” m.in.: przygotowanie studium wykonalności pełnego układu reformingu gazu, wychwytu i kondycjonowania CO₂ oraz zastosowania wodoru oraz podpisanie porozumień z partnerami przemysłowymi zainteresowanymi odbiorem produktów procesu (wodór i CO₂).
- zaprojektowanie i zbudowanie w Odolanowie opartego na krajowym know-how i technologii innowacyjnego turbo expandera;
- implementacja rozwiązania dot. paszportyzacji obiektu energetycznego na obiekcie produkcyjnym z podłączeniem produkcyjnych baz danych i ich prezentacją w czasie rzeczywistym;
- uzyskanie notyfikacji Komisji Europejskiej dla przedsięwzięcia budowy kawern solnych jako wielkoskalowych magazynów energii w wodorze.

Horyzont średnioterminowy (w latach 2022-2024) gdzie planowane i podejmowane będą następujące działania:

- rozwój i ekspansja na rynku technologii wodorowych, w tym m.in.: magazynowanie energii PtG, magazynowanie wodoru;
- realizacja Programu Cyfryzacji obejmującego 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 2022 r. podejmowane będą działania związane przede wszystkim ze sprawnym wdrożeniem nowych produktów biznesowych w GK PGNiG oraz identyfikowane i rozwijane będą nowe przedsięwzięcia.

OZE

W obszarze OZE w 2022 r. planowane jest wejście GK PGNiG w obszar prosumenckiego rynku fotowoltaiki poprzez potencjalne nabycie dedykowanej spółki świadczącej takie usługi. Kolejnym elementem rozwoju w obszarze OZE w 2022 r. są dalsze działania zmierzające do zbudowania i eksploatacji portfela odnawialnych źródeł energii elektrycznej, w tym w segmencie fotowoltaiki: rozwój instalacji fotowoltaicznych na terenach i obiektach własnych, akwizycje farm fotowoltaicznych oraz rozwój projektów wielkopowierzchniowych farm fotowoltaicznych zgodnie z opracowaną koncepcją biznesową; natomiast w segmencie farm wiatrowych: potencjalne akwizycje projektów farm wiatrowych gotowych do wybudowania oraz operacyjnych farm wiatrowych.

Paliwa Alternatywne

W 2022 r. zaplanowane są dalsze prace w ramach projektu bioLNG TANK. Nastąpi uruchomienie postępowania zakupowego dotyczącego „Budowy pod klucz instalacji do produkcji bioLNG”, podpisanie umowy z wykonawcą wyłonią w ramach postępowania zakupowego, podpisanie umowy z biogazownią rolniczą oraz pozyskanie zgód administracyjnych związanych z realizacją procesu budowlanego: decyzji środowiskowej, warunków zabudowy, technicznych warunków przyłączenia, pozwolenia na budowę. Nastąpi dalsza identyfikacja i analiza nowych projektów w zakresie skroplonego biometanu oraz odbędą się dalsze poszukiwania nowych lokalizacji pod inwestycję.

W ramach projektu „ISOLA” wypracowany zostanie optymalny model biznesowy gazyfikacji wyspowej wraz z zapisami dotyczącymi zoptymalizowanych procesów, zostaną oszacowane korzyści materialne wynikające z optymalizacji obszaru gazyfikacji wyspowej oraz zostanie wypracowany dokument regulujący obszar gazyfikacji wyspowej.

Zostaną prowadzone prace nad „wodorem z odpadów”, a także nastąpi zebranie informacji na temat potencjału produkcji innych paliw alternatywnych z odpadów: amoniak, metanol, etanol oraz ich możliwego wykorzystania, badanie rynku pod kątem zbytu na inne rodzaje paliw alternatywnych oraz poszukiwanie innych rozwiązań technologicznych dotyczących produkcji wodoru.

Efektywność Energetyczna

W obszarze Efektywności Energetycznej, w 2022 r.:

- sukcesywnie będą wdrażane w GK PGNiG, wypracowane w projekcie ESCO, produkty rynku usług okołoenenergetycznych przez spółki GK PGNiG, w tym kontynuacja projektu Stop SMOG;
- sukcesywnie będzie realizowany Program Poprawy Efektywności Energetycznej, wstępnie oszacowana średnioroczna oszczędność energii dzięki realizacji 17 zidentyfikowanych przedsięwzięć wyniesie ok. 44 GWh;
- planowane jest utrzymanie certyfikowanego Systemu Zarządzania Energią zgodnego z normą PN-EN ISO 50001:2018.

Centrum Startupowe InnVento

W 2022 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. Będzie również zrealizowany kolejny konkurs na rozwiązanie technologiczne.

Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze

W 2022 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 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.

Ponadto zaplanowana jest modernizacja wzorcowego stanowiska pomiarowego NSG-T01, które umożliwia, jako jedyne w Polsce (poza Głównym Urzędem Miar) komercyjne wzorcowanie w zakresie pomiarowym ($0,16 \div 6500 \text{ m}^3/\text{h}$) różnego typu gazomierzy np. turbinowych, ultradźwiękowych, wirowych. Wymiana istniejącego systemu sterowania oraz aparatury kontrolno-pomiarowej umożliwi rozszerzenie możliwości pomiarowych w dziedzinie przepływu o przepływomierze turbinowe, ultradźwiękowe, termiczno-masowe.

W obszarze projektowym w 2022 r. planowane jest uruchomienie w ramach Programu Wodorowego projektów innowacyjnych z obszaru technologii wodorowych, mających na celu rozwój technologii silnika gazowego do bezpiecznego i niskoemisyjnego spalania mieszanin gazu ziemnego z wodorem. Trwają prace koncepcyjne nad uruchomieniem projektu związanego z produkcją zielonego wodoru.

W 2022 r. przewidywane jest zaangażowanie CLPB w następujących pracach w ramach budowy i wykorzystania infrastruktury badawczej w Odolanowie m.in.:

- weryfikacja wybranych w wyniku konkursu Zmierz H2 dla PGNiG selektywnych czujników do pomiaru stężenia wodoru w gazie ziemnym, jako alternatywy dla rozbudowy analizatorów chromatograficznych a przede wszystkim, jako czujnika w instalacjach mieszania w celu obniżenia kosztów modernizacji sieci;
- współudział przy projektowaniu i budowie oraz badania laboratoryjne i terenowe systemów dozowania wodoru;
- badanie poprawności wskazań dotychczas stosowanych analizatorów chromatograficznych (PGC) przy obecności wodoru;
- badania laboratoryjne wpływu wodoru na czujniki ciśnienia w przelicznikach i przetwornikach ciśnienia;
- pomoc przy rozruchu technologicznym instalacji badawczej gazomierzy średniego ciśnienia w tym wykonanie testów szczelności przy udziale wodoru i sprawdzenie możliwości uzyskania zadanych wartości strumienia gazu.

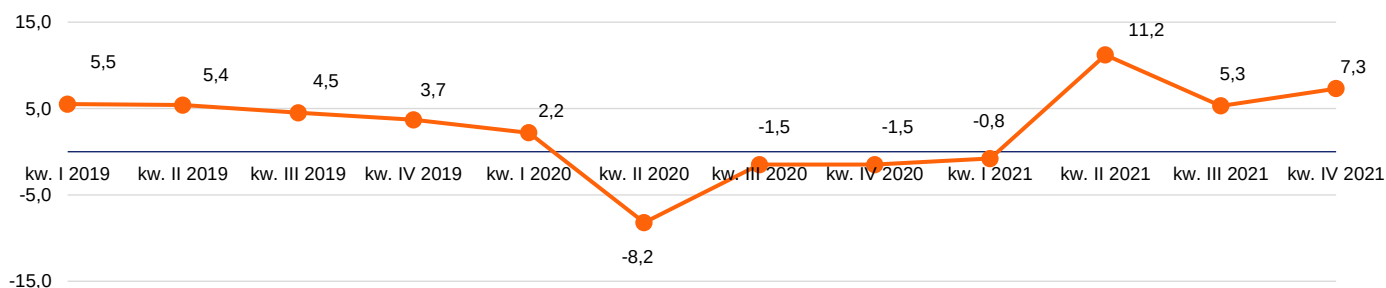
W 2022 r. planowane jest uruchomienie programu „Gospodarka Obiegu Zamkniętego w GK PGNiG”, którego głównym celem będzie stopniowe wdrożenie modelu biznesowego typu CBM (ang. Circular economy business model) w GK PGNiG opartego o gospodarkę z obiegiem zamkniętym w celu wykreowania możliwości długotrwałego wzrostu przychodów GK PGNiG oraz zwiększenia efektywności wykorzystywanych surowców, produktów i generowanych odpadów.

5. Sytuacja finansowa Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG w 2021 r.

5.1 Sytuacja makroekonomiczna

5.1.1 Sytuacja gospodarcza i kursy walut

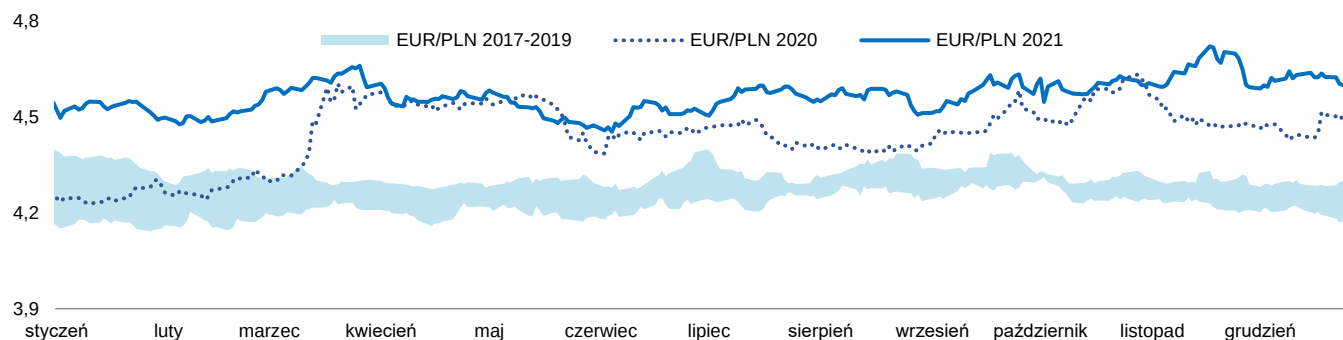
Wykres 14 Produkt Krajowy Brutto nierównany sezonowo prezentowany w ujęciu kwartalnym w latach 2019-2021



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

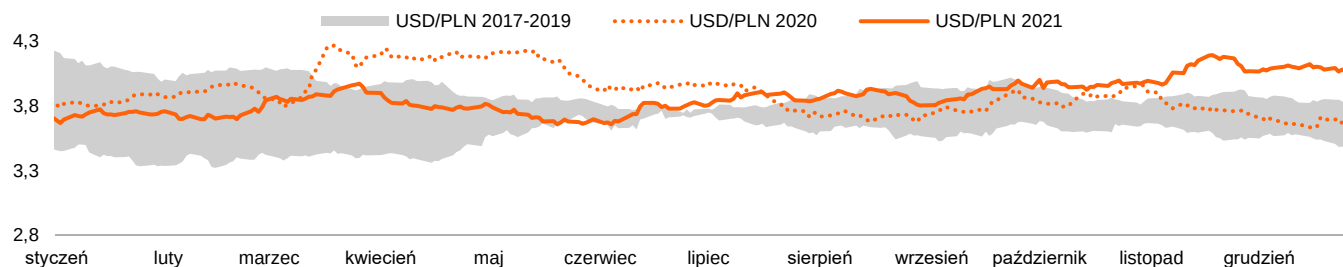
Według wstępnego szacunku Głównego Urzędu Statystycznego produkt krajowy brutto (PKB) w 2021 r. był realnie wyższy o 5,7% w porównaniu z 2020 r., wobec spadku o 2,5% w 2020 r. W efekcie postpandemicznego ożywienia gospodarczego, o 8,2% wzrósł popyt krajowy, a w tempie 8% r/r wzrosły inwestycje. Przemysł był największym kontrybutorem wzrostu i wygenerował 14,1% wartości dodanej brutto.

Wykres 15 Kurs walut EUR/PLN



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

Wykres 16 Kurs walut 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.

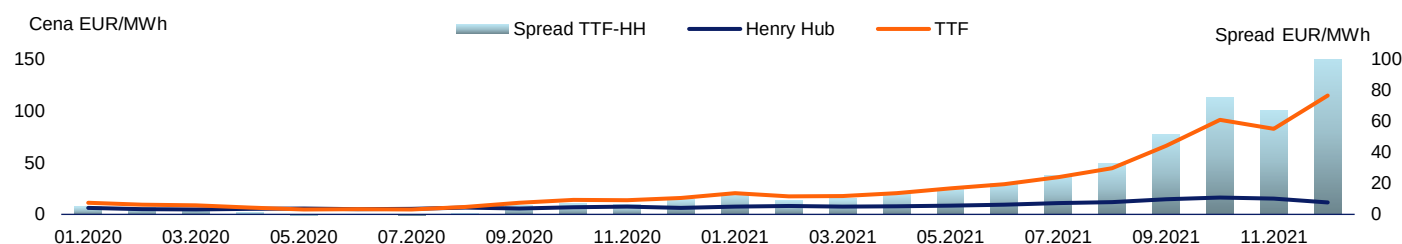
5.1.2 Tendencje na rynku gazu ziemnego

Ceny gazu w Europie i na świecie

W 2021 r. ceny gazu ziemnego w Europie zanotowały bardzo silny wzrost w stosunku do cen notowanych na amerykańskim Henry Hub. Średnia cena gazu ziemnego na holenderskim hubie TTF wyniosła w tym czasie 47,14 EUR/MWh - wzrost o ponad 390% w

porównaniu do analogicznego okresu r/r. Porównując te same okresy, notowania gazu ziemnego na Henry Hub wzrosły o 4,43 EUR/MWh do poziomu średnio 10,75 EUR/MWh. Średnia cena surowca w Stanach Zjednoczonych wzrosła więc w tym czasie o 70,2%. Tym samym, w minionym roku *spread* między tymi dwoma obszarami handlu zwiększył się o ponad 1000%, tj. o 33,39 EUR/MWh i wyniósł w 2021 średnio 36,39 EUR/MWh. Największy *spread* cenowy odnotowano w grudniu 2021 r.: 103,14 EUR/MWh.

Wykres 17 Średnie miesięczne fronth month gazu ziemnego na hubach Henry Hub i TTF w 2020 i 2021 r.

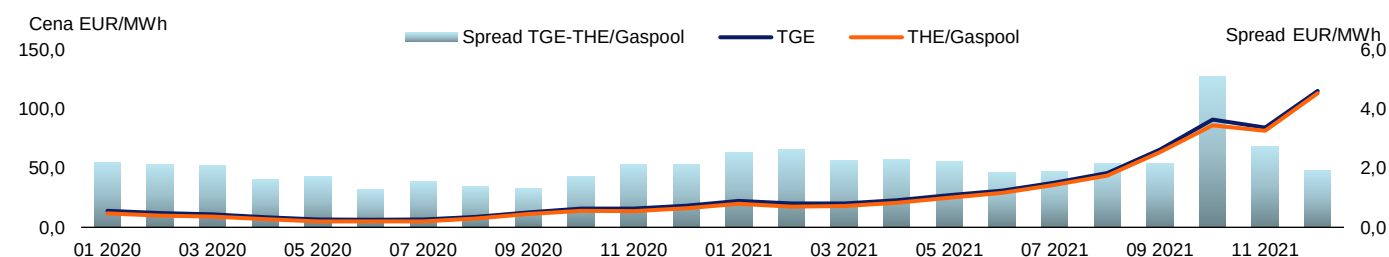


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych NYMEX oraz ICE. Notowania kontraktu ang. fronth month – kontrakt z datą wykonania w następnym miesiącu.

Ceny gazu w Polsce

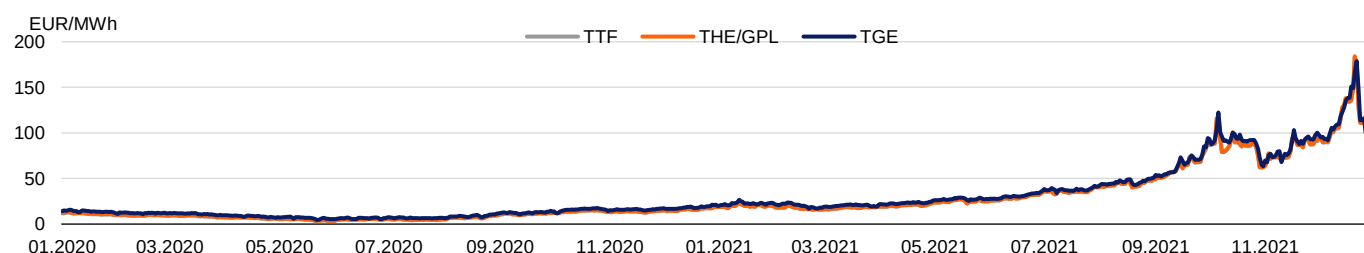
W 2021 r. średnia *spotowa* (RDNiBg) cena gazu w Polsce wyniosła 48,78 EUR/MWh, 37,37 EUR/MWh więcej niż w 2020 r. Ceny gazu były silnie skorelowane z cenami gazu w Niemczech i szerzej, na rynkach europejskich. Średni *spread* pomiędzy *spotowymi* cenami (dla produktu Day Ahead) na TGE oraz na THE (Gaspool) w 2021 r. wyniósł 2,48 EUR/MWh i wzrósł o 0,71 EUR/MWh (40%) r/r. Zanotowany wzrost spreadu pomiędzy średnimi cenami zamknięcia na rynkach w Polsce i w Niemczech nie był rezultatem zmian sytuacji fundamentalnej (np. wzrostu kosztów przesyłu), a wynikał z gwałtownych zmian cen jakie wystąpiły na rynku gazu, szczególnie w 4 kwartale 2021 r., gdy byliśmy świadkami silnego trendu wzrostowego. Zmiany te, połączone z wcześniejszą godziną zamknięcia giełdy TGE względem giełd zachodnich powodowały, że ceny zamknięcia w Polsce „nie nadążały” za wzrostami cen. Cena notowana na TGE „wyrównywała się” w rezultacie z cenami notowanymi na hubach zachodnioeuropejskich dopiero następnego dnia, w momencie otwarcia rynku.

Wykres 18 Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego w Polsce i w Niemczech w 2020 i 2021 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz EEX.

Wykres 19 Cena gazu ziemnego spot na giełdzie TGE, TTF i THE w 2020 i 2021 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz EEX.

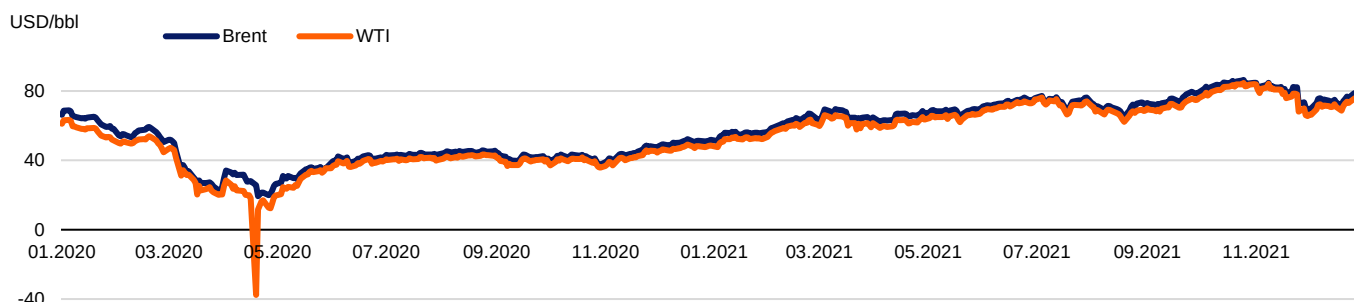
Sytuacja na rynku gazu ziemnego w Europie i na świecie ma przełożenie na wyniki finansowe Grupy PGNiG głównie ze względu na jego wpływ na segment Obrót i Magazynowanie zarówno po stronie kosztowej, jak i przychodowej.

5.1.3 Tendencje na rynku ropy naftowej

Rok 2021 na rynku ropy naftowej upłynął pod znakiem wzrostu cen surowca. Średnia cena spot ropy Brent wyniosła w 2021 r. \$71/bbl, natomiast w 2020 r. było to \$42/bbl. Wzrosty cen wynikały przede wszystkim z odbicia gospodarczego po globalnej pandemii koronawirusa. M.in. dzięki wprowadzeniu szczepień w wielu regionach świata zniesiono obostrzenia, a mobilność powróciła do poziomów zbliżonych do tych sprzed pandemii. Wzrost światowego popytu na ropę przewyższał krótkoterminowy wzrost wydobycia, co spowodowało spadek globalnych zasobów tego surowca.

Wysoką nerwowością inwestorów na rynku ropy naftowej charakteryzował się IV kwartał 2021, w którym ceny oscylowały w szerokim zakresie: \$65-86/bbl. Powodem zmienności cen była m.in. niepewność odnośnie nowego wariantu koronawirusa – Omikron i jego wpływu na zapotrzebowanie na ropę. Po stronie podaży do obniżenia cen ropy przyczyniło się zwiększenie produkcji ze strony członków OPEC+, natomiast na wzrosty miały wpływ zakłócenia w dostawach ropy z Libii oraz Kazachstanu.

Wykres 20 Cena ropy Brent i WTI, kontrakt month ahead w 2020 i 2021 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z ICE oraz NYMEX; ang. month ahead – kontrakt z datą wykonania w następnym miesiącu.

Średnie zapotrzebowanie na ropę naftową w 2021 r. wzrosło o 5,2% względem roku poprzedniego i wyniosło 96,64 mln baryłek dziennie. Zapotrzebowanie na ropę w grupie największych światowych konsumentów spoza OECD (ang. *Organisation for Economic Cooperation and Development* – Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju) wzrosło o 5,1%. Pozostałe kraje azjatyckie również zanotowały wzrost zapotrzebowania. Podaż ropy na świecie została zwiększona w 2021 r. o 1,45% względem roku poprzedniego, a zatem nie odbiła się wystarczająco względem popytu. Produkcja najmocniej wzrosła w grupie OPEC – o 2,69%. Chiny tymczasem zwiększyły swoje wydobycie o 2,6%, a Stany Zjednoczone o 0,99%.

Tabela 34 Globalny popyt na rynku ropy

Popyt (w mln bbl/dzień)	2021	2020
OECD	44,26	42,02
w tym Stany Zjednoczone	19,70	18,19
Spoza OECD	52,38	49,84
w tym Chiny	15,22	14,43
Razem Świat	96,64	91,85

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z EIA.

Tabela 35 Globalna podaż na rynku ropy

Podaż (w mln bbl/dzień)	2021	2020
OECD	30,94	30,56
w tym Stany Zjednoczone	18,77	18,58
Spoza OECD	64,33	63,34
w tym Chiny	4,99	4,86
w tym kraje byłego ZSRR	13,67	13,41
w tym OPEC	31,51	30,69
Razem Świat	95,27	93,90

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z EIA.

Tabela 36 Bilans popytu i podaży na rynku ropy

Nadwyżka/Niedobór (mln bbl/dzień)	2021	2020
Razem Świat	-1,37	2,05

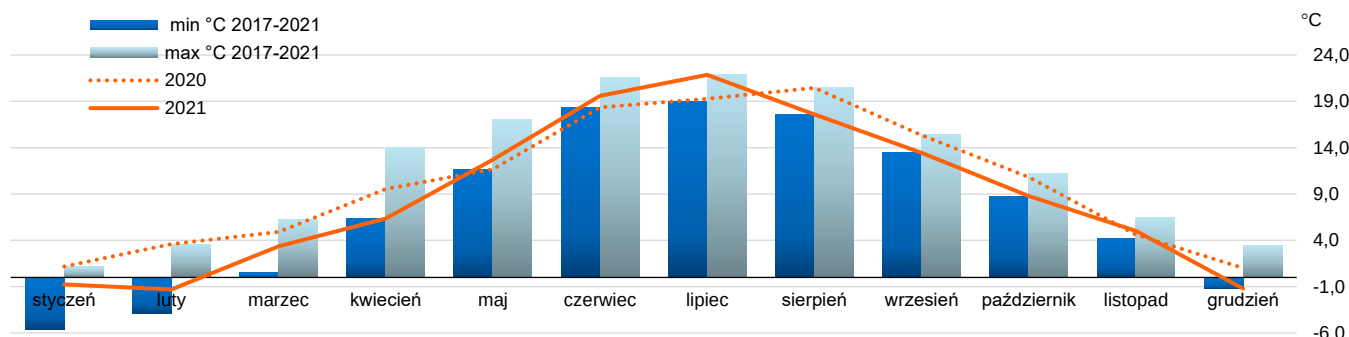
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z EIA.

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 2021 r. kształtowała się poniżej średniej sezonowej i wyniosła średnio 2 st. Celsjusza. W I kwartale temperatura była niższa o blisko 3 st. Celsjusza, natomiast w IV – ponad 1,5 st.. W sezonie wiosenno-letnim temperatury oscylowały średnio w okolicy 13 st. Celsjusza w II kwartale i 17 st. Celsjusza w III kwartale, natomiast w 2020 r. analogicznie - 13 i 18 st. Czynniki temperaturowe wpływają na wyniki dla GK PGNiG głównie w segmentach Obrót i Magazynowanie, Dystrybucja i Wytwarzanie.

Wykres 21 Średnie miesięczne temperatury



Punkt referencyjny pomiaru temperatury: Rzeszów.
Źródło: Opracowanie własne.

5.2 Sytuacja finansowa GK PGNiG w 2021 r.

Tabela 37 Wybrane dane finansowe GK PGNiG w latach 2020 - 2021 r.

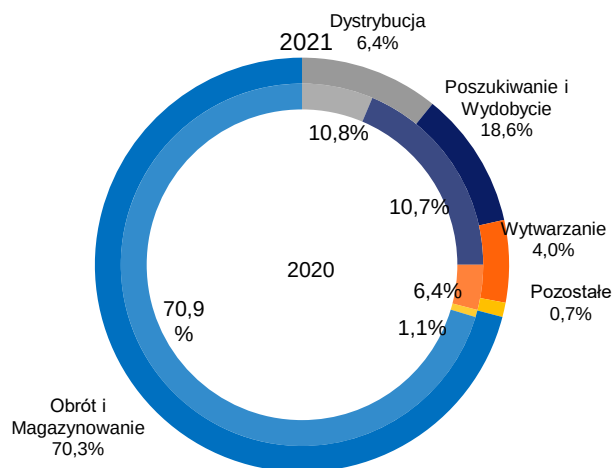
Dane dotyczące skonsolidowanego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2021	12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2020	12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2021	12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2020
Przychody ze sprzedaży	69 964	39 197	15 284	8 761
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	15 593	13 009	3 406	2 908
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	11 562	9 585	2 526	2 142
Zysk przed opodatkowaniem	10 982	9 025	2 399	2 017
Zysk netto akcjonariuszy jednostki dominującej	6 014	7 340	1 314	1 641
Zysk netto	6 014	7 340	1 314	1 641
Łączne całkowite dochody przypadające akcjonariuszom jednostki dominującej	3 240	6 285	708	1 405
Łączne całkowite dochody	3 240	6 285	708	1 405
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	3 470	14 118	758	3 155
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(8 092)	(6 254)	(1 768)	(1 398)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	8 628	(3 653)	1 885	(816)
Przepływy pieniężne netto	4 006	4 211	875	941
Zysk na akcję podstawowy i rozwodniony (odpowiednio w PLN i w EUR)	1,04	1,27	0,23	0,28

Dane dotyczące skonsolidowanego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	Stan na 31 grudnia 2021	Stan na 31 grudnia 2020	Stan na 31 grudnia 2021	Stan na 31 grudnia 2020
Aktywa razem	101 576	62 871	22 085	13 624
Zobowiązania razem	57 197	18 746	12 436	4 062
Zobowiązania długoterminowe	20 107	11 666	4 372	2 528
Zobowiązania krótkoterminowe	37 090	7 080	8 064	1 534
Kapitał własny razem	44 379	44 125	9 649	9 562
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 778	5 778	1 256	1 252
Średnia ważona liczba akcji zwykłych (mln szt.)	5 778	5 778	5 778	5 778
Wartość księgowa i rozwodniona wartość księgowa na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	7,68	7,64	1,68	1,65
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,21	0,09	0,05	0,02

5.2.1 Omówienie skonsolidowanego rachunku zysków i strat GK PGNiG

Przychody ze sprzedaży

Wykres 22 Przychody ze sprzedaży w podziale na segmenty działalności w latach 2020-2021



PiW: wzrost przychodów ze sprzedaży gazu E i Ls/Lw r/r o 9 904 mln zł (398%) oraz wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu o 1 074 mln zł (76% r/r).

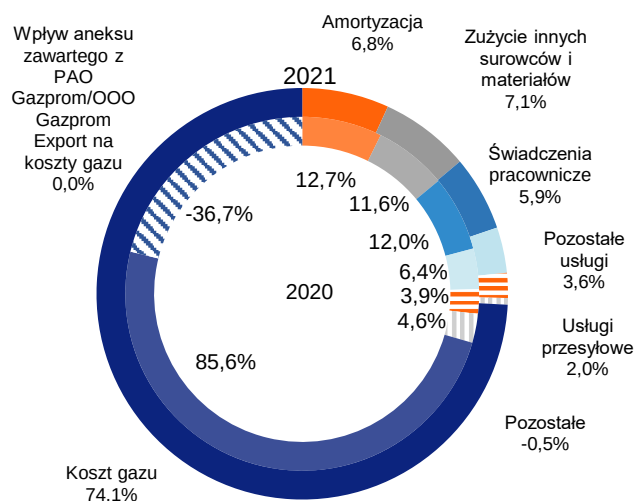
OiM: wzrost przychodów ze sprzedaży gazu E i Ls/Lw (z uwzgl. korekty sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających) o 27 698 mln zł (103% r/r).

Dystrybucja: wyższe o 699 mln zł (16%) przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej w Polsce przy wyższej o 3,6% stawce taryfy dystrybucyjnej.

Wytwarzanie: wyższe przychody ze sprzedaży ciepła o 284 mln zł (10% r/r) przy niższej średniej temperaturze r/r i wyższych wolumenach sprzedaży ciepła o 6% r/r; wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej z segmentu Wytwarzanie o 186 mln zł (18% r/r) przy niższym wolumenie sprzedaży o 4%.

Koszty działalności operacyjnej

Wykres 23 Podziały kosztów operacyjnych w latach 2020-2021



Wzrost kosztów gazu o 23 950 mln zł (121% r/r). Wzrost kosztów gazu nie uwzględnienia wpływu aneksu zawartego z PAO Gazprom/OOO Gazprom Export na koszty gazu w latach 2014-2019 na poziomie 4 915 mln zł.

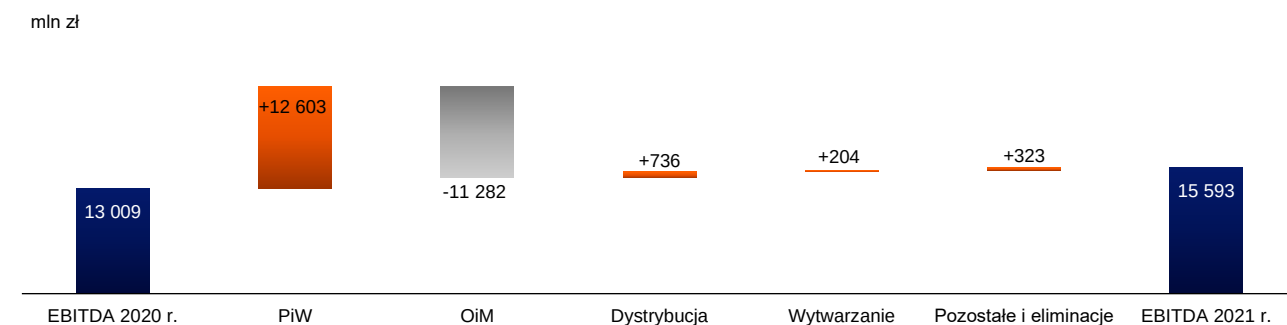
Wzrost kosztów zużycia innych surowców i materiałów o 944 mln zł (29% r/r), w tym energii elektrycznej na cele handlowe o 898 mln zł (50% r/r).

Wzrost kosztów z tytułu świadczeń pracowniczych o 99 mln zł (3% r/r), w tym wynagrodzeń o 142 mln zł (6% r/r). Koszty 13 odwertów negatywnych i sejsmiki wyniosły 625 mln zł w 2021 r. vs 198 mln zł (8 odwertów negatywnych) w 2020 r.

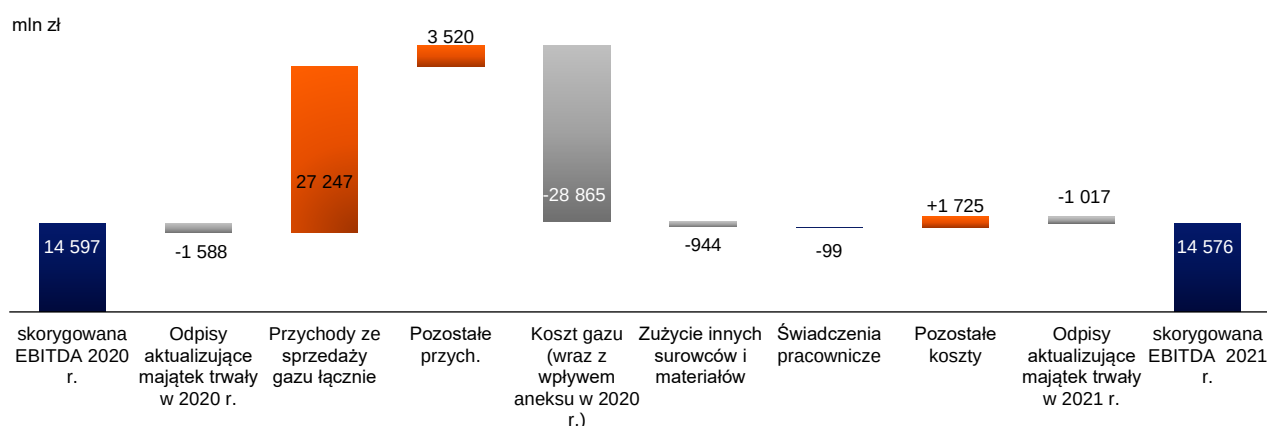
Rozwiązanie odpisu na majątek trwały w 2021 r. na poziomie +1 017 mln zł wobec zawiązania odpisu w 2020 r. na poziomie -1 588 mln zł. Wpływ zawiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie -89 mln zł. W 2020 r. rozwiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie +358 mln zł. Amortyzacja w 2021 r. na poziomie 4 031 mln zł, w Norwegii 751 mln zł.

EBITDA

Wykres 24 Zmiany w EBITDA w latach 2020-2021



Wykres 25 Zmiany w skorygowanym wyniku EBITDA w latach 2020-2021



Koszty finansowe netto i wynik netto

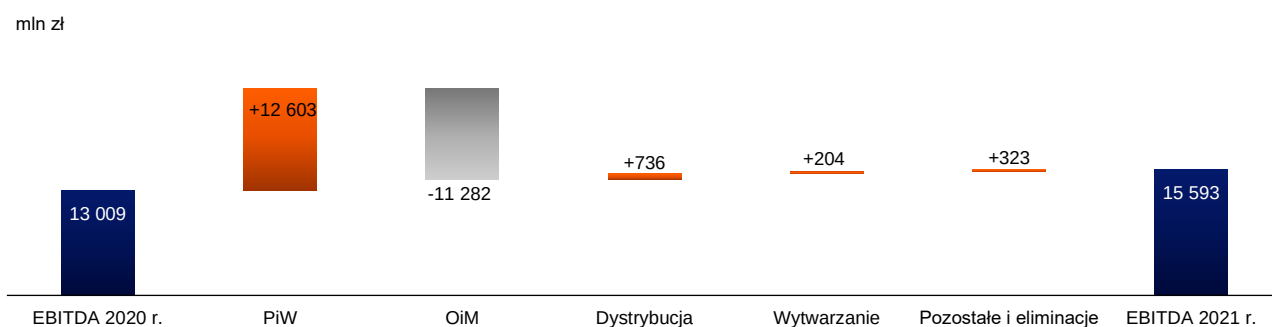
Koszty finansowe netto w 2021 r. wyniosły -587 mln zł, z czego kluczową pozycję stanowił odpis aktualizujący udzielone pożyczki, (głównie spółce Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.) na poziomie -394 mln zł.

Po uwzględnieniu wyniku z inwestycji wycenianych metodą praw własności na poziomie +7 mln zł oraz wyższych r/r obciążeń podatkowych (głównie z uwagi na podatki z tytułu działalności PGNiG UN) w kwocie 4 795 mln zł, zysk netto Grupy za 2021 r. wyniósł 6 187 mln zł i był niższy o 1 153 mln zł r/r (istotny wpływ aneksu zawartego z PAO Gazprom/OOO Gazprom Export w 2020 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 2021 r.](#)

5.2.2 Omówienie wyników segmentów

Wykres 26 Zmiany EBITDA pomiędzy latami 2020-2021



Poszukiwanie i Wydobywanie (PiW)

Tabela 38 Przychody ze sprzedaży w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie w latach 2018-2021

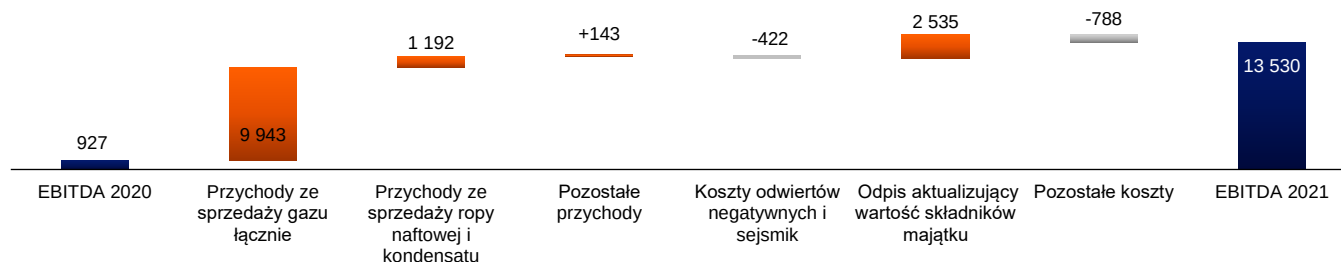
Poszukiwanie i Wydobywanie dane finansowe	2021	2020	2019	2018
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG	4 354	2 754	3 351	3 795
Przychody ze sprzedaży między segmentami	11 536	1 858	2 471	3 876
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:	15 890	4 612	5 822	7 671
gaz wysokometanowy, zaazotowany i LNG	12 455	2 512	3 117	4 574
ropa naftowa, kondensat i NGL	2 683	1 491	2 112	2 554
usługi geofizyczne, geologiczne, wiertnicze, serwisowe	302	227	277	275
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	13 530	927	3 360	5 019
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	12 078	-321	2 304	3 956

Tabela 39 Koszty operacyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie w latach 2018-2021

	2021	2020	2019	2018
Koszty ogółem, w tym:	-3 812	-4 933	-3 518	-3 715
zużycie surowców i materiałów	-455	-313	-357	-380
świadczenia pracownicze	-928	-910	-890	-867
usługi przesyłowe	-290	-210	-223	-262
pozostałe usługi	-852	-618	-590	-667
podatki i opłaty	-606	-389	-297	-270
pozostałe przychody i koszty operacyjne	-32	-55	19	-227
koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	378	493	489	505
koszt odwiertów negatywnych	-607	-185	-252	-687
koszt spisanych aktywów dot. poszukiwania i oceny zasobów mineralnych - sejsmika	-18	-13	-6	0
odpis aktualizujący wartość składników majątku trwałego	1 050	-1 485	-355	203
amortyzacja	-1 452	-1 248	-1 056	-1 063

Wykres 27 Zmiany w EBITDA PiW pomiędzy latami 2020-2021

mln zł



- wzrost przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego łącznie w segmencie o 9 943 mln zł (396% r/r) przy wyższej cenie gazu Rynku Dnia Następnego na Towarowej Giełdzie Energii o 343% r/r i wyższej cenie TTF o 391%;
- wolumeny wydobywania gazu w Polsce niższe o 3% r/r, w Norwegii i Pakistanie wyższe odpowiednio o 197% r/r i 10% r/r;
- wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (76% r/r, o 1 074 mln zł) przy spadku wolumenu sprzedaży w Polsce o 10% r/r, wzroście w Norwegii o 13% r/r oraz wyższej średniej ceny ropy naftowej Brent w USD/bbl o 66% r/r wyrażonej w USD;
- wolumeny wydobywania ropy naftowej i NGL w Norwegii wyższe o 19% r/r na poziomie 732 tys. ton, w Polsce niższe o 9% r/r na poziomie 643 tys. ton;
- spisane koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki: -625 mln zł w 2021 r. wobec -198 mln zł w 2020 r.;
- rozwiązanie odpisów na majątek trwały: +1 025 mln zł w 2021 r. wobec zawiązania odpisu na poziomie -1 485 mln zł w 2020 r.;
- pozycja overlift / underlift w Norwegii w 2021 r. – wpływ wyceny na wynik w 2021 r. na poziomie +73 mln zł. W 2020 r. odnotowano wpływ wyceny pozycji overlift / underlift na wynik w wysokości +16 mln zł.

Tabela 40 Nakłady inwestycyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie w latach 2018-2021

w mln PLN	2021 r.	2020 r.	2019 r.	2018 r.
Poszukiwanie i Wydobywanie, w tym:	2 108	2 557	2 506	2 232
Norwegia **	1 227	1 572	114	1 149
Pakistan	64	75	136	94
Libia	4	4	4	9

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

** Nie uwzględniono wydatków na akwizycję INEOS E&P Norge AS na poziomie 1 309 mln zł na dzień 31.12.2021 r.

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

Tabela 41 Wyniki finansowe PGNiG UN

PGNiG UN (mln NOK)	2021	2020	2019	2018
Przychody ze sprzedaży	13 315	2 180	2 358	3 569
EBITDA	11 840	436	1 515	2 247
EBIT	10 174	(945)	721	1 343
Zysk/strata netto	1 938	(183)	143	157
Aktywa ogółem	33 590	15 219	13 244	10 145
Kapitał własny	4 150	1 711	1 894	751

Obrót i Magazynowanie (OiM)

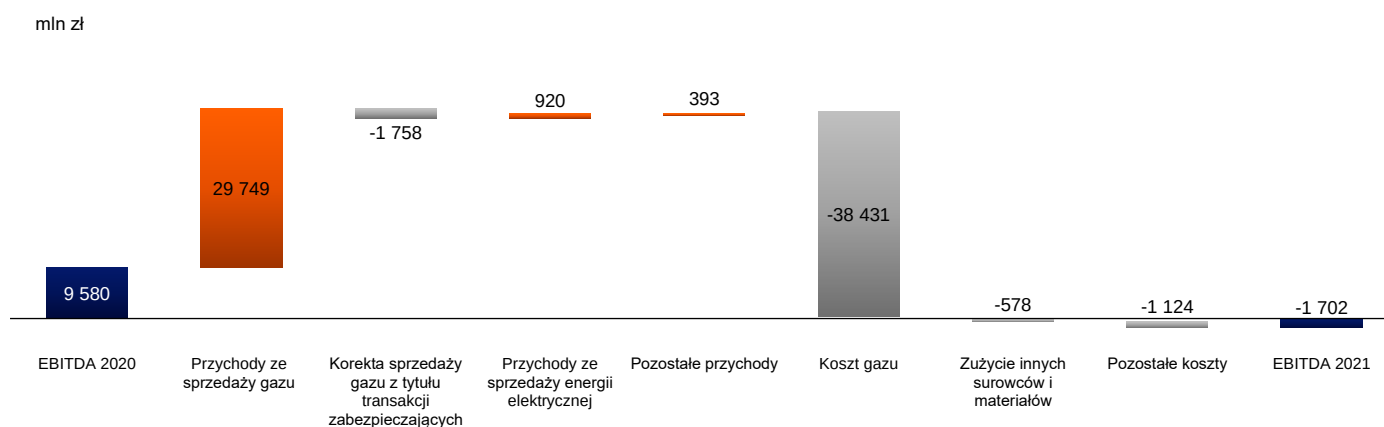
Tabela 42 Przychody ze sprzedaży w segmencie Obrót i Magazynowanie w latach 2018-2021

Obrót i Magazynowanie dane finansowe	2021	2020	2019	2018
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG	57 807	29 850	32 415	31 038
Przychody ze sprzedaży między segmentami	2 140	793	835	666
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:	59 947	30 643	33 250	31 704
gaz wysokometanowy, zaazotowany, LNG, CNG, korekta na transakcjach zabezpieczających	55 126	27 135	30 008	29 220
energii elektrycznej	3 778	2 858	2 488	2 010
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	-1 702	9 580	-470	-848
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	-1 913	9 357	-684	-1 037

Tabela 43 Koszty operacyjne w segmencie Obrót i Magazynowanie w latach 2018-2021

	2021	2020	2019	2018
Koszty ogółem, w tym:	-61 860	-21 286	-33 934	-32 741
koszt gazu	-55 148	-16 717	-29 181	-28 971
zużycie surowców i materiałów	-3 813	-2 782	-2 489	-1 970
świadczenia pracownicze	-431	-441	-401	-384
usługi przesyłowe	-185	-171	-175	-143
pozostałe usługi	-805	-824	-745	-707
podatki i opłaty	-39	-48	-38	-35
pozostałe przychody i koszty operacyjne	-1 156	-466	-457	-365
koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	17	28	22	29
amortyzacja	-211	-223	-214	-189

Wykres 28 Zmiany EBITDA OiM pomiędzy latami 2020-2021



- wzrost przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego łącznie w segmencie (z uwzględnieniem wpływu transakcji zabezpieczających) o 27 991 mln zł (103% r/r).
- wzrost kosztów sprzedanego gazu w segmencie o 38 431 mln zł (230% r/r) w wyniku wzrostów cen gazu na towarowych giełdach europejskich;
- w 2020 r. ujęcie 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);
- wynik na wycenie i realizacji instrumentów zabezpieczających odniesiony w wynik z działalności operacyjnej łącznie na poziomie +1 415 mln zł, w tym:
 - ujęty w przychodach ze sprzedaży w wysokości -697 mln zł (za 2020 r.: +1 062 mln zł),
 - ujętych w kosztach gazu +1 590 mln zł (w 2020 r.: -296 mln zł),
 - ujęty w pozostałych kosztach operacyjnych netto +522 mln zł (za 2020 r.: +233 mln zł);
- wyższy wolumen importu gazu do Polski r/r z kierunku wschodniego (2021 r.: 9,9 mld m³ vs 2020 r.: 9,0 mld m³), łącznie z kierunku zachodniego i południowego (2021 r.: 2,28 mld m³ vs 2020 r.: 2,04 mld m³), a także wyższy wolumen importu LNG (2021 r.: 3,94 mld m³ vs 2020 r.: 3,76 mld m³);

- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej w segmencie łącznie: 3 778 mln zł, wzrost o 920 mln zł r/r (32%) przy jednoczesnym wzroście kosztów energii na cele handlowe o 1 023 mln zł (37% r/r);
- wpływ zawiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie -89 mln zł. W 2020 r. rozwiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie +358 mln zł;
- wpływ zawiązania rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej: -302 mln zł w 2021 r. wobec -233 mln zł w 2020 r.

Nakłady inwestycyjne poniesione na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w 2021 r. w segmencie Obrót i Magazynowanie wyniosły 80 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 44 Wyniki finansowe PGNiG OD

PGNiG OD (mln zł)	2021	2020	2019	2018
Przychody ze sprzedaży	13 941	9 667	10 965	9 097
EBITDA	-601	930	561	76
EBIT	-637	897	534	67
Zysk/strata netto	-530	721	425	54
Aktywa ogółem	5 898	3 107	3 445	3 183
Kapitał własny	229	1 475	1 188	809

Tabela 45 Wyniki finansowe GK PST

GK PST (mln EUR)	2021	2020	2019	2018
Przychody ze sprzedaży	4 659	1 036	1 671	1 531
EBITDA	8	3	3	0
EBIT	8	2	2	0
Zysk/strata netto	2	0	0	(1)
Aktywa ogółem	1 614	233	350	418
Kapitał własny	8	6	6	6

Dystrybucja

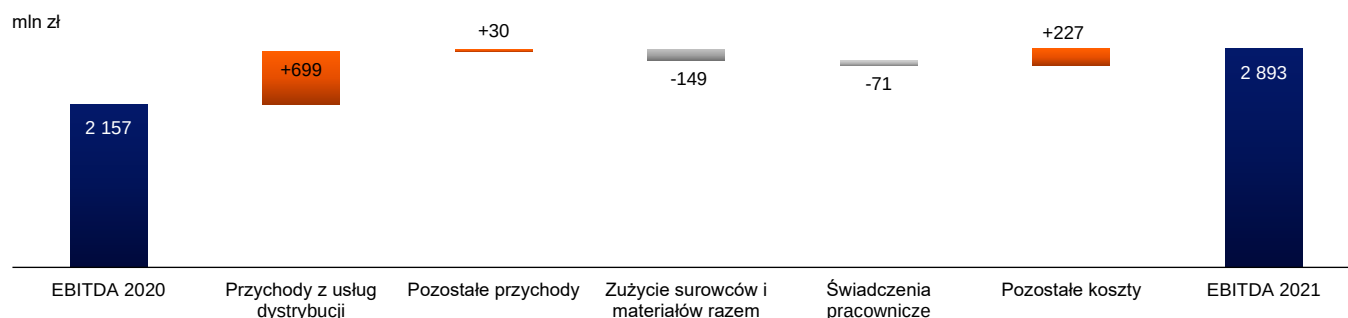
Tabela 46 Przychody ze sprzedaży w segmencie Dystrybucja w latach 2018-2021

Dystrybucja wyniki finansowe	2021	2020	2019	2018
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG	5 304	4 603	4 481	4 604
Przychody ze sprzedaży między segmentami	109	81	106	323
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:	5 413	4 684	4 587	4 927
dystrybucja gazu	5 088	4 389	4 208	4 414
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	2 893	2 157	1 995	2 385
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	1 675	1 063	980	1 458

Tabela 47 Koszty operacyjne w segmencie Dystrybucja w latach 2018-2021

	2021	2020	2019	2018
Koszty ogółem, w tym:	-3 738	-3 621	-3 607	-3 469
zużycie surowców i materiałów	-221	-72	-247	-436
świadczenia pracownicze	-1 566	-1 495	-1 394	-1 178
usługi przesyłowe	-684	-667	-655	-634
pozostałe usługi	-244	-233	-250	-259
podatki i opłaty	-490	-394	-369	-409
pozostałe przychody i koszty operacyjne	299	-33	-23	86
koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	386	367	346	288
odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-5	-5	6	-2
amortyzacja	-1 218	-1 094	-1 015	-927

Wykres 29 Zmiany w EBITDA Dystrybucji pomiędzy latami 2020-2021



- wyższy o 14% wolumen dystrybuowanego gazu sięgający 13,14 mld m³, przy niższej o -1,3°C średniej temperaturze r/r;
- przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej w Polsce wyższe o 699 mln zł (16% r/r), na skutek wyższego poziomu taryfy o 3,6% w porównaniu do wcześniej taryfy;

- wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 71 mln zł (+5% 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 2021 r. w segmencie Dystrybucja wyniosły 3 227 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 48 Wyniki finansowe GK PSG

GK PSG (mln zł)	2021	2020	2019	2018
Przychody ze sprzedaży	5 413	4 684	4 587	4 927
EBITDA	2 862	2 126	1 953	2 337
EBIT	1 634	1 018	924	1 398
Zysk/strata netto	1 221	738	671	1 110
Aktywa ogółem	22 198	19 754	17 564	15 149
Kapitał własny	13 730	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

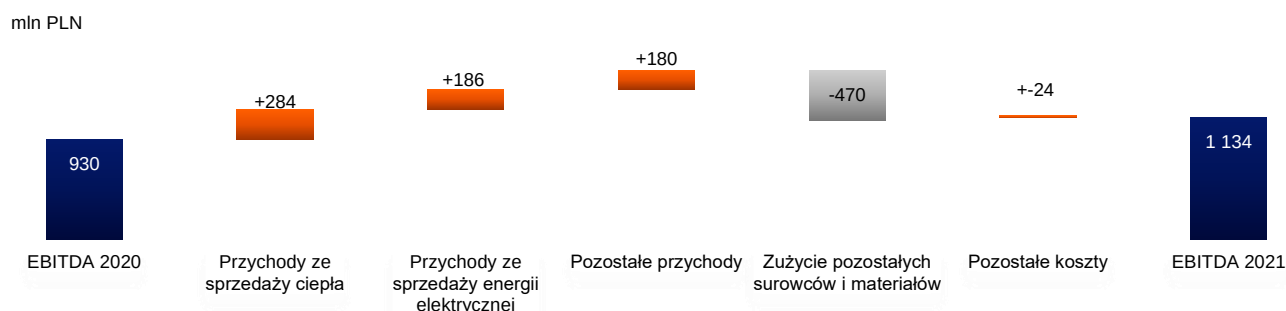
Tabela 49 Przychody ze sprzedaży w segmencie Wytwarzanie w latach 2018-2021

Wytwarzanie wyniki finansowe	2021	2020	2019	2018
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG	2 381	1 844	1 606	1 617
Przychody ze sprzedaży między segmentami	1 042	929	959	770
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:	3 423	2 773	2 565	2 387
ciepło	1 753	1 469	1 330	1 322
energia elektryczna	1 239	1 053	997	802
dystrybucja ciepła	96	78	75	74
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	1 134	930	856	788
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	55	135	149	316

Tabela 50 Koszty operacyjne w segmencie Wytwarzanie w latach 2018-2021

	2021	2020	2019	2018
Koszty ogółem, w tym:	-3 368	-2 638	-2 416	-2 071
zużycie surowców i materiałów	-1 636	-1 166	-1 120	-1 034
świadczenia pracownicze	-238	-234	-219	-205
usługi obce	-244	-207	-195	-191
podatki i opłaty	-76	-65	-65	-77
pozostałe przychody i koszty operacyjne	-95	-171	-111	-93
koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	0	0	1	1
odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	0	-7	0	16
amortyzacja	-1 079	-795	-707	-472

Wykres 30 Zmiany w EBITDA Wytwarzania pomiędzy latami 2018-2021



- wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o 19% r/r do poziomu 1 084 mln zł przy wyższych cenach rynkowych i niższym wolumenie sprzedaży o 4% r/r;
- wyższe przychody ze sprzedaży ciepła (19% r/r) na poziomie 1,75 mld zł przy niższej średniej temperaturze i wyższych o 6% r/r wolumenach sprzedaży;
- stabilne r/r koszty zakupu węgla na poziomie 808 mln zł w 2021 r. i niższe o 9 mln zł r/r koszty biomasy na poziomie 71 mln zł w 2021 r.;
- wzrost kosztów amortyzacji o 284 mln zł r/r., w tym z tytułu amortyzacji CO₂: 972 mln zł.

Nakłady inwestycyjne poniesione na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w 2021 r. w segmencie Wytwarzanie wyniosły 2 135 mln zł (w tym z tytułu CO₂: 582 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 51 Wyniki finansowe PGNiG TERMIKA

PGNiG TERMIKA (mln zł)	2021	2020	2019	2018
Przychody ze sprzedaży	2 894	2 357	2 176	2 016
EBITDA	985	836	777	687
EBIT	68	150	147	286
Zysk/strata netto	7	(519)*	(89)	208
Aktywa ogółem	7 543	6 533	6 876	5 949
Kapitał własny	2 656	2 612	3 133	3 415

5.2.3 Wahania wyników finansowych

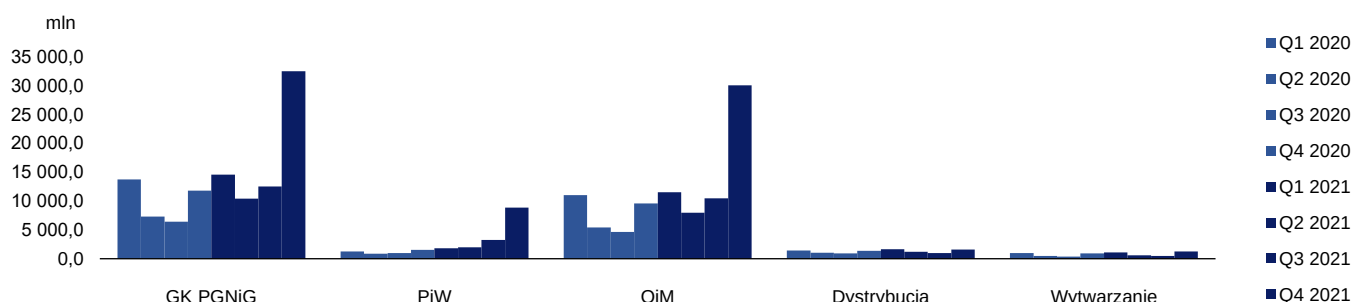
Obrót, dystrybucja i magazynowanie paliw gazowych, jak również wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji, stanowiące oprócz poszukiwań i wydobywania węglowodorów, podstawowy przedmiot działalności GK PGNiG, w dużym stopniu podlegają wahaniom sezonowym.

W przypadku sprzedaży gazu ziemnego i ciepła, przychody w miesiącach zimowych (I i IV kwartał roku) znacznie przewyższają wartości osiągane 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 31 Wahania przychodów ze sprzedaży GK PGNiG w latach 2020-2021



Wykres 32 Wahania EBITDA GK PGNiG w latach 2020-2021

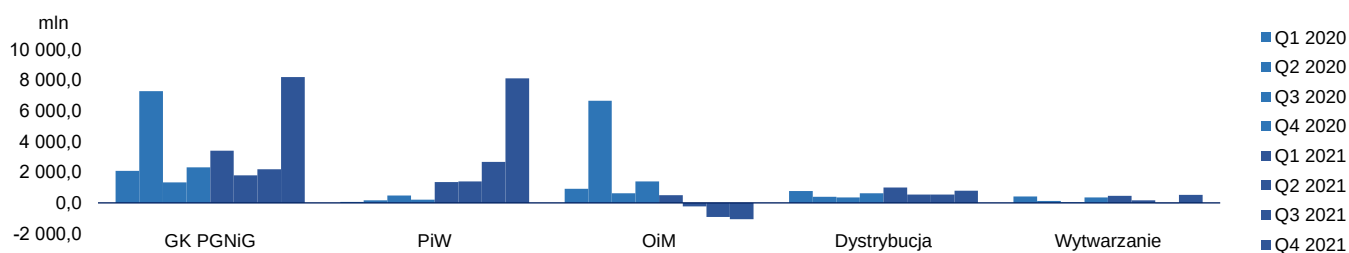


Tabela 52 Kwartalny wynik EBITDA i EBITDA skorygowana w podziale na segmenty operacyjne w 2021 r.

mln zł	GK PGNiG	2021 Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie
EBITDA I kw.	3 393	1 348	493	1 011	463
Skor. EBITDA I kw.	3 117	1 079	493	1 010	463
EBITDA II kw.	1 801	1 406	-221	542	171
Skor. EBITDA II kw.	1 536	1 110	-222	541	171
EBITDA III kw.	2 197	2 670	-915	545	-22
Skor. EBITDA III kw.	2 159	2 633	-915	544	-22
EBITDA IV kw.	8 202	8 106	-1 058	796	522
Skor. EBITDA IV kw.	7 764	7 659	-1 056	803	522

Tabela 53 Kwartalny wynik EBITDA i EBITDA skorygowana w podziale na segmenty operacyjne w 2020 r.

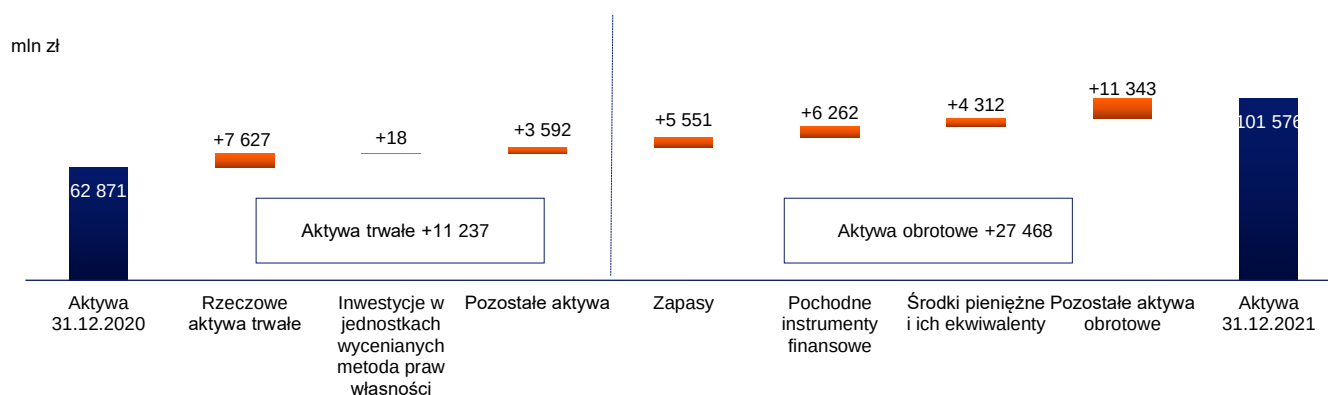
mln zł	GK PGNiG	2020			
		Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie
EBITDA I kw.	2 078	71	909	771	416
Skor. EBITDA I kw.	2 835	829	909	769	416
EBITDA II kw.	7 274	173	6 646	405	117
Skor. EBITDA II kw.	7 371	267	6 647	408	117
EBITDA III kw.	1 333	478	632	362	35
Skor. EBITDA 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	1 397	623	369

5.2.4 Omówienie sprawozdania z sytuacji finansowej GK PGNiG

Bilans na dzień 31 grudnia 2021 r. wykazuje sumę bilansową w wysokości 101 576 mln zł, która jest wyższa od wartości na koniec 2020 r. o 38 705 mln zł, czyli ok. 62%.

Aktywa

Wykres 33 Wybrane pozycje sprawozdania z sytuacji finansowej - Aktywa



Największą pozycję aktywów GK PGNiG stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których wartość na dzień 31 grudnia 2021 r. wyniosła 57 480 mln zł i była o 11 237 mln zł (ok. 24% r/r) wyższa od stanu na dzień 31 grudnia 2020 r. Wartości niematerialnie wzrosły z 693 mln zł do 1 826 mln zł na koniec 2021 r., natomiast aktywa z tytułu podatku odroczonego wynosiły łącznie 1 494 mln zł – głównie za sprawą wyższej wyceny instrumentów pochodnych. Pozycja inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności, w stosunku do końca poprzedniego roku, wzrosła o +18 mln zł (ok. 2% r/r).

Aktywa obrotowe GK PGNiG na koniec 2021 r. wynosiły 44 096 mln zł i były o 27 468 mln zł (ok. 169% r/r) wyższe niż na koniec 2020 r. Wzrost odnotowano głównie na pozycjach: należności 16 462 mln zł, czyli wyższe o 11 174 mln zł – ok. 211% r/r, pochodnych instrumentów finansowych 7 572, czyli wyżej o 6 262 mln zł – ok. 478% r/r oraz środków pieniężnych i ich ekwiwalentów 11 410, czyli wyżej o 4 312 mln zł – ok. 61% r/r.

Kapitał własny i zobowiązania

Wykres 34 Wybrane pozycje sprawozdania z sytuacji finansowej - Pasywa



Podstawowym źródłem finansowania aktywów GK PGNiG jest kapitał własny, którego wartość na koniec 2021 r. wyniosła 44 379 mln zł, co oznacza wzrost o 254 mln zł (1% r/r) w relacji do 2020 r. Na zmianę poziomu kapitałów własnych wpływ miała przede wszystkim wartość zysku zatrzymanego, która r/r wzrosła o 4 801 mln zł (ok. 13% r/r) oraz spadek wartości kapitału z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń o -4 582 mln zł r/r (ok. -285x r/r).

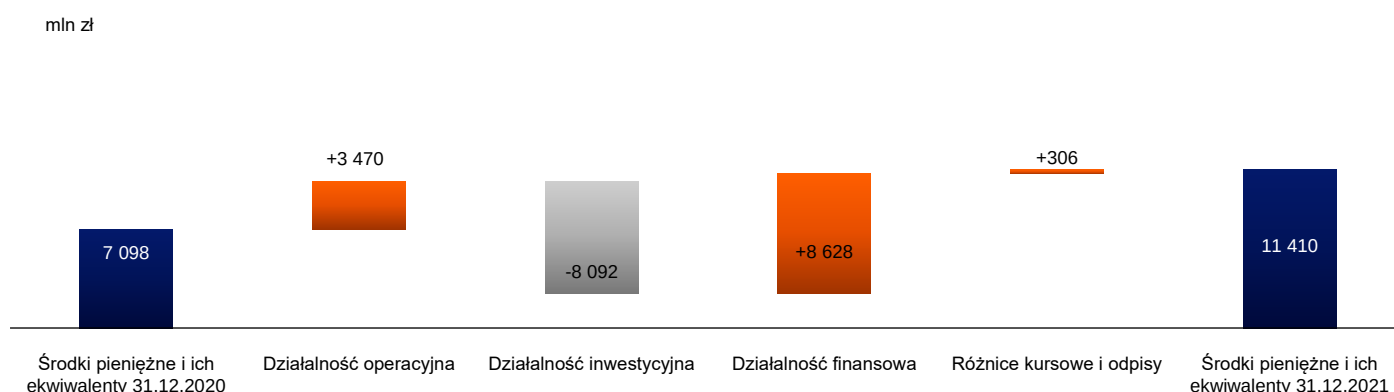
Stan zobowiązań długoterminowych na koniec 2021 r. wyniósł 20 107 mln zł i był wyższy od poziomu z dnia 31 grudnia 2020 r. o 8 441 mln zł (ok. 72% r/r). Zmiana poziomu zobowiązań długoterminowych wynika m.in. ze zwiększonej wartości pochodnych instrumentów finansowych o 4 582 mln zł (16x r/r) oraz wzrostu zobowiązań z tytułu podatku odroczonego o 3 344 (ok. 150% r/r).

Największy wzrost odnotowano na pozycji zobowiązań krótkoterminowych. Na dzień 31 grudnia 2021 r. ich wartość wyniosła 37 090 mln zł, czyli o 30 010 mln zł więcej niż w relacji do końca 2020 r. (ok. 424%). Duży wzrost na omawianej pozycji związany jest głównie ze zwiększeniem zobowiązań z tytułu zadłużenia krótkoterminowego o 9 823 mln zł (ok. 29x r/r), zobowiązań z tytułu dostaw i podatków o 9 627 mln zł (292% r/r) oraz zobowiązań z tytułu pochodnych instrumentów finansowych o 9 051 mln zł (ok. 813% r/r).

Pełna wersja skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej dostępna jest w [Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy Kapitałowej PGNiG za 2021 r.](#)

5.2.5 Omówienie sprawozdania z przepływów pieniężnych GK PGNiG

Wykres 35 Wybrane pozycje sprawozdania z przepływów pieniężnych



Na sprawozdanie z przepływów pieniężnych GK PGNiG w 2021 r. wpływ miały w zakresie z działalności operacyjnej: wyższe ujemne przepływy w związku ze zmianą stanu kapitału obrotowego na poziomie -10,0 mld zł (w 2020 r. +1,0 mld zł), pomimo osiągnięcia wyższych wyników operacyjnych, a w konsekwencji wyższe zapotrzebowanie na kapitał obrotowy na zakup gazu po znacząco wyższych cenach niż w poprzednich kwartałach i latach.

Na sprawozdanie z przepływów pieniężnych GK PGNiG w 2021 r. w zakresie z działalności inwestycyjnej wpływ miały wyższe wydatki na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne w wysokości 8,3 mld zł, w tym m.in. 3,4 mld zł w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie (w tym akwizycja aktywów INEOS), 3,2 mld zł w segmencie Dystrybucja i 1,2 mld zł w segmencie Wytwarzanie (bez uwzględnienia wydatków na CO₂).

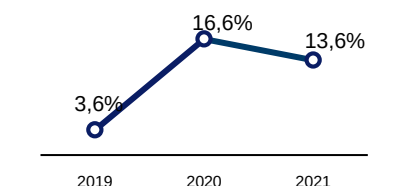
Natomiast na sprawozdanie z przepływów pieniężnych wpływ miały w zakresie z działalności finansowej:

- wzrost zadłużenia GK PGNiG spowodowany wyższym zapotrzebowaniem na kapitał obrotowy oraz koniecznością uzupełniania depozytów zabezpieczających transakcje giełdowe i finansowe związane z instrumentami pochodnymi;
- stan zadłużenia z tytułu kredytów, obligacji i leasingu na koniec 2021 r. wyniósł 14,6 mld zł (wzrost o 10,5 mld zł r/r);
- zadłużenie netto (łącznie zadłużenie z tytułu kredytów, obligacji i leasingu pomniejszone o środki pieniężne i ich ekwiwalenty) wyniosło 3,2 mld zł (na koniec 2020 r. zadłużenie netto wynosiło -2,9 mld zł);
- Wyplacona dywidenda w kwocie 1 213 mln zł, czyli 0,21 zł na akcję.

Pełna wersja skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych dostępna jest w [Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy Kapitałowej PGNiG za 2021 r.](#)

5.2.6 Wskaźniki rentowności

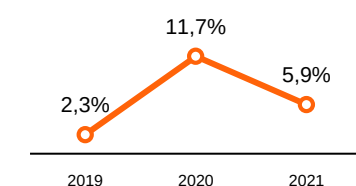
Wykres 36 ROE



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

Niższy poziom wskaźnika ROE w 2021 r. spowodowany niższym wzrostem zysku netto w porównaniu do 2020 r.

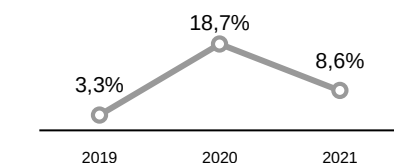
Wykres 37 ROA



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

Niższy poziom wskaźnika ROA w 2021 r. spowodowany niższym wzrostem zysku netto w porównaniu do 2020 r.

Wykres 38 Rentowność sprzedaży netto (ROS)



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

Niższy poziom wskaźnika ROS w 2021 r. spowodowany wzrostem poziomu sprzedaży w porównaniu do 2020 r.

5.2.7 Przewidywana sytuacja finansowa oraz tendencje na rynku kluczowych produktów

Przewidywana sytuacja finansowa GK PGNiG

Na sytuację finansową GK PGNiG w przyszłych okresach będą w istotnym stopniu oddziaływać zmiany cen węglowodorów na rynkach surowców oraz zmiany kursów walut. Powyższe czynniki będą szczególnie istotne dla wyników generowanych przez GK PGNiG w segmentach Poszukiwanie i Wydobywanie oraz Obrót i Magazynowanie. Zmiana notowań cen węglowodorów przekłada się na przychody ze sprzedaży realizowane przez podmioty GK PGNiG zajmujące się wydobywaniem oraz ma wpływ na poziom popytu na usługi sejsmiczne i poszukiwawcze 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 przepływ pieniężny 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. Umacnianie 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. Powyższe czynniki mogą wpłynąć na obniżenie rentowności segmentu Obrót i Magazynowanie poprzez zmniejszenie uzyskiwanych marż na sprzedaży.

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, w tym gazu ziemnego.

Przewidywana sytuacja finansowa i działalność operacyjna GK PGNiG będzie znajdować się pod wpływem rozwoju sytuacji na Ukrainie i trwającej tam militarnej inwazji Federacji Rosyjskiej. Sukcesywnie wprowadzane sankcje gospodarcze i personalne wobec rosyjskich podmiotów i obywateli, jak również zagrożenie infrastruktury i tym samym bezpieczeństwa przepływu gazu ziemnego z kierunku wschodniego mogą negatywnie wpłynąć na międzynarodowy rynek gazu i powodować dalsze wzrosty cen gazu i osłabianie się polskiej waluty. Więcej informacji na temat zmian zachodzących w otoczeniu GK PGNiG na początku 2022 r. znajduje się w [punkcie 3.1.](#)

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

W nadchodzących miesiącach na ceny ropy będzie miał wpływ rozwój sytuacji gospodarczej na świecie i liczne niewiadome związane z rosyjską agresją na Ukrainie i - w mniejszym stopniu - pandemią. Od początku inwazji Rosji na Ukrainę nie stwierdzono ograniczeń w imporcie ropy, jednak kupujący obawiają się ograniczenia lub całkowitego odcięcia tych dostaw wraz z eskalacją konfliktu. W związku z niepewną sytuacją podażową w najbliższych tygodniach należy spodziewać się dalszych gwałtownych zmian cen na giełdach, m.in. w efekcie podejmowanych decyzji o ograniczaniu lub wstrzymywaniu zakupów rosyjskiej ropy. Trwają dyskusje nad rozszerzeniem sankcji na produkty energetyczne, jednak państwa członkowskie Unii Europejskiej nie są w tej kwestii jednomyślne.

Ceny gazu w Europie będą utrzymywać się na wysokim poziomie zarówno w końcówce trwającego sezonu zimowego jak i z coraz większym prawdopodobieństwem również w okresie letnim. Od 24 lutego 2022 r. notowany jest ich bardzo szybki wzrost oraz wysoka zmienność. Do 7 marca 2022 r. wzrosły do 227 EUR/MWh, czyli o 284% osiągając w dniu 7 marca 2022 r. lokalny szczyt w wysokości 354 EUR/MWh. W długim terminie należy zatem oczekiwać, iż trwający obecnie konflikt przyspieszy transformację energetyczną Europy oraz proces uniezależniania się od rosyjskich surowców energetycznych. Europejski rynek będzie prawdopodobnie poszukiwał źródeł pozyskania gazu innych niż gaz rosyjski, wobec czego należy spodziewać się zwiększonego popytu na LNG oraz intensywnego załaczania magazynów gazu.

W Polsce planowane wzrosty mocy importowych i ogólnie dywersyfikacja źródeł pozyskania gazu będzie łagodziła trudną sytuację podażową na globalnym rynku. Nierozwiązana pozostaje kwestia potencjalnego zwiększenia wydobywania na Holenderskim złożu Groningen. Pomimo licznych protestów lokalnej społeczności rząd rozważa wzrost produkcji 7,6 mld m³/r, w porównaniu z wcześniej oczekiwanym poziomem 3,9 mld m³/r. powodem jest zwiększone o 1,1 mld m³ zapotrzebowanie Niemiec.

Cena uprawnień do emisji CO₂ (EUA - *ang. European Emission Allowances*) będzie w głównej mierze zależeć od udziału źródeł konwencjonalnych w strukturze produkcji energii elektrycznej, który jest pochodną produktywności odnawialnych źródeł energii oraz marżowości źródeł wytwórczych opartych o węgiel kamienny, węgiel brunatny i gaz ziemny. Obecny stan, w którym ceny gazu

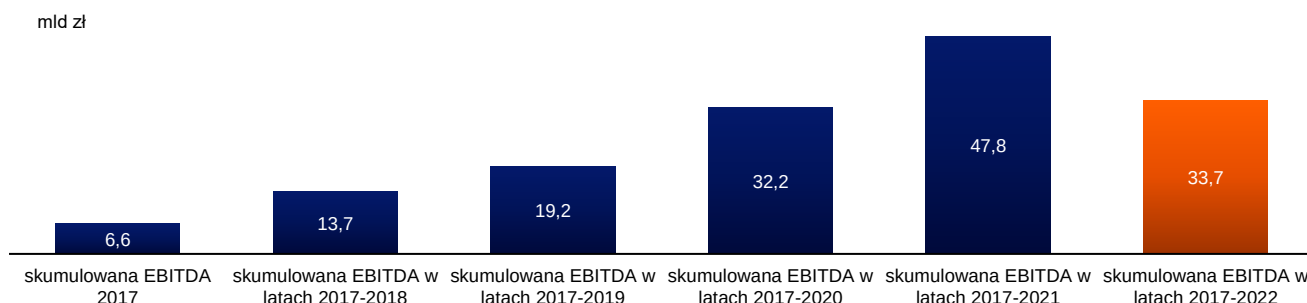
ziemnego są relatywnie wyższe niż węgla, powoduje zwiększoną generację energii elektrycznej z paliw wysoko emisyjnych. To w połączeniu z niską generacją OZE w minionym roku, doprowadziło do potężnych wzrostów cen EUA do poziomu przekraczającego 90 EUR/t CO₂. Unia Europejska stosuje mechanizm corocznego 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. Z drugiej strony w obliczu rosyjskiej agresji na Ukrainę i wzrostów cen gazu, ceny uprawnień do emisji CO₂ na początku 2022 roku znacząco spadły. Może być to związane z przewidywaniami spadku tempa wzrostu gospodarek europejskich i w efekcie – mniejsze potrzeby emisji.

Cena energii elektrycznej w Polsce w 2022 r. będzie uzależniona od poziomów cen uprawnień do emisji CO₂. Oddanie nowych mocy wytwórczych OZE (szczególnie dużych projektów PV) i niższy poziom cen certyfikatów EUA (z potencjałem realizacji zysków przez instytucje finansowe) mogą doprowadzić do spadku cen energii elektrycznej w bieżącym roku. Z drugiej strony, możliwe ograniczenia importu węgla mogą negatywnie wpłynąć na koszt wytwarzania energii elektrycznej w kraju.

5.2.8 Publikacja prognoz wyników finansowych i operacyjnych

Spółka nie publikuje prognoz wyników finansowych. W opublikowanej w 2017 r. strategii Spółka zapowiedziała wygenerowanie skumulowanego wyniku EBITDA Grupy na poziomie ok. 33,7 mld zł w latach 2017-2022 dzięki programowi inwestycyjnemu. Na koniec 2020 r. skumulowana EBITDA wyniosła 47,8 mld zł, co stanowi ok. 142% zaplanowanego wyniku do 2022 r.

Wykres 39 Skumulowana EBITDA GK PGNiG w latach 2017-2021 i cel strategiczny 2022 r.



W dniu 1 grudnia 2021 r. Spółka opublikowała prognozę wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej w latach 2022-2024.

Tabela 54 Prognoza wydobycia gazu ziemnego w latach 2022-2024*

mld m ³	2022	2023	2024
Polska	3,7	3,7	3,9
Zagranica, w tym:	2,9	2,8	2,9
- Norwegia	2,6	2,4	2,6
- Pakistan	0,3	0,4	0,3
Razem	6,6	6,5	6,8

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

Tabela 55 Prognoza wydobycia ropy naftowej wraz z kondensatem i NGL w latach 2022-2024

tys. ton	2022	2023	2024
Polska	603	569	534
Zagranica, w tym:	920	791	894
Norwegia	920	791	904
Razem	1 523	1 360	1 428

Sytuacja pandemiczna w latach 2020-2021 spowodowała wydłużenie realizacji procesów inwestycyjnych o kilkanaście miesięcy, co skutkuje mniejszym prognozowanym wydobyciem ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce w kolejnych latach. Wpływ na wielkość prognozowanego wolumenu wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego mają także ograniczenia w odbiorze gazu przez EC Gorzów w 2022 r., a w latach 2023-2024 - realizacja zadań inwestycyjnych, których wykonanie wymaga wydłużonego przestoju instalacji technologicznych kopalni Dębno i Lubiatów.

Wzrost produkcji gazu ziemnego w Norwegii w okresie 2021-2024 spowodowany jest akwizycją złóż Ormen Lange, Marulk i Alve oraz uruchomieniem produkcji ze złóż Ærfugl Nord, Duva i pozostałych otworów na strukturze Ærfugl. Ponadto, w 2024 r. planowane jest uruchomienie produkcji ze złoża Tommeliten Alpha.

Wzrost poziomu wydobycia ropy naftowej oraz NGL w Norwegii w okresie 2022-2024 spowodowany jest akwizycją złóż Ormen Lange, Marulk i Alve. Spadek wydobycia w 2023 r. to efekt naturalnego procesu szczerpania złóż. Zakłada się, że spadek zostanie zatrzymany w 2024 r. wraz z uruchomieniem produkcji ze złoża Tommeliten Alpha.

5.2.9 Zarządzanie zasobami finansowymi oraz płynność GK PGNiG

Kredyty, pożyczki oraz dłużne papiery wartościowe

W związku z utrzymywaniem się wysokich cen paliwa gazowego na giełdach energii, w tym m.in. na TGE w Polsce, TTF w Holandii oraz THE w Niemczech, w dniu 17 grudnia 2021 r. PGNiG zawarło 3 nowe umowy kredytów z Bankiem Gospodarstwa Krajowego, PKO Bankiem Polskim SA i CaixaBank SA Oddział w Polsce zwiększające możliwości pozyskania finansowania krótkoterminowego w okresie do 9 miesięcy od dnia zawarcia o łączną kwotę 2,7 mld zł.

Tabela 56 Najistotniejsze umowy kredytów GK PGNiG na 31 grudnia 2021 r.

Bank	Maksymalna wartość zadłużenia w ramach umów w mln	Waluta	Rodzaj oprocentowania	Rodzaj kredytu	Termin obowiązywania
Konsorcjum 9 banków	500	USD	zmienne	kredyt długoterminowy	30.06.2026
Konsorcjum 10 banków	10 000	PLN	zmienne	kredyt obrotowy	24.06.2024
Banki Gospodarstwa Krajowego	1 200	PLN	zmienne	kredyt w rachunku bieżącym	16.09.2022
PKO Bank Polski SA	800	PLN	zmienne	kredyt w rachunku bieżącym	16.09.2022
CaixaBank SA Oddział w Polsce	700	PLN	zmienne	kredyt w rachunku bieżącym	16.09.2022
Bank Gospodarstwa Krajowego	271	PLN	zmienne	kredyt długoterminowy	27.08.2027
Agencja Rozwoju Przemysłu SA	100	PLN	zmienne	pożyczka długoterminowa	31.08.2029
Bank Pekao S.A.	75	PLN	zmienne	kredyt w rachunku bieżącym	16.07.2022
Deutsche Bank Munich	80	EUR	zmienne	kredyt w rachunku bieżącym	-
PKO Bank Polski	20	EUR	zmienne	kredyt w rachunku bieżącym	31.03.2022

Szczegółowe informacje na temat pożyczek udzielonych przez PGNiG spółkom zależnym i innym spółkom powiązanym zaprezentowane zostały w [nocie 7.4 Jednostkowego Sprawozdania Finansowego PGNiG za 2021 r.](#)

W styczniu i lutym 2022 roku Spółka zawarła kolejne umowy kredytów krótkoterminowych z bankami: Societe Generale SA Oddział w Polsce, konsorcjum banków Bank of China Limited działającego poprzez Bank of China Limited Luxembourg Branch i Bank of China (Europe) S.A. działającego poprzez Bank of China (Europe) S.A. Oddział w Polsce, Deutsche Bank Polska S.A. oraz Credit Agricole Bank Polska S.A. na łączną kwotę 1,8 mld zł.

Emisja papierów wartościowych oraz wykorzystanie wpływów z emisji

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 może 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.

Tabela 57 Program emisji dłużnych papierów wartościowych na 31 grudnia 2021 r.

Bank	Limit Emisji	Waluta	Termin zapadalności	Przedmiot umowy	Termin obowiązywania umowy
Konsorcjum 4 banków: Bank Pekao S.A. ING Bank Śląski S.A. Bank Handlowy w Warszawie S.A. BNP Paribas Bank Polska S.A.	5 000 mln	PLN	do 10 lat	program emisji obligacji	28.10.2025

Na dzień 31 grudnia 2021 r. nie wystąpiło zadłużenie PGNiG z tytułu emisji obligacji w ramach GK PGNiG.

Instrumenty finansowe

Tabela 58 Główne pozycje bilansowe aktywów finansowych w podziale na kategorie

Pozycja bilansowa	Pozycja szczegółowa w nocie	2021				2020			
		Aktywa finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu	Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowość i zabezpieczeń	Razem	Pożyczki i należności wyceniane według zamortyzowanego kosztu	Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowość i zabezpieczeń	Razem
Należności	Należności z tytułu dostaw i usług	11 437	-	-	11 437	4 449	-	-	4 449
Pochodne instrumenty finansowe		-	7 077	1 891	8 968	-	1 004	449	1 453
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty		11 410	-	-	11 410	7 098	-	-	7 098
Razem		22 847	7 077	1 891	31 815	11 547	1 004	449	13 000

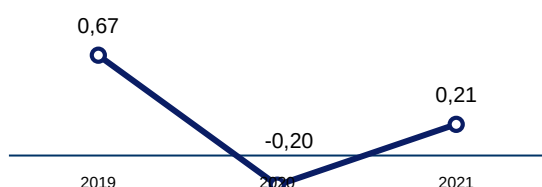
Tabela 59 Główne pozycje bilansowe zobowiązań finansowych w podziale na kategorie

Pozycja bilansowa	Pozycja szczegółowa w notcie	2021				2020			
		Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego o kosztu	Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń	Razem	Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego o kosztu	Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń	Razem
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	Kredyty bankowe	12 153	-	-	12 153	1 995	-	-	1 995
	Dłużne papiery wartościowe	-	-	-	-	-	-	-	-
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	4 575	-	-	4 575	1 199	-	-	1 199
Pochodne instrumenty finansowe		-	9 362	5 669	15 031	-	780	618	1 398
Razem		16 728	9 362	5 669	31 759	3 194	780	618	4 592

Szczegółowe informacje dotyczące instrumentów finansowych znajdują się w [nocie 7.1 Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG za 2021 r.](#)

Wskaźniki zadłużenia

Wykres 40 Dług netto/EBITDA

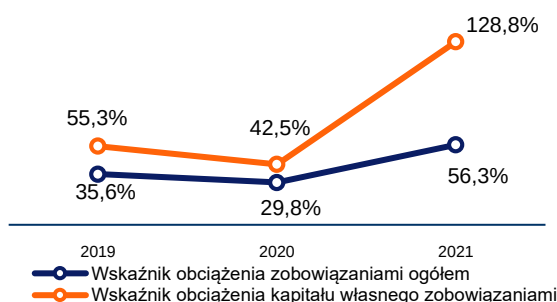


Dług netto liczony jako suma posiadanych kredytów bankowych (zarówno krótko jak i długoterminowych), dłużnych papierów wartościowych oraz zobowiązań z tytułu leasingu oraz pożyczek, pomniejszoną o środki pieniężne i ich ekwiwalenty oraz środki pieniężne prezentowane jako aktywa długoterminowe.

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

Wzrost wskaźników w 2021 r. spowodowany jest istotnie wyższą wartością zobowiązań przy wzroście EBITDA.

Wykres 41 Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem; wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami



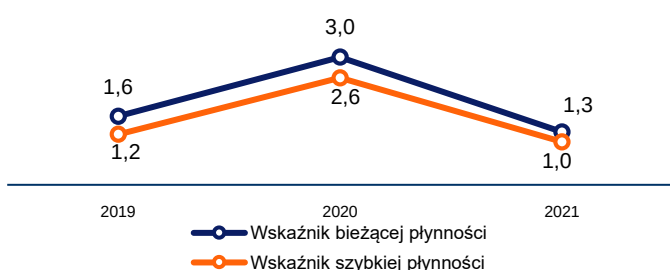
Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem liczony jako suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów.

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

Wzrost wskaźników w 2021 r. spowodowany jest wzrostem wartości zobowiązań, głównie krótkoterminowych.

Wskaźniki płynności

Wykres 42 Wskaźniki płynności



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

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

Spadek wskaźników w 2021 r. spowodowany jest wyższymi 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 2.3.2.](#)

Udzielone poręczenia, gwarancje oraz pozostałe aktywa i zobowiązania warunkowe

Na dzień 31 grudnia 2021 r. najistotniejszą pozycję zobowiązań warunkowych GK PGNiG stanowiły gwarancje i poręczenia, których łączna wartość ujawniona w skonsolidowanym sprawozdaniu wynosiła 6,5 mld zł (4,8 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 2021 r. w przeliczeniu na zł wynosi 2,9 mld zł (2,9 mld zł na koniec 2020 r.).

Wzrost wartości zobowiązań warunkowych z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji w bieżącym okresie związany jest przede wszystkim z wystawieniem gwarancji w wysokości 1,6 mld PLN (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2021 roku), będących zabezpieczeniem zawartych umów czarterów statków do przewozu gazu LNG.

Umowy gwarancji i poręczeń zawarte w bieżącym okresie na łączną kwotę 2,0 mld zł dotyczyły przede wszystkim zabezpieczenia dostaw gazu.

5.4 Sytuacja finansowa PGNiG w 2021 r.

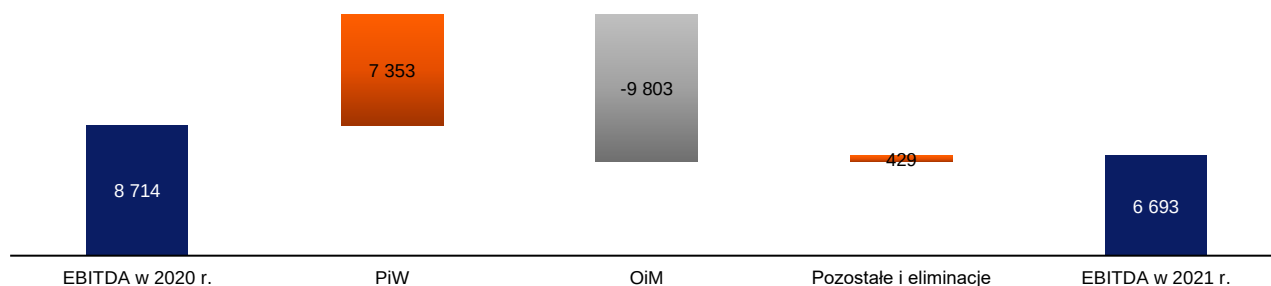
Tabela 60 Wybrane dane finansowe PGNiG w latach 2020-2021

Dane dotyczące jednostkowego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2021	12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2020	12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2021	12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2020
Przychody ze sprzedaży	36 768	21 237	8 032	4 747
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	6 693	8 714	1 462	1 948
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	5 849	7 895	1 278	1 765
Zysk przed opodatkowaniem	6 264	8 490	1 368	1 898
Zysk netto	5 121	6 909	1 119	1 544
Całkowite dochody razem	2 327	5 900	508	1 319
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	(2 607)	9 394	(570)	2 100
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	361	(2 794)	79	(624)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	8 714	(3 591)	1 904	(803)
Przepływy pieniężne netto	6 468	3 009	1 413	673
Zysk netto i rozwodniony zysk netto na jedną akcję przypisany zwykłym akcjonariuszom (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,89	1,20	0,19	0,27

Dane dotyczące jednostkowego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	Stan na 31 grudnia 2021	Stan na 31 grudnia 2020	Stan na 31 grudnia 2021	Stan na 31 grudnia 2020
Aktywa razem	69 690	43 746	15 152	9 480
Zobowiązania razem	34 120	7 516	7 418	1 629
Zobowiązania długoterminowe	7 270	3 871	1 580	839
Zobowiązania krótkoterminowe	26 850	3 645	5 838	790
Kapitał własny	35 570	36 230	7 734	7 851
Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	7 518	7 518	1 635	1 629
Liczba akcji (średnia ważona w okresie w mln szt.)	5 778	5 778	5 778	5 778
Wartość księgowa i rozwodniona wartość księgowa na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	6,16	6,27	1,34	1,36
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,21	0,09	0,05	0,02

W 2021 r. spółka PGNiG S.A. odnotowała wynik EBITDA na poziomie 6 693 mln zł, a więc niższym o 2 021 mln zł niż w analogicznym okresie ubiegłego roku. Zmiany wyniku EBITDA w poszczególnych segmentach działalności zostały zaprezentowane na poniższym wykresie.

Wykres 43 Zmiany w EBITDA PGNiG pomiędzy latami 2020-2021



Spadek wyniku EBITDA w segmencie Obrót i Magazynowanie (-9 803 mln zł) jest efektem pozytywnego wpływu na koszty 2020 r. rozliczenia na podstawie aneksu zawartego z PAO Gazprom/OOO Gazprom Export (+4 915 mln zł) oraz wzrostu cen nabycia gazu w 2021 r.

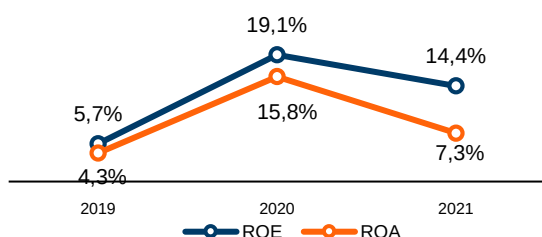
Wzrost wyniku EBITDA w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie (+7 353 mln zł) spowodowany jest głównie wzrostem cen gazu oraz rozwiązaniem odpisów aktualizujących wartość majątku trwałego. Pozytywny wpływ na wynik EBITDA segmentu wywarł również wyższy wynik na sprzedaży ropy naftowej wywołany wzrostem cen jednostkowych sprzedaży.

Wzrost wyniku EBITDA w segmencie Pozostałe (+429 mln zł) spowodowany jest m.in. wynikiem na różnicach kursowych netto dotyczących działalności operacyjnej.

Analiza wskaźnikowa

Rentowność

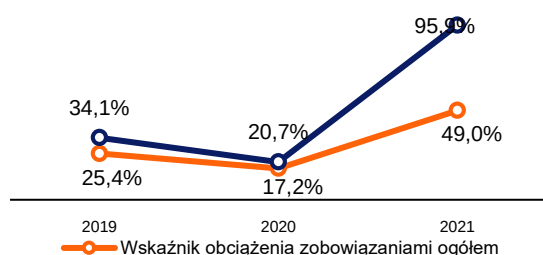
Wykres 44 ROE i ROA



Niższy poziom wskaźnika ROA i ROE w 2021 r. spowodowany niższym zyskiem netto w 2021 r. w porównaniu z analogicznym okresem 2020 r. w związku z wpływem na koszty w 2020 r. aneksu zawartego z Gazprom.

Wskaźniki zadłużenia

Wykres 46 Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem, Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami



Wskaźniki płynności

Wykres 47 Wskaźnik bieżącej i szybkiej płynności

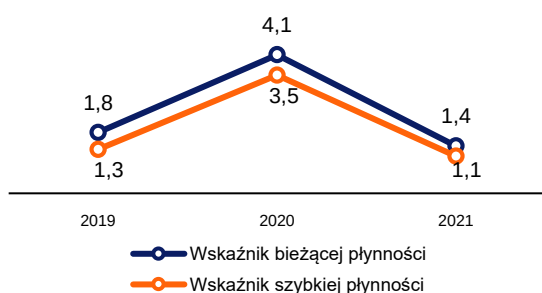
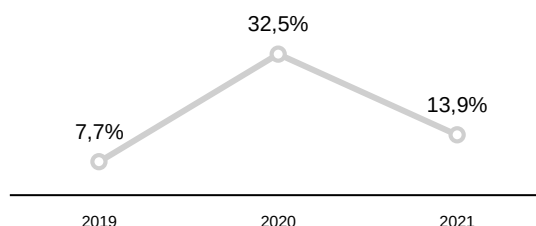


Tabela 61 Nakłady inwestycyjne PGNiG w latach 2018-2021

Lp.	Obszar	2021	2020	2019	2018
I	Poszukiwanie i Wydobywanie, w tym:	750	884	997	989
1	Poszukiwanie	361	587	614	764
	w tym nakłady na odwierty negatywne	50	39	109	99
2	Wydobywanie	389	297	384	225
II	Obrót i Magazynowanie oraz Pozostałe segmenty	58	67	93	87
1	Obrót	5	31	62	0
2	Magazyny segmentu Obrót i Magazynowanie	53	37	31	87
III	Pozostałe segmenty	164	75	49	138
IV	Nakłady inwestycyjne łącznie (I+II+III)	971	1 026	1 140	1 213

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

Wykres 45 Rentowność sprzedaży netto



Niższy poziom wskaźnika Rentowność sprzedaży netto w 2021 r. spowodowany niższym zyskiem netto w 2021 r. w porównaniu z analogicznym okresem 2020 r. w związku z wpływem na koszty w 2020 r. aneksu zawartego z Gazprom.

Wzrost wskaźnika obciążenia zobowiązaniami ogółem w 2021 r. spowodowany jest wzrostem wartości zobowiązań, w tym w szczególności:

- zobowiązań z tytułu instrumentów pochodnych (+12 mld zł);
- zadłużenia odsetkowego (+10 mld zł);
- zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz innych (+5 mld zł).

Główną przyczyną powyższych odchyleń są dynamiczne wzrosty cen gazu na rynku zanotowane w drugiej połowie 2021 r.

Wzrost wskaźnika obciążenia kapitału własnego ogółem w 2021 r. spowodowany jest wzrostem wartości zobowiązań.

W konsekwencji silnej dynamiki cen rynkowych gazu w drugiej połowie 2021 r., istotnie (niekiedy wielokrotnie) wzrosły także salda pozycji bilansowych uzależnionych od tych cen, m.in. należności i zobowiązania z tytułu dostaw i usług, zapasy, aktywa i zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych, środki pieniężne (w tym depozyty). Zostały także zaciągnięte kredyty na obsługę bieżącej działalności. W efekcie, pomimo znacznej nadwyżki wartości aktywów obrotowych nad zobowiązaniami krótkoterminowymi (10,7 mld zł, wzrost o 1,3 mld zł r/r), wskaźnik ich wzajemnej relacji spadł. Niemniej jednak wskaźnik płynności szybkiej notuje bezpieczny poziom >1.

6. Ład korporacyjny

6.1 Oświadczenie o stosowaniu zasad ładu korporacyjnego

6.1.1 Stosowany zbiór zasad ładu korporacyjnego

W 2021 r. PGNiG stosowało się do zbioru zasad ładu korporacyjnego zawartego w dokumencie "Dobre Praktyki Spółek Notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych 2016" (dalej „DPSN 2016”), przyjętych Uchwałą Nr 26/1413/2015 z dnia 13 października 2015 r. przez Radę Giełdy, oraz od momentu wejścia w życie w lipcu 2021 r. – „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW 2021”, przyjętych Uchwałą Rady Giełdy Nr 13/1834/2021 z dnia 29 marca 2021 r. (dalej „Dobre Praktyki 2021”, „DPSN 2021”).

Teksty wskazanych zbiorów zasad wraz ze zmianami są publicznie dostępne 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 DPSN 2016, 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 osiągania 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 powiązanymi 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.

Zgodnie z DPSN 2021, PGNiG:

- prowadzi sprawną komunikację z uczestnikami rynku kapitałowego, wykorzystując różnorodne narzędzia i formy porozumiewania się, w tym przede wszystkim korporacyjną stronę internetową, umożliwia zapoznanie się z osiągniętymi przez nią wynikami finansowymi zawartymi w raporcie okresowym w możliwie najkrótszym czasie po zakończeniu okresu sprawozdawczego i publikuje co najmniej wstępne szacunkowe wyniki finansowe, organizuje cykliczne spotkania wynikowe dla inwestorów, udziela odpowiedzi niezwłocznie na wpływające zapytania;
- jest kierowane przez władze w skład których powołane są osoby posiadające odpowiednie kompetencje, umiejętności i doświadczenie, odpowiednia liczba członków rady nadzorczej spełnia kryteria niezależności, a wewnętrzne przepisy Spółki regulujące zasady podejmowania decyzji i sposób funkcjonowania zarządu i rady nadzorczej są zgodne z najlepszymi praktykami ładu korporacyjnego;
- posiada sprawnie działające systemy i funkcje wewnętrzne: kontroli wewnętrznej, zarządzania ryzykiem oraz nadzoru zgodności działalności z prawem (compliance);
- angażuje akcjonariuszy w sprawy spółki, umożliwiając w odpowiedni sposób uczestniczenie w walnych zgromadzeniach i organizując je w stosownych miejscach i czasie;
- ukształtowało przejrzyste procedury zarządzania konfliktami interesów i zawierania transakcji z podmiotami powiązanymi w warunkach możliwości wystąpienia konfliktu interesów;
- dba o stabilność kadry zarządzającej, między innymi poprzez przejrzyste, sprawiedliwe, spójne i niedyskryminujące zasady jej wynagradzania.

6.1.2 Informacja o odstępieniu od stosowania postanowień zasad ładu korporacyjnego

Od momentu wprowadzenia do stosowania zasad ładu korporacyjnego Dobrych Praktyk 2016, PGNiG sukcesywnie zmniejszało zakres odstępstw od określonych w tym dokumencie zasad szczegółowych. W 2016 r. Spółka nie stosowała czterech zasad i dwóch rekomendacji. W 2021 r. Emitent nie stosował dwóch ze wskazanych poniżej zasad i dwóch rekomendacji DPSN 2016. Poniżej Emitent przedstawia wyjaśnienie przyczyn odstępienia od stosowania powyższych zasad i rekomendacji.

Tabela 62 Wyjaśnienie przyczyn odstępienia od stosowania zasad i rekomendacji DPSN 2016

Polityka informacyjna i komunikacja z inwestorami	I.Z.1.15	Treść zasady: 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. 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.
Zarząd i Rada Nadzorcza – II.Z.7		Treść zasady: 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. Wyjaśnienie: W ramach Rady Nadzorczej Emitenta działa Komitet Audytu jako stały komitet. Zgodnie z Dobrymi Praktykami Spółek Notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych, Emitent powinien stosować zasady określone w Załączniku I do Zalecenia Komisji Europejskiej z dnia 15 lutego 2005 r. dotyczącym roli dyrektorów niewykonawczych lub będących członkami rady nadzorczej spółek giełdowych i komisji rady (nadzorczej). Emitent wdrożył wszelkie wymogi gwarantujące udział Komitetu Audytu w nadzorze nad działalnością Emitenta poza: zasadą wyrażoną w pkt 4.3.2 ww. załącznika, zgodnie z którą kierownictwo powinno informować Komitet Audytu o metodach stosowanych przy rozliczaniu znaczących, nietypowych transakcji, kiedy istnieje kilka sposobów ich ujęcia księgowego; Na obecnym etapie funkcjonowania Komitetu Audytu Emitent nie widzi potrzeby wprowadzania bardzo szczegółowych regulacji precyzujących funkcjonowanie tego komitetu w tym wdrożenia zalecenia określonego w pkt 4.3.2. Załącznika I do Zalecenia Komisji Europejskiej.. Emitent podejmie stosowne działania w przyszłości, jeżeli znajdą one swoje uzasadnienie w praktyce funkcjonowania Komitetu Audytu.
Walne zgromadzenie i relacje z akcjonariuszami	IV.R.2;	Treść rekomendacji: 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: 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. 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.

Wynagrodzenia	Treść rekomendacji:
VI.R.4.	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 powierzonych poszczególnym osobom zakresu zadań i uwzględniać pełnienie dodatkowych funkcji, jak np. praca w komitetach rady nadzorczej. 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).

W związku z wprowadzeniem do stosowania zasad ładu korporacyjnego Dobrych Praktyk 2021 i rozszerzeniem ich zakresu o nowe obszary, PGNiG w 2021 r. nie stosowało 13 zasad.

Tabela 63 Wyjaśnienie przyczyn odstąpienia od stosowania zasad i rekomendacji DPSN 2021

Polityka informacyjna i komunikacja z inwestorami	1.3.1	Treść zasady: W swojej strategii biznesowej spółka uwzględnia również tematykę ESG, w szczególności obejmującą: zagadnienia środowiskowe, zawierające mierniki i ryzyka związane ze zmianami klimatu i zagadnienia zrównoważonego rozwoju; Wyjaśnienie: Strategia biznesowa Grupy Kapitałowej PGNiG została opublikowana w 2017 roku i będzie realizowana w przyjętym kształcie do 2022 r. Ze względu na panującą niepewność w obszarze regulacji rynków energii, która w znaczący sposób może wpłynąć na perspektywy działalności Grupy PGNiG w przyszłości, prace nad aktualizacją strategii biznesowej zostały zawieszone. Obowiązująca strategia biznesowa nie zawiera odrębnych elementów związanych z zagadnieniami środowiskowymi, zawierającymi mierniki i ryzyka związane ze zmianami klimatu i zagadnieniami zrównoważonego rozwoju - te elementy zostały ujęte w uzupełniającym strategię biznesową dokumencie „Strategia zrównoważonego rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017-2022”, jednak w zakresie węższym niż wskazany w zasadzie 1.3.1. Spółka ma świadomość znaczenia kwestii zrównoważonego rozwoju w bieżącej działalności i uwzględni wskazywane w zasadzie 1.3.1 elementy w zaktualizowanej lub nowej strategii oraz polityce ESG, która stanowi obecnie przedmiot prac projektowych.
Polityka informacyjna i komunikacja z inwestorami	1.3.2	Treść zasady: W swojej strategii biznesowej spółka uwzględnia również tematykę ESG, w szczególności obejmującą: sprawy społeczne i pracownicze, dotyczące m.in. podejmowanych i planowanych działań mających na celu zapewnienie równouprawnienia płci, należytych warunków pracy, poszanowania praw pracowników, dialogu ze społecznościami lokalnymi, relacji z klientami. Wyjaśnienie: Strategia biznesowa Grupy Kapitałowej PGNiG została opublikowana w 2017 roku i będzie realizowana w przyjętym kształcie do 2022 roku. Strategia nie zawiera odrębnych elementów związanych ze sprawami społecznymi i pracowniczymi – te elementy zostały ujęte w uzupełniającym strategię biznesową dokumencie „Strategii zrównoważonego rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017-2022”, jednak w zakresie węższym niż wskazany w zasadzie 1.3.2.
Polityka informacyjna i komunikacja z inwestorami	1.4.1	Treść zasady: W celu zapewnienia należytej komunikacji z interesariuszami, w zakresie przyjętej strategii biznesowej spółka zamieszcza na swojej stronie internetowej informacje na temat założeń posiadanej strategii, mierzalnych celów, w tym zwłaszcza celów długoterminowych, planowanych działań oraz postępów w jej realizacji, określonych za pomocą mierników, finansowych i niefinansowych. Informacje na temat strategii w obszarze ESG powinny m.in.: objaśniać, w jaki sposób w procesach decyzyjnych w spółce i podmiotach z jej grupy uwzględniane są kwestie związane ze zmianą klimatu, wskazując na wynikające z tego ryzyka. Wyjaśnienie: Strategia biznesowa Grupy Kapitałowej PGNiG została opublikowana w 2017 roku i będzie realizowana w przyjętym kształcie do 2022 roku. Ze względu na znaczącą niepewność w obszarze regulacji rynków energii, która w znaczący sposób może wpłynąć na perspektywy działalności Grupy PGNiG w przyszłości, prace nad aktualizacją strategii biznesowej zostały zawieszone. Obowiązująca strategia biznesowa nie obejmuje kwestii związanych ze zmianą klimatu oraz wynikających z tego tytułu ryzyka - te elementy zostały ujęte w uzupełniającym strategię biznesową dokumencie „Strategia zrównoważonego rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017-2022”, jednak w zakresie węższym niż wskazany w zasadzie 1.4.1. Spółka ma świadomość znaczenia kwestii zrównoważonego rozwoju w bieżącej działalności i uwzględni wskazywane w zasadzie 1.4.1 elementy w zaktualizowanej lub nowej strategii oraz polityce ESG, która stanowi obecnie przedmiot prac projektowych.

Polityka informacyjna i komunikacja z inwestorami 1.4.2	Treść zasady: W celu zapewnienia należytej komunikacji z interesariuszami, w zakresie przyjętej strategii biznesowej spółka zamieszcza na swojej stronie internetowej informacje na temat założeń posiadanej strategii, mierzalnych celów, w tym zwłaszcza celów długoterminowych, planowanych działań oraz postępów w jej realizacji, określonych za pomocą mierników, finansowych i niefinansowych. Informacje na temat strategii w obszarze ESG powinny m.in.: przedstawiać wartość wskaźnika równości wynagrodzeń wypłacanych jej pracownikom, obliczanego jako procentowa różnica pomiędzy średnim miesięcznym wynagrodzeniem (z uwzględnieniem premii, nagród i innych dodatków) kobiet i mężczyzn za ostatni rok, oraz przedstawiać informacje o działaniach podjętych w celu likwidacji ewentualnych nierówności w tym zakresie, wraz z prezentacją ryzyk, z tym związanych oraz horyzontem czasowym, w którym planowane jest doprowadzenie do równości. Wyjaśnienie: Strategia biznesowa Grupy Kapitałowej PGNiG została opublikowana w 2017 roku i będzie realizowana w przyjętym kształcie do 2022 roku. Ze względu na znaczącą niepewność w obszarze regulacji rynków energii, która w znaczący sposób może wpłynąć na perspektywy działalności Grupy PGNiG w przyszłości, prace nad aktualizacją strategii biznesowej zostały zawieszone. Obowiązująca strategia biznesowa nie obejmuje kwestii ewentualnych nierówności wynagrodzeń, ryzyka z tym związanego i nie zawiera celu, jakim jest doprowadzenie do równości płac kobiet i mężczyzn. Spółka będzie dążyć do uwzględnienia kwestii wskazanych w zasadzie 1.4.2 w zaktualizowanej lub nowej strategii oraz polityce ESG, która stanowi obecnie przedmiot prac projektowych.
Polityka informacyjna i komunikacja z inwestorami 1.5	Treść rekomendacji: Co najmniej raz w roku spółka ujawnia wydatki ponoszone przez nią i jej grupę na wspieranie kultury, sportu, instytucji charytatywnych, mediów, organizacji społecznych, związków zawodowych itp. Jeżeli w roku objętym sprawozdaniem spółka lub jej grupa ponosiły wydatki na tego rodzaju cele, informacja zawiera zestawienie tych wydatków Wyjaśnienie: Spółka ujawnia wydatki ponoszone przez nią na wydatki reprezentacyjne, usługi prawne, marketingowe, w zakresie stosunków międzyludzkich (public relations) i komunikacji społecznej oraz usługi doradztwa związanego z zarządzaniem w PGNiG S.A. Ponadto w „Sprawozdaniu Grupy Kapitałowej PGNiG na temat informacji niefinansowych” prezentuje zakres działalności sponsoringowej i charytatywnej w kontekście Grupy Kapitałowej. Informacje te są prezentowane w innym ujęciu niż wskazany w zasadzie 1.5.
Zarząd i Rada Nadzorcza 2.1	Treść rekomendacji: Spółka powinna posiadać politykę różnorodności wobec zarządu oraz rady nadzorczej, przyjętą odpowiednio przez radę nadzorczą lub walne zgromadzenie. Polityka różnorodności określa cele i kryteria różnorodności m.in. w takich obszarach jak płeć, kierunek wykształcenia, specjalistyczna wiedza, wiek oraz doświadczenie zawodowe, a także wskazuje termin i sposób monitorowania realizacji tych celów. W zakresie zróżnicowania pod względem płci warunkiem zapewnienia różnorodności organów spółki jest udział mniejszości w danym organie na poziomie nie niższym niż 30%. Wyjaśnienie: W spółce nie obowiązuje polityka różnorodności przyjęta przez radę nadzorczą lub walne zgromadzenie, określająca zróżnicowanie organów spółki pod względem płci, kierunku wykształcenia, specjalistycznej wiedzy czy doświadczenia zawodowego. Wiodącymi kryteriami branymi pod uwagę w przypadku postępowania kwalifikacyjnego na odpowiednie stanowiska do kluczowych Organów Spółki są głównie: doświadczenie zawodowe i wykształcenie. Dodatkowo, statut Spółki przewiduje powoływanie w skład organów rady nadzorczej i zarządu przedstawicieli pracowników Grupy Kapitałowej w rezultacie przeprowadzanego głosowania wśród pracowników.
Zarząd i Rada Nadzorcza 2.2	Treść rekomendacji: Osoby podejmujące decyzje w sprawie wyboru członków zarządu lub rady nadzorczej spółki powinny zapewnić wszechstronność tych organów poprzez wybór do ich składu osób zapewniających różnorodność, umożliwiając m.in. osiągnięcie docelowego wskaźnika minimalnego udziału mniejszości określonego na poziomie nie niższym niż 30%, zgodnie z celami określonymi w przyjętej polityce różnorodności, o której mowa w zasadzie 2.1. Wyjaśnienie: Wiodącymi kryteriami branymi pod uwagę w przypadku postępowania kwalifikacyjnego na odpowiednie stanowiska do kluczowych Organów Spółki są głównie: doświadczenie zawodowe i wykształcenie. Dodatkowo, statut Spółki przewiduje powoływanie w skład organów rady nadzorczej i zarządu przedstawicieli pracowników Grupy Kapitałowej w rezultacie przeprowadzanego głosowania wśród pracowników.
Zarząd i Rada Nadzorcza 2.11.5	Treść rekomendacji: Poza czynnościami wynikającymi z przepisów prawa raz w roku rada nadzorcza sporządza i przedstawia zwyczajnemu walnemu zgromadzeniu do zatwierdzenia roczne sprawozdanie. Sprawozdanie, o którym mowa powyżej, zawiera co najmniej: ocenę zasadności wydatków, o których mowa w zasadzie 1.5.

Wyjaśnienie: Rada Nadzorcza w sprawozdaniu z działalności za dany rok obrotowy przedstawia ocenę racjonalności prowadzonej przez spółki polityki sponsoringowej, charytatywnej i innej o zbliżonym charakterze. Zakres tej oceny jest jednak w mniejszym zakresie niż proponowany w zasadzie 1.5.

Zarząd i Rada Nadzorcza

2.11.6

Treść rekomendacji: Poza czynnościami wynikającymi z przepisów prawa raz w roku rada nadzorcza sporządza i przedstawia zwyczajnemu walnemu zgromadzeniu do zatwierdzenia roczne sprawozdanie. Sprawozdanie, o którym mowa powyżej, zawiera co najmniej: informację na temat stopnia realizacji polityki różnorodności w odniesieniu do zarządu i rady nadzorczej, w tym realizacji celów, o których mowa w zasadzie 2.1.

Wyjaśnienie: W Spółce nie obowiązuje polityka różnorodności przyjęta przez radę nadzorczą lub walne zgromadzenie, określająca zróżnicowanie organów spółki pod względem płci, kierunku wykształcenia, specjalistycznej wiedzy czy doświadczenia zawodowego. Wiodącymi kryteriami branymi pod uwagę w przypadku postępowania kwalifikacyjnego na odpowiednie stanowiska do kluczowych Organów Spółki są głównie: doświadczenie zawodowe i wykształcenie. Dodatkowo, statut Spółki przewiduje powoływanie w skład organów rady nadzorczej i zarządu przedstawicieli pracowników Grupy Kapitałowej w rezultacie przeprowadzanego głosowania wśród pracowników.

Walne Zgromadzenie i relacje z akcjonariuszami

4.1

Treść rekomendacji: Spółka powinna umożliwić akcjonariuszom udział w walnym zgromadzeniu przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej (e-walnego), jeżeli jest to uzasadnione z uwagi na zgłaszane spółce oczekiwania akcjonariuszy, o ile jest w stanie zapewnić infrastrukturę techniczną niezbędną dla przeprowadzenia takiego walnego zgromadzenia.

Wyjaśnienie: Obecna struktura akcjonariatu Spółki, a także wysoka reprezentacja akcjonariuszy na Walnych Zgromadzeniach nie wskazuje na potrzebę wprowadzenia możliwości udziału w Walnym Zgromadzeniu przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej. Do tej pory nie wpłynęły wnioski ze strony akcjonariuszy wskazujące na potrzebę organizowania e-walnego. Spółka nie wyklucza wprowadzenia takiej możliwości w przyszłości.

Walne Zgromadzenie i relacje z akcjonariuszami

4.8

Treść rekomendacji: Projekty uchwał walnego zgromadzenia do spraw wprowadzonych do porządku obrad walnego zgromadzenia powinny zostać zgłoszone przez akcjonariuszy najpóźniej na 3 dni przed walnym zgromadzeniem.

Wyjaśnienie: Spółka nie ogranicza akcjonariuszom możliwości zgłoszenia projektów uchwał walnego zgromadzenia do spraw wprowadzonych do porządku obrad w terminie krótszym niż wskazany w zasadzie 4.8.

Walne Zgromadzenie i relacje z akcjonariuszami

4.9.1

Treść rekomendacji: W przypadku gdy przedmiotem obrad walnego zgromadzenia ma być powołanie do rady nadzorczej lub powołanie rady nadzorczej nowej kadencji: kandydatury na członków rady powinny zostać zgłoszone w terminie umożliwiającym podjęcie przez akcjonariuszy obecnych na walnym zgromadzeniu decyzji z należytym rozeznaniem, lecz nie później niż na 3 dni przed walnym zgromadzeniem; kandydatury, wraz z kompletem materiałów ich dotyczących, powinny zostać niezwłocznie opublikowane na stronie internetowej spółki.

Wyjaśnienie: Spółka nie ogranicza akcjonariuszom możliwości zgłoszenia kandydatur na członków rady nadzorczej w terminie krótszym niż wskazany w zasadzie 4.9.1.

Walne Zgromadzenie i relacje z akcjonariuszami

4.11

Treść rekomendacji: Członkowie zarządu i rady nadzorczej biorą udział w obradach walnego zgromadzenia, w miejscu obrad lub za pośrednictwem środków dwustronnej komunikacji elektronicznej w czasie rzeczywistym, w składzie umożliwiającym wypowiedzenie się na temat spraw będących przedmiotem obrad walnego zgromadzenia oraz udzielenie merytorycznej odpowiedzi na pytania zadawane w trakcie walnego zgromadzenia. Zarząd prezentuje uczestnikom zwyczajnego walnego zgromadzenia wyniki finansowe spółki oraz inne istotne informacje, w tym niefinansowe, zawarte w sprawozdaniu finansowym podlegającym zatwierdzeniu przez walne zgromadzenie. Zarząd omawia istotne zdarzenia dotyczące minionego roku obrotowego, porównuje prezentowane dane z latami wcześniejszymi i wskazuje stopień realizacji planów minionego roku.

Wyjaśnienie: Zarząd Spółki na bieżąco udziela informacji nt. działalności, wyników finansowych oraz stopnia realizacji zamierzeń strategicznych. Spółka organizuje spotkania i telekonferencje z inwestorami i akcjonariuszami, oraz konferencje prasowe dla mediów w związku z publikacją raportów okresowych i wystąpienia istotnych dla działalności Spółki zdarzeń. Spółka stosuje zasadę 4.6. Dobrych Praktyk Spółek Notowanych na GPW 2021 w sposób zapewniający wyczerpującą informację dla akcjonariuszy w zakresie spraw będących przedmiotem obrad walnego zgromadzenia. Spółka udziela odpowiedzi na zadane przez

akcjonariuszy pytania w formie raportów bieżących, zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa w tym zakresie.

6.1.3 Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio znaczne pakiety akcji

W 2021 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 64 Struktura akcjonariatu PGNiG na dzień 31 grudnia 2021 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, Minister właściwy do spraw energii 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 2021 r. poz. 1933) 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 przygotowywany 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.

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 2021 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 S.A. 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.

Skład Zarządu na dzień 31 grudnia 2021 r.:

- Paweł Majewski - Prezes Zarządu,
- Artur Cieślik - Wiceprezes Zarządu ds. Strategii i Regulacji,
- Robert Perkowski - Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych,
- Arkadiusz Sekściński - Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju,
- Przemysław Waclawski - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
- Magdalena Zegarska - Wiceprezes Zarządu.

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 uznanymi 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) administrowania majątkiem Spółki z wyłączeniem majątku sieciowego, majątku górniczego i podziemnych magazynów gazu,
- 17) zagospodarowania majątku nieprodukcyjnego, w tym nieruchomości Spółki,
- 18) 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,
- 19) kreowania rozwoju rynku gazu ziemnego,
- 20) polityki importowej gazu ziemnego, w tym w zakresie dywersyfikacji dostaw,
- 21) monitorowania i analizowania rynków zagranicznych oraz nawiązywania kontaktów z firmami zagranicznymi, organizacjami międzynarodowymi oraz administracją obcych państw, w zakresie stosunków handlowych,
- 22) współpracy z podmiotami zewnętrznymi w zakresie obrotu skroplonego gazu ziemnego,
- 23) przygotowania okresowych bilansów paliw gazowych, zgodnych z umowami i planami sprzedaży gazu,
- 24) okresowych rozliczeń realizacji dostaw paliw gazowych,
- 25) służby informacyjnej, w tym przyjmowania informacji o zdarzeniach i sytuacjach kryzysowych we wszystkich obszarach działalności Spółki,
- 26) działalności Oddziału Obrotu Hurtowego.

Artur Cieślík - 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 roku, gdzie był zatrudniony do 2004 roku. Wykładowca na Wydziale Prawa i Administracji Uczelni Łazarskiego w okresie od roku 2000 do roku 2005. W latach 2004 - 2006 zatrudniony w SYGNITY S.A. Następnie od roku 2006 do roku 2018 współpracował z międzynarodową kancelarią prawną DENTONS

Europe Dąbrowski i Wspólnicy sp.k. jako Senior Associate, a następnie Counsel. Od roku 2018 związany z PKN ORLEN S.A. gdzie wykonywał obowiązki Doradcy Zarządu oraz Dyrektora Wykonawczego ds. Strategii. W okresie od 24 sierpnia 2020 roku do 15 marca 2021 roku 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 uzyskiwania przez Spółkę koncesji,
- 5) funkcjonowania zagranicznych przedstawicielstw Spółki,
- 6) nadzoru nad projektem konsolidacji grup kapitałowych spółek z udziałem Skarbu Państwa,
- 7) opracowywania i rozwoju zasad zarządzania ryzykiem w Spółce,
- 8) zarządzania procesami,
- 9) polityki klimatycznej i polityki ESG (ang. Environmental, Social & Corporate Governance).

Robert Perkowski - Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych



Menedżer, samorządowiec i doktor nauk ekonomicznych. Przewód doktorski zrealizował w Instytucie Nauk Ekonomicznych Polskiej Akademii Nauk. Absolwent Wydziału Marketingu i Zarządzania oraz Wydziału Finansów i Bankowości w Prywatnej Wyższej Szkole Businessu i Administracji w Warszawie. Ukończył również studia podyplomowe z Analityki Zarządzania w Instytucie Organizacji i Zarządzania w Przemśle „ORGMAZ”. Jest autorem kilkunastu artykułów naukowych poruszających tematykę wirtualizacji przedsiębiorstw.

Ekonomista o wieloletnim doświadczeniu zarządczym w różnorodnych instytucjach. W latach 2019-2020 pełnił funkcję Członka Zarządu w PGNiG Upstream Norway AS. W 2019 roku był Członkiem Rady Nadzorczej w INOVA Centrum Innowacji Technicznych Sp. z o.o. Z kolei w latach 2006-2018 piastował urząd Burmistrza Miasta Ząbki, a od 2017 roku zajmował stanowisko Prezesa Zarządu Związku Samorządowców Polskich. Przedtem, od 2002 roku pracował w Resorcie Sprawiedliwości, gdzie odpowiadał za plany finansowe w zakresie plac Służby Więziennej. Świadczył także usługi szkoleniowe

oraz piastował inne funkcje publiczne.

Pan Robert Perkowski pełni również następujące funkcje:

- Przewodniczącego Rady Nadzorczej w konsorcjum Krajowa Spółka Cukrowa S.A.
- Członka Rady Nadzorczej EuRoPol GAZ S.A.

- Prezesa Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa
- Przewodniczącego Rady Nadzorczej PGNiG Gaz TUW

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 w kraju i poza jego granicami,
- 3) prowadzenia całości spraw koncesyjnych związanych z poszukiwaniem i rozpoznawaniem, inwestycjami górniczymi oraz eksploatacją złóż węglowodorów, a także składowaniem odpadów w górotworze i bezzbiornikowym magazynowaniem substancji, stosownie do odpowiednich postanowień przepisów prawa w Polsce i regulacji prawnych w innych krajach, w których PGNiG prowadzi działalność poszukiwawczo-wydobywczą,
- 4) wypracowywania założeń i przepisów technicznych, norm i standardów obowiązujących w obszarze górnictwa naftowego,
- 5) funkcjonowania i bezpieczeństwa systemów wydobywczych,
- 6) wdrażania celów strategii Grupy Kapitałowej PGNiG w Spółce oraz w podmiotach z Grupy kapitałowej PGNiG w zakresie procesów akwizycyjnych upstreamu w kraju i za granicą,
- 7) działalności PGNiG S.A. Oddziału Geologii i Eksploatacji, Oddziałów w Odolanowie, Sanoku, Zielonej Górze, Oddziału Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego w Krakowie oraz Oddziałów zagranicznych,
- 8) kształtowanie relacji z operatorami systemów przesyłowego i dystrybucyjnego,
- 9) kształtowania relacji z operatorami systemów magazynowania.

Arkadiusz Sekściński - Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju



Absolwent Uniwersytetu Warszawskiego, doktor 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.

Obecnie, oprócz pełnienia funkcji Wiceprezesa ds. Rozwoju PGNiG SA, jest również przewodniczącym Rady Nadzorczej PGNiG Ventures oraz Członkiem Rady Dyrektorów PGNiG Upstream Norway.

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 Wacławski - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych



Absolwent Wydziału Zarządzania Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Ukończył studia The International Executive MBA, ze specjalnością Digital Transformation na Politecnico di Milano Graduate School of Business 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 roku w Mazowieckiej Spółce Gazownictwa, następnie pracowała w Mazowieckim Oddziale Handlowym. Od 2013 roku 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 roku pełni funkcję Pełnomocnika Zarządu PGNiG ds. Systemu Zarządzania Jakością, Bezpieczeństwem Pracy, Ochroną Zdrowia i Środowiska. W okresie od kwietnia 2016 do marca 2017 roku 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) ochrony środowiska,
- 5) 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. 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 2021 r. Zarząd Spółki odbył 47 posiedzeń Zarządu i podjął 636 uchwał.

6.2.2 Rada Nadzorcza oraz komitety

Skład Rady Nadzorczej PGNiG na dzień 1 stycznia 2021 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. |

W związku z upływem VIII kadencji Rady Nadzorczej oraz wynikami wyborów na członków Rady Nadzorczej PGNiG S.A. wybieranych przez pracowników PGNiG S.A. oraz wszystkich jej jednostek zależnych w rozumieniu ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 roku o komercjalizacji i niektórych uprawnieniach pracowników, Walne Zgromadzenie powołało, z dniem 9 lipca 2021, w skład Rady Nadzorczej następujące osoby:

- | | |
|--------------------------|-------------------------------|
| • Bartłomieja Nowaka | - na Członka Rady Nadzorczej, |
| • Cezarego Falkiewicza | - na Członka Rady Nadzorczej |
| • Piotra Sprzączaka | - na członka Rady Nadzorczej |
| • Romana Gabrowskiego | - na członka Rady Nadzorczej |
| • Grzegorza Tchorka | - na członka Rady Nadzorczej |
| • Tomasza Gabzdyla | - na członka Rady Nadzorczej |
| • Mariusza Gierczaka | - na członka Rady Nadzorczej |
| • Mieczysława Kaweckiego | - na członka Rady Nadzorczej, |

na wspólną IX kadencję Rady Nadzorczej kończącą się 10 lipca 2024 roku.

W dniu 30 lipca 2021 r. Rada Nadzorcza PGNiG, na pierwszym posiedzeniu IX kadencji, wybrała ze swojego grona:

- Bartłomieja Nowaka - na Przewodniczącego Rady Nadzorczej,
- Cezarego Falkiewicza - na Wiceprzewodniczącego Rady Nadzorczej,
- Tomasza Gabzdyla - na Sekretarza Rady Nadzorczej.

Skład Rady Nadzorczej PGNiG na dzień 31 grudnia 2021 r.

- Bartłomiej Nowak - Przewodniczący Rady Nadzorczej;
- Cezary Falkiewicz - Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej;
- Tomasz Gabzdyl - Sekretarz Rady Nadzorczej;
- Roman Gabrowski - Członek Rady Nadzorczej;
- Mariusz Gierczak - Członek Rady Nadzorczej;
- Mieczysław Kawecki - Członek Rady Nadzorczej;
- Piotr Sprzączak - Członek Rady Nadzorczej;
- Grzegorz Tchorek - Członek Rady Nadzorczej.

Rada Nadzorcza oraz komitety

Bartłomiej Nowak - Przewodniczący Rady Nadzorczej



Absolwent kierunku Zarządzania Akademii Leona Koźmińskiego w Warszawie oraz Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego. Posiada tytuły Master of Arts in Management and International Business - Bradford University oraz Master de Recherche - European University Institute. Od 2009 roku posiada stopień naukowy Doctor of Laws - European University Institute, a od 2013 roku – stopień doktora habilitowanego nadany przez Instytutu Nauk Prawnych Polskiej Akademii Nauk.

Pan Bartłomiej Nowak specjalizuje się m.in. w prawie energetycznym, gospodarczym, prawie konkurencji oraz prawie Unii Europejskiej. W latach 2007-2009 pracował na rzecz Dyrekcji Generalnej Komisji Europejskiej ds. Transportu i Energii oraz jako doradca Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W latach 2010-2014 pełnił funkcję doradcy w Kancelarii Domański Zakrzewski Palinka sp.k. oraz Członka Rady Nadzorczej PTE WARTA S.A.

Od 2009 roku związany jest z Akademią Leona Koźmińskiego w Warszawie na stanowiskach: Adiunkta, a później Profesora Nadzwyczajnego w Kolegium Prawa, oraz Prorektora ds. Studiów Ekonomiczno-Społecznych.

Pan Bartłomiej Nowak jest członkiem Rad Naukowych Instytutu Lotnictwa, Instytutu Technologii Elektronowej oraz 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.

Cezary Falkiewicz – Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej



Absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Kardynała Stefana Wyszyńskiego w Warszawie. Posiada również ukończone studia podyplomowe z zakresu Finansów i Rachunkowości z akredytacją ACCA na Akademii Finansów i Biznesu Vistula. Z administracją państwową związany jest od 2014 roku, zaczynając pracę w Ministerstwie Skarbu Państwa, następnie będąc zatrudnionym w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów i Ministerstwie Aktywów Państwowych, gdzie obecnie pełni funkcję Zastępcy Dyrektora Departamentu Spółek Paliwowo-Energetycznych.

W swojej dotychczasowej pracy zajmował się głównie analizami ekonomiczno-finansowymi przedsiębiorstw oraz kwestiami dotyczącymi nabycia lub objęcia przez Skarb Państwa akcji/udziałów ze środków Funduszu Reprywatyzacji. Pan Cezary Falkiewicz posiada również doświadczenie zawodowe związane z procesami fuzji i przejęć spółek z udziałem Skarbu Państwa, a także w sektorze ropy i gazu – w latach 2018-2021 zasiadał w Radzie Nadzorczej Lotos Upstream Sp. z o.o.

W ramach swoich obecnych obowiązków służbowych zajmuje się wykonywaniem uprawnień właścicielskich w stosunku do spółek z udziałem Skarbu Państwa oraz koordynowaniem procesu konsolidacji przedsiębiorstw z sektora paliwowo-gazowego.

Piotr Sprzączak - Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej



Absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie, ukończył studia Executive MBA na Wydziale Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego, był również słuchaczem Krajowej Szkoły Administracji Publicznej.

Od 2011 roku związany z administracją publiczną i działem energia. Pracę rozpoczął w Departamencie Ropy i Gazu, gdzie zajmował się kwestiami bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, realizacji działań w zakresie finansowania projektów gazowych ze środków europejskich (POLiŚ, CEF) oraz prowadzeniem negocjacji aktów prawnych UE w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do UE.

Aktualnie pełni funkcję Dyrektora Departamentu Ciepłownictwa w Ministerstwie Klimatu i Środowiska, gdzie obok regulacji sektora ciepłowniczego zajmuje się również kwestiami z zakresu efektywności energetycznej.

Tomasz Gabzdyl - Członek Rady Nadzorczej



Absolwent Politechniki Śląskiej w Gliwicach, ukończył kierunek Energetyka. Posiada stopień inżyniera o specjalności Energetyka Zawodowa i Przemysłowa. Specjalizuje się w zagadnieniach związanych z bezpieczeństwem i higieną pracy w branży górnictwa naftowego i gazownictwa. Ukończył kursy i szkolenia specjalistyczne z zakresu BHP oraz prawa pracy.

W PGNiG pracuje od 1995 r. zdobywając wiedzę i doświadczenie na wielu stanowiskach. Zatrudniony w Polskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o. na stanowisku Kierownika Gazowni. Posiada stopień górniczy Inżyniera II Stopnia. W uznaniu zasług dla Rozwoju Przemysłu Naftowego i Gazowniczego otrzymał z rąk Ministra Odznakę Honorową Za Zasługi Dla Przemysłu Naftowego i Gazowniczego. Odznaczony branżowymi odznaczeniami: Zasłużony dla PGNiG SA oraz Zasłużony dla Polskiej Spółki Gazownictwa.

Od początku kariery zawodowej Pan Tomasz Gabzdyl zajmuje się działalnością społeczną i związkową. Od 2011 r. pełnił funkcję Wiceprzewodniczącego, a od 2019 r. jest Przewodniczącym Ogólnopolskiego Związku Zawodowego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa – największej i najstarszej centrali Związków Zawodowych w GK PGNiG. Jest współautorem wielu dokumentów branżowych oraz umów społecznych.

Wybrany do Rady Nadzorczej PGNiG SA głosami Pracowników.

Roman Gabrowski - Członek Rady Nadzorczej



Absolwent 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”. Posiada uprawnienia do zasiadania w radach nadzorczych spółek Skarbu Państwa oraz uprawnienia budowlane rzeczoznawcy z zakresu elektroenergetyki. Jest również biegłym sądowym.

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 2007 roku był przewodniczącym rady nadzorczej Jeleniogórskich Elektrowni Wodnych (obecnie: Tauron Ekoenergia), a w latach 2016-2019 przewodniczącym rady nadzorczej Tauron Ekoserwis. W latach 2016 – 2019 pełnił funkcję prezesa zarządu Tauron Ekoenergia – obecnie jest pełnomocnikiem zarządu ds. technicznych tej spółki.

Mariusz Gierczak - Członek Rady Nadzorczej



Absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Śląskiego oraz Wydziału Marketingu i Zarządzania Politechniki Częstochowskiej. Uczestnik specjalistycznych kursów i szkoleń z zakresu prawa pracy. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z szeroko pojętymi relacjami w zbiorowych stosunkach pracy, szczególnie zajmuje się rolą dialogu społecznego na poziomie przedsiębiorstw górniczych i energetycznych.

W Polskim Górnictwie Naftowym i Gazownictwie pracuje od 1995 r., jest zatrudniony w Spółce PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. na stanowisku Kierownika Biura Obsługi Klienta. Posiada stopień górniczy Inżyniera III Stopnia. W uznaniu zasług dla Rozwoju Przemysłu Naftowego i Gazowniczego otrzymał z rąk Ministra Odznakę Honorową Za Zasługi Dla Przemysłu Naftowego i Gazowniczego. Odznaczony branżowymi odznaczeniami: Zasłużony dla PGNiG SA oraz Zasłużony dla PGNiG Obrót Detaliczny.

Pan Mariusz Gierczak jest czynnie zaangażowany w sprawy społeczne i pracownicze w GK PGNiG. Od roku 2006 pełni funkcję Wiceprzewodniczącego Ogólnopolskiego Związku Zawodowego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. Zajmuje się w szczególności zagadnieniami związanymi w równości w zatrudnieniu i przeciwdziałaniu wszelkim formom dyskryminacji, szacunkiem dla Pracowników i ich spraw, aktywnie działa na rzecz godnych warunków pracy i stabilności zatrudnienia. Jest inicjatorem wielu akcji społecznych na rzecz Pracowników, którzy znaleźli się w trudnej sytuacji życiowej.

Wybrany do Rady Nadzorczej PGNiG SA głosami Pracowników.

Mieczysław Kawecki - Członek Rady Nadzorczej



Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, magister inżynier o specjalności eksploatacja otworowa. Pracę zawodową rozpoczął w 1976 roku w Sanockim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu na kopalni ropy naftowej Wańkowa. W 1984 roku został kierownikiem nowo powstałej kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego Lublin. W 1986 roku przeszedł do pracy na kopalni ropy naftowej Wielopole, gdzie został kierownikiem kopalni. W latach 1991 do 2017 roku pracuje na stanowisku kierownika Podziemnego Magazynu Gazu Ziemnego Strachocina. Od 2017 roku pracuje na stanowisku kierownika Działu Podziemnego Magazynowania Gazu w Oddziale PGNiG w Sanoku.

W 1998 roku ukończył studia podyplomowe w zakresie podziemnego magazynowania gazu, a w 2003 roku ukończył kierunek ochrony środowiska w gospodarce na AGH w Krakowie. Posiada uprawnienia kierownika ruchu zakładu górniczego oraz I stopień Dyrektora Górniczego.

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 roku 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 do 2005 Przewodniczący Związku Zawodowego „KADRA w Oddziale w Sanoku i członek Związkowej Komisji Koordynacyjnej. W latach 1999 do 2004 Przewodniczący Rady Nadzorczej Spółdzielni Mieszkaniowej „NAFTOWIEC” w Sanoku. Członek a następnie sekretarz Rady Nadzorczej PGNiG w latach 2005 do 2014.

Wybrany do Rady Nadzorczej PGNiG SA głosami Pracowników.

Grzegorz Tchorek - Członek Rady Nadzorczej



Absolwent Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego. W 2007 roku obronił pracę doktorską, za którą otrzymał nagrodę Premiera Rady Ministrów w konkursie na najlepsze prace doktorskie. Po obronie doktoratu rozpoczął pracę jako adiunkt na Wydziale Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego oraz w Narodowym Banku Polskim jako doradca (od 2009 r.).

Jako ekspert zajmuje się analizą doświadczeń państw strefy euro, oceną przemian instytucjonalnych w krajach Unii Europejskiej oraz umiędzynarodowieniem i innowacyjnością przedsiębiorstw. W toku wykonywania czynności zawodowych kierował projektami analitycznymi oraz badawczymi. Jego dorobek naukowy obejmuje liczne projekty badawcze oraz publikacje w zakresie unii walutowej, innowacyjności oraz konkurencyjności.

Pan Grzegorz Tchorek ma bogate doświadczenie jako prelegent, czego potwierdzeniem są wystąpienia na konferencjach międzynarodowych oraz prowadzenie wykładów w wielu europejskich ośrodkach akademickich.

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 należą:

- 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 opiniotwórcze Rady.

Komitety Rady Nadzorczej

W 2021 r. w Spółce działały dwa komitety Rady Nadzorczej – Komitet Audytu i Komitet Strategii.

Skład Komitetu Audytu Rady Nadzorczej PGNiG w 2021 r.:

1) od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 9 lipca 2021 r. (VIII kadencja Rady Nadzorczej):

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

2) od dnia 30 lipca 2021 do dnia 31 grudnia 2021 r. (IX kadencja Rady Nadzorczej):

- Grzegorz Tchorek - Członek Komitetu Audytu, od dnia 26 sierpnia 2021 r. Przewodniczący Komitetu Audytu;
- Roman Gabrowski - Członek Komitetu Audytu, od 26 sierpnia 2021 r. Wiceprzewodniczący Komitetu Audytu,
- Mariusz Gierczak - Członek Komitetu Audytu
- Bartłomiej Nowak - Członek Komitetu Audytu.

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 Roman Gabrowski - Członek Komitetu Audytu, 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”.

Pan Mariusz Gierczak – Członek Komitetu Audytu, jest absolwentem Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Śląskiego oraz Wydziału Marketingu i Zarządzania Politechniki Częstochowskiej. Uczestnik specjalistycznych kursów i szkoleń z zakresu prawa pracy.

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 2021 r. 6 posiedzeń i podjął 9 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 23 stycznia 2020 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 20 maja 2020 r. i obejmuje lata 2021 – 2022.

W 2021 r. firma audytorska świadczyła następujące, dozwolone usługi nieaudytowe na rzecz PGNiG:

- Przegląd kwartalnego jednostkowego oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego za okresy zakończone 31 marca 2021 r. oraz 30 września 2021 r.
- Przegląd półrocznego jednostkowego oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego za okres zakończony 30 czerwca 2021 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 2020 r. oraz 30 czerwca 2021.
- Ocenę sprawozdania o wynagrodzeniach Członków Zarządu oraz Członków Rady Nadzorczej za lata 2019-2020

Skład Komitetu Strategii

Skład Komitetu Komitet Strategii Rady Nadzorczej PGNiG w 2021:

1) od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 9 lipca 2021 r. (VIII kadencja Rady Nadzorczej):

- 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.

2) od dnia od dnia 30 lipca 2021 do dnia 31 grudnia 2021 r. (IX kadencja Rady Nadzorczej):

- Piotr Sprzączak - Przewodniczący Komitetu Strategii,
- Cezary Falkiewicz - Członek Komitetu Strategii
- Roman Gabrowski - Członek Komitetu Strategii
- Tomasz Gabzdyl - Członek Komitetu Strategii
- Mieczysław Kawecki - Członek Komitetu Strategii

W skład Komitetu Strategii wchodzi co najmniej 3 członków Rady Nadzorczej. Przewodniczącego Komitetu Strategii oraz pozostałych 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 2021 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 65 Wynagrodzenia członków organów zarządczych i nadzorczych PGNiG w 2021 r.

Okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2021 r.				
	Łączna kwota netto wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród w 2021 r. wyplaconych i należnych z tytułu pełnienia funkcji w PGNiG	Kwota VAT	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2021 r. z uwzględnieniem VAT	Razem wynagrodzenie w 2021 r.
w tys. zł				
Razem Zarząd w tym:	5 989	1 043	1 248	8 280
Paweł Majewski – Prezes Zarządu	799	-	371	1 170
Artur Cieślak - Wiceprezes Zarządu ¹⁾	590	-	-	590
Robert Perkowski – Wiceprezes Zarządu	1 145	262	371	1 778
Arkadiusz Sekściński – Wiceprezes Zarządu	1 131	259	-	1 390
Przemysław Waclawski – Wiceprezes Zarządu	1 183	259	506	1 949
Magdalena Zegarska – Wiceprezes Zarządu	1 141	262	-	1 404
Osoby nie pełniące swoich funkcji na 31 grudnia 2021 r.:	858	195	-	1 052
Jerzy Kwieciński – Prezes Zarządu ²⁾	329	75	-	404
Jarosław Wróbel – Wiceprezes Zarządu ³⁾	529	120	-	648
Razem Rada Nadzorcza w tym:	541	-	-	541
Cezary Falkiewicz ⁴⁾	40	-	-	40
Roman Gabrowski	83	-	-	83
Tomasz Gabzdyl ⁴⁾	40	-	-	40
Mariusz Gierczak ⁴⁾	38	-	-	38
Mieczysław Kawecki	80	-	-	80
Bartłomiej Nowak	94	-	-	94
Piotr Sprzączak	85	-	-	85
Grzegorz Tchorek	81	-	-	81
Osoby nie pełniące swoich funkcji na 31 grudnia 2021 r.:	179	-	-	179
Sławomir Borowiec ⁵⁾	46	-	-	46
Piotr Broda ⁵⁾	45	-	-	45
Andrzej Gonet ⁵⁾	45	-	-	45
Stanisław Sieradzki ⁵⁾	43	-	-	43
Razem wynagrodzenie członków organów zarządczych i nadzorczych	7 568	1 238	1 248	10 053

1) Pełni funkcję od dnia 16 marca 2021 r.

2) Pełni funkcję do dnia 22 października 2020 r.

3) Pełni funkcję do dnia 1 marca 2021 r.

4) Pełnił funkcję od dnia 9 lipca 2021 r.

5) Pełnił funkcję do dnia 9 lipca 2021 r.

Tabela 66 Wynagrodzenia członków organów zarządczych i nadzorczych PGNiG w 2020 r.

Okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2020 r.				
	Łączna kwota netto wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród w 2020 r. wypłaconych i należnych z tytułu pełnienia funkcji w PGNiG	Kwota VAT	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2020 r. z uwzględnieniem VAT	Razem wynagrodzenie w 2020 r.
w tys. zł				
Razem Zarząd w tym:	4 842	1 070	398	6 310
Paweł Majewski – Prezes Zarządu ¹⁾	108	-	14	122
Robert Perkowski – Wiceprezes Zarządu	992	228	258	1 479
Arkadiusz Sekściński – Wiceprezes Zarządu ²⁾	711	164	-	875
Przemysław Waclawski – Wiceprezes Zarządu ²⁾	753	164	126	1 042
Jarosław Wróbel – Wiceprezes Zarządu ³⁾	766	166	-	932
Magdalena Zegarska – Wiceprezes Zarządu	1 512	348	-	1 860
Osoby nie pełniące swoich funkcji na 31 grudnia 2020 r.:	4 056	932	2 148	7 136
Radosław Bartosik – Wiceprezes Zarządu ⁴⁾	383	88	409	880
Łukasz Kroplewski – Wiceprezes Zarządu ⁵⁾	770	177	-	947
Jerzy Kwieciński – Prezes Zarządu ^{3) 6)}	694	159	278	1 131
Michał Pietrzyk – Wiceprezes Zarządu ⁵⁾	623	142	535	1 300
Maciej Woźniak – Wiceprezes Zarządu ⁵⁾	770	177	-	947
Piotr Woźniak – Prezes Zarządu ⁵⁾	817	188	926	1 931
Razem Rada Nadzorcza w tym:	767	-	-	767
Sławomir 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	9 666	2 002	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.

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 2021 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.

Audytór przeprowadza badanie sprawozdania rocznego, natomiast sprawozdania za I kwartał, półrocze i III kwartał są poddawane przeglądowi. Wyniki przeglądów i badań są przedstawiane przez audytora Zarządowi i Komitetowi Audytu Rady Nadzorczej. W prowadzonej działalności Emitent zarządza ogólnym bezpieczeństwem finansowym wykorzystując wyspecjalizowane systemy do zarządzania m.in. płynnością, ryzykiem finansowym oraz tworzeniem i kontrolą budżetów.

Proces raportowania finansowego jest odpowiednio ustrukturyzowany i zawiera mechanizmy kontrolne pozwalające minimalizować ryzyko błędów. Podlega ponadto bieżącej weryfikacji zarządczej jak również okresowej weryfikacji prowadzonej przez audyt wewnętrznego i zewnętrznego, w istotnym stopniu zabezpieczając Spółkę przed poważnymi nieprawidłowościami w sprawozdawczości.

6.5 Zarządzanie ryzykiem

W celu stałego dążenia do wzrostu efektywności zarządzania ryzykiem wdrożono w PGNiG S.A. podejście zintegrowane, polegające na ciągłym i skoordynowanym zarządzaniu poszczególnymi kategoriami ryzyka, uwzględniające zależności między nimi, ochronę wszystkich zasobów PGNiG oraz wpływ na realizację Strategii. System zarządzania ryzykiem wpisuje się w skoordynowaną współpracę pozostałych systemów zarządzania PGNiG, a jego funkcjonowanie zaprojektowano tak, aby wspierać realizację celów operacyjnych jednostek organizacyjnych PGNiG oraz celów określonych w Strategii GK PGNiG.

Rysunek 10 Proces zarządzania ryzykiem



System obejmuje zintegrowane i skoordynowane zarządzanie poszczególnymi kategoriami ryzyk w PGNiG, zorganizowane w modelu trzech linii. Umożliwia gromadzenie kompleksowej i ustrukturyzowanej informacji o ryzykach w PGNiG, monitorowanie poziomu ekspozycji na ryzyko w aspekcie realizacji celów operacyjnych i strategicznych oraz koordynację obiegu informacji zarządczej. W ramach Systemu przyjęto do stosowania Politykę zarządzania ryzykiem w PGNiG oraz Procedurę zarządzania ryzykiem i szansą w procesach PGNiG.

Zgodnie z Procedurą zarządzania ryzykiem i szansą w procesach PGNiG S.A. w 2021 r. przeprowadzono przegląd ryzyk i szans w procesach realizowanych przez jednostki organizacyjne PGNiG, określone w Architekturze procesów GK PGNiG.

Model trzech linii

Mając na uwadze profil i skalę działalności Spółki, System zarządzania ryzykiem oparto o model trzech linii.

Rysunek 11 Model trzech linii



Funkcja I linii realizowana jest przez wszystkie komórki merytoryczne PGNiG. Mechanizmy operacyjne bieżącego zarządzania ryzykiem wbudowane są w istniejące procesy biznesowe, które dostosowane są do specyfiki działalności oraz skali potencjalnych skutków ryzyka wpływających na cele oraz wyniki PGNiG. Celem działań podejmowanych w zakresie I linii jest ograniczanie ryzyk do akceptowalnego poziomu. Ograniczenie ryzyka prowadzone jest poprzez zaprojektowanie i wdrożenie odpowiednich mechanizmów kontrolnych, monitorowanie poziomu ryzyka oraz wdrożenie reakcji na ryzyko.

Funkcja II linii realizowana jest poprzez wyspecjalizowane komórki merytoryczne. Zapewniają one uzupełniającą wiedzę specjalistyczną, wsparcie, monitorowanie i nadzór nad kwestiami związanymi z zarządzaniem ryzykiem. Działania podejmowane w ramach II linii służą monitorowaniu i kontroli rozwiązań stosowanych w ramach I linii, a także wspieraniu kierujących pozostałymi komórkami merytorycznymi, celem zapewnienia prawidłowego zaprojektowania i efektywnego działania wdrożonych środków kontroli.

Funkcja III linii realizowana jest przez audyt wewnętrzny, który zapewnia weryfikację adekwatności i efektywności całego Systemu zarządzania ryzykiem w PGNiG S.A. Rolą III linii jest: niezależne i obiektywne sprawdzanie funkcjonowania oraz doradzanie kadrze kierowniczej w zakresie optymalnego i skutecznego zarządzania ryzykiem i bezpośrednio raportowanie do Zarządu. Funkcję Zewnętrznych podmiotów zapewniających skuteczność mogą pełnić zewnątrzni dostawcy poprzez między innymi: audyty zewnętrzne, certyfikacje, akredytacje.

Nadrzędną rolę w Modelu trzech linii pełni Zarząd, który wyznacza kierunek organizacji, określając wizję, misję oraz wartości Spółki. Przekazuje odpowiedzialność za osiągnięcie celów Spółki kadrze kierowniczej wraz z niezbędnymi zasobami. Zarząd otrzymuje raporty od kadry kierowniczej dotyczące planowanych, faktycznych i oczekiwanych wyników, a także raporty dotyczące ładu organizacyjnego i zarządzania ryzykiem.

Rysunek 12 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 → ; nowe ryzyko – brak strzałki

Tabela 67 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 węglowodorów mogą być inne od szacowanych. W sytuacji, gdy wyniki zakończonej sukcesem działalności poszukiwawczej w postaci udokumentowanych nowych zasobów nie zrównoważą wydobycia z obecnych
Polska:	
●○○ ●●○ ↘	

Norwegia:

●○○●●●→

Libia

●○○●●●→

złóż, udokumentowane zasoby wydobywalne w złożach GK PGNiG będą zmniejszać się wraz z ich postępującą eksploatacją.

Wielkości zasobów i prognozy wydobywania są obciążone 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 wydobywanie 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 wydobywania może prowadzić do zmniejszenia przychodów, a przez to wpłynąć negatywnie na wyniki ekonomiczne GK PGNiG.

Koszty prac poszukiwawczych

●●●●●→

Na kapitałochłonność prac poszukiwawczych mają wpływ ceny nośników energii, materiałów oraz koszty usług obcych, w tym transportu. 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 Spółka poszukuje nowych źródeł dostaw, planuje łańcuchy dostaw z wyprzedzeniem oraz negocjuje kontrakty.

Opóźnienia prac

Polska i zagranica :

●●●●●→

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.

Ograniczone możliwości rynku wykonawców inwestycji

●●●●●→

Ryzyko w dużej mierze wynika z ograniczonej liczby wykwalifikowanych wykonawców świadczących niejednokrotnie usługi i dostawy o charakterze specjalistycznym jak również pogorszenia konkurencyjności na rynku wykonawców, wzrostu kosztów pracy, cen materiałów i usług. Dodatkowym czynnikiem generującym ryzyko są zmniejszone możliwości terminowego zaspokojenia potrzeb klientów, w związku ze zmianami gospodarczymi i wymuszonymi zmianami organizacyjnymi, wynikającymi z pandemii COVID-19. Konsekwencją materializacji ryzyka może być opóźnienie w realizacji kluczowych inwestycji, w szczególności związanych z zakupem wyspecjalizowanych narzędzi i urządzeń od podmiotów, mających zakłady produkcyjne w krajach, które w znacznym stopniu ucierpiały w wyniku globalnej pandemii. Również oznaką materializacji ryzyka może być zmniejszenie konkurencyjności na rynku w zakresie wykonawców i dostawców, w związku z ograniczeniem mocy przerobowych zakładów pracy lub ich zamknięciem (z powodu wdrożenia niezbędnego ograniczenia kosztów).

Ryzyko to wynikać może z niedostatecznej liczby wykwalifikowanych wykonawców, pogorszenia konkurencyjności na rynku wykonawców, wzrostu kosztów pracy, cen materiałów i usług.

Przepisy w zakresie bezpieczeństwa, ochrony środowiska i zdrowia

W segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie:

Polska:

●○○●●●→

Norwegia:

●●●●●→

W segmencie Obrót i Magazynowanie

●○○●●●→

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 obciążona jest istotnym ryzykiem zanieczyszczenia środowiska na skutek wycieku ropy do morza. Ryzyko jest na bieżąco monitorowane i operatorzy złóż wprowadzają szereg barier i rozwiązań technicznych, mających zminimalizować takie ryzyko.

Nieprzewidziane zdarzenia i awarie

Ekspluatowane 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.

Zagrożenia naturalne oraz epidemiologiczne:

W segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie Polska:

●●●●●○➔

Norwegia:

●●●●●○➔

Wytwarzanie

●●●●●○➔

W krajach w których PGNiG prowadzi prace poszukiwawczo-wydobywcze można się spodziewać zagrożeń naturalnych takich jak: ryzyko klimatyczne, ryzyko wystąpienia katastrofy naturalnej, wystąpienie silnych wiatrów, powodzi, osunięcia ziemi, wysokie temperatury, trzęsienia ziemi, jadowita fauna i trująca flora. Takie zagrożenia prowadzą do opóźnienia lub wstrzymania prac co skutkuje zwiększeniem kosztów na środki zaradcze oraz ogromnym ryzykiem finansowym dla Spółki.

Należy liczyć się również z możliwością wystąpienia sytuacji kryzysowej np. pandemii związanej z chorobami zakaźnymi. Wystąpienie lub możliwość wystąpienia zachorowania np. na COVID-19 u pracowników prowadzi do ograniczonej dostępności wykwalifikowanej kadry, eliminacji załogi wykonującej prace a następnie do opóźnienia lub wstrzymania prac.

Sytuacja epidemiczna, zaistniała z powodu wystąpienia wirusa SARS-CoV-2, skutkuje zagrożeniem zdrowia pracowników oraz realizacji celów PGNiG TERMIKA SA. Sporządzono operacyjne plany ciągłości działań w celu zapobiegania, przeciwdziałania i zwalczania COVID-19. Powołano zespół koordynujący funkcjonowanie Spółki w warunkach pandemii. Wprowadzono szereg działań zapobiegawczych, w szczególności w zakresie organizacji pracy oraz stosowania rygoru sanitarnego.

Ryzyko wypowiedzenia umowy EPSA

Libia

●●●●●○➔

Umowa ustanawia zobowiązania do wykonania określonych prac poszukiwawczych w zdefiniowanym okresie. Stan siły wyższej zawiesza bieg terminu realizacji zobowiązań poszukiwawczych. Kierownictwo NOC, powołując się na stabilizację sytuacji politycznej, może nakazać wznowienie prac poszukiwawczych, a w przypadku braku podjęcia działań przez spółkę może uznać, że ma miejsce nie wykonywanie zobowiązań z umowy EPSA I wypowiedzieć umowę przejmując prawa do koncesji i wszystkich wyników dotychczasowych prac i analiz oraz skorzystać z gwarancji wystawionej przez PGNiG S.A. dla NOC na zabezpieczenie realizacji prac przez PGNiG UNA.

Zmiany prawne

Polska i zagranica :

●●●●●○➔

Norwegia:

●●●●●○➔

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.

Sytuacja polityczno-gospodarcza

Polska:

●●●●●○

Norwegia:

●○○●○○➔

Libia:

●●●●●○➔

W państwach, w których GK PGNiG prowadzi działalność poszukiwawczo-wydobywczą, istnieje ryzyko konfliktów zbrojnych oraz ataków terrorystycznych, których efektem może być ograniczenie, zawieszenie lub zaprzestanie tej działalności. Istotnym zagrożeniem związanym z występowaniem działań wojennych są embargo oraz kryzysy humanitarne. Mogą one mieć wpływ na ciągłość działań biznesowych Spółki oraz powodować utratę lub ograniczenie możliwości celów strategicznych. Konflikty zbrojne mogą powodować deficyt podaży gazu i ropy naftowej na rynku europejskim przekładający się na szoki cenowe tych surowców.

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 niepokoju 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.

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.

Uwarunkowania kulturowe. W krajach gdzie dużą rolę odgrywa ekstremizm religijny łatwiej jest zakłócić procesy poszukiwawczo wydobywcze ze względu na różnice religijno- kulturowe skutkiem czego może być:

- opóźnienie/brak możliwości realizacji prac PGNiG;
- zagrożenie bezpieczeństwa pracowników;
- konieczność ponoszenia zwiększonych nakładów finansowych na kilkustopniową ochronę;
- podtrzymywanie dobrych relacji z lokalną społecznością oraz pomoc infrastrukturalna dla lokalnej społeczności.

Niski poziom bezpieczeństwa w Libii spowodował zgłoszenie w sierpniu 2014 roku siły wyższej w projekcie i zawieszenie działań, obecnie jest to kluczowy czynnik wstrzymujący powrót do realizacji zobowiązań poszukiwawczych. Postępująca od połowy 2020 roku stabilizacja sytuacji politycznej w Libii oraz oczekiwane wybory parlamentarne i prezydenckie stwarzają nadzieję na wznowienie prac poszukiwawczych.

Opór społeczny

W segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie Polska i zagranica:

●●●●●○➔

W segmencie Obrót i Magazynowanie

●●●●●○➔

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 / wstrzymanie prac wiertniczych, przedłużanie się procedur administracyjnych oraz osłabienie wizerunku Spółki. W celu minimalizacji ryzyka analizuje się poszczególne lokalizacje odwiertów pod względem potencjalnych konfliktów, prowadzi się kampanie informacyjne dostosowane do danych sytuacji. Zjawiskiem coraz częstszym jest oczekiwanie na bezpośrednie korzyści przez społeczności lokalne.

Sprawy własnościowe. W krajach rolniczych a zwłaszcza tych słabo rozwiniętych istotnym czynnikiem ograniczającym dostęp terenów do prowadzenia poszukiwań jest silne przywiązanie do własności ziemi posiadanej przez wiele pokoleń

Ryzyko finansowe w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie

Libia

●●●●● →

Związane z brakiem wystarczających środków na finalizację prac poszukiwawczych oraz na inwestycje przygotowujące do rozpoczęcia eksploatacji. Działalność PGNiG UNA w Libii jest finansowana w całości ze środków jednego Wspólnika (PGNiG SA). Brak wystarczających środków finansowych może spowodować zmaterializowanie się ryzyka wypowiedzenia umowy EPSA i skorzystania przez NOC z gwarancji wystawionej przez PGNiG S.A.

Cyfryzacja złóż

GK PGNiG:

●●●●●

Proces cyfryzacji złóż i optymalizacji wydobywania obciążony jest ryzykiem związanym z rozproszeniem danych z obszaru PiW, spowodowanym głównie brakiem uporządkowanej ciągłości gromadzenia tych danych. Skutkuje to ich różną jakością i formatem, a co za tym idzie koniecznością weryfikacji wielu źródeł oraz czasochłonnością i pracochłonnością unifikacji i centralizacji danych. Ponadto istnieje ryzyko zaprzestania wsparcia dla standardowych licencji z segmentu PiW, spowodowany rozwojem technologii w kierunku rozwiązań chmurowych, co może to skutkować brakiem wsparcia technicznego i brakiem możliwości aktualizacji wersji programów dziedzinowych dla segmentu PiW. Kolejnym zagrożeniem jest ograniczona moc obliczeniowa dla budowy modeli do której przyczyniają się częste zmiany technologiczne, wymuszające zastosowanie sprzętu o wyższych parametrach, które mogą doprowadzić do ograniczenia możliwości analitycznych, wydłużenia czasu generowania informacji zarządczej i w konsekwencji do wstrzymania lub opóźnienia prac PGNiG.

Konkurencja

W segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie

Norwegia:

●○○●●● →

W segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie: 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

Obrót hurtowy:

●●●●● →

PGNiG OD:

●●●●● ↘

Podmioty konkurencyjne podobnie jak w latach poprzednich intensyfikują działania w zakresie sprzedaży paliwa gazowego - konkurują ceną paliwa gazowego bądź łączą w swej ofercie sprzedaż gazu ziemnego i energii elektrycznej. Na uwagę zasługuje też rosnąca aktywność na rynku gazu ziemnego w Polsce największych spółek energetycznych w kraju.

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

Sytuacja na rynku krajowym skutkuje zmianami w otoczeniu konkurencyjnym, szereg mniejszych sprzedawców zaprzestało działania na polskim rynku. Z drugiej strony dynamika cen może w niedalekiej przyszłości kreować nowe zagrożenia i możliwości wejścia na polski rynek nowych podmiotów. Na stałą uwagę zasługuje utrzymująca się aktywność na rynku gazu ziemnego w Polsce największych krajowych spółek energetycznych.

Administracyjne ustalenie cen gazu ziemnego i liberalizacja ryнку gazu w Polsce

●●●●● →

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 iż struktura sprzedażowa nie ma idealnego pokrycia w strukturze zakupu (m.in. poprzez wydobywanie 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.

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 gazowego i podlega regulacji, której zasady zostały w 2021 i 2022 zmodyfikowane. W celu ochrony odbiorców w gospodarstwach domowych przed skokowym wzrostem cen gazu ziemnego w grudniu 2021 r. do ustawy – Prawo energetyczne został wprowadzony mechanizm rozłożenia w czasie wzrostu cen taryfowych gazu ziemnego (art. 62f).

Kolejne zmiany ustawodawcze nakładające na PGNiG dodatkowe obowiązki i wymagania zmierzają do ochrony odbiorców gazu ziemnego szczególnie narażonych na skutki wzrostu cen poszerzając zakres stosowania cen taryfowych. Nowe regulacje zakładają osiągnięcie celu w postaci ochrony odbiorców w gospodarstwach domowych oraz odbiorców realizujących zadania z zakresu użyteczności publicznej, przy jednoczesnym wprowadzeniu rekompensat dla sprzedawców gazu prowadzących sprzedaż do odbiorców taryfowych.

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 portfolio.

Cena gazu ziemnego na rynku

●●●●● ↗

Rosnące koszty pozyskania gazu ziemnego na Towarowej Giełdzie Energii (TGE). Od początku 2021 r. obserwowany jest bezprecedensowy wzrost cen gazu ziemnego w całej Europie. Na wysokie ceny paliwa gazowego wpływ ma suma czynników makroekonomicznych oraz geopolitycznych, dlatego sytuacja na światowych rynkach ma bezpośrednie przełożenie na ceny gazu w Polsce. Notowania gazu na Towarowej Giełdzie Energii w Warszawie są skorelowane z cenami tego paliwa na rynkach Europy Zachodniej, zwłaszcza niemieckim i holenderskim. Bezprecedensowe w historii skokowe wzrosty cen paliwa gazowego

to problem globalny i niezwykle złożony. W 2021 roku gospodarki poszczególnych państw, m.in. na skutek wychodzenia z lockdownów spowodowanych pandemią, zaczęły się dynamicznie rozwijać, co stało się jednym z ważnych czynników wzrostu cen, w ujęciu globalnym. W przypadku Europy zbiegło się to także z bardzo niskim poziomem zapęnlania magazynów gazu po mroźnej zimie z przełomu lat 2020 i 2021 oraz problemem niewystarczającej podaży gazu ziemnego, wynikającym przede wszystkim z działań rosyjskiego Gazpromu. Główny dostawca gazu do Europy nie korzystał w pełni z istniejących możliwości technicznych tranzytu gazu w kierunku zachodnim oraz nie zapełnia w sposób wystarczający swoich magazynów w Europie Zachodniej przed zimą. Kumulacja tych wszystkich niekorzystnych czynników przyczyniła się do rekordowego wzrostu cen w ostatnich 12 miesiącach. Dla PGNiG OD, która zajmuje się jego sprzedażą na rynku detalicznym przekłada się to na wzrost kosztów pozyskania paliwa.

Konieczność podniesienia cen sprzedaży może wpływać negatywnie na wizerunek Spółki i perspektywy rozwoju rynku detalicznego.

Cena energii elektrycznej



Zmienność ceny energii elektrycznej jest jednym z podstawowych czynników ryzyka oddziałujących na wynik finansowy Spółki. Ryzyko to jest ograniczane poprzez stosowanie zróżnicowanych kontraktów: zarówno SPOT jak i forward mających na celu zabezpieczenie prognozowanej ekspozycji spółki, przy określonym tempie i horyzoncie prowadzenia zabezpieczeń. W roku 2021 zaobserwowane zostały niespotykane do tej pory wzrosty cen: kontrakt roczny na najbliższy rok kalendarzowy, w grudniu 2021 r. notowany był powyżej 900 PLN/MWh. W kolejnym roku. cena energii elektrycznej będzie także podlegała dużym zmianom, zależnym między innymi od: wahań cen uprawnień do emisji CO₂, udziału energii odnawialnej w generacji energii elektrycznej w Polsce, zmiany salda wymiany transgranicznej energii elektrycznej.

Zmienność ceny energii elektrycznej jest również 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.

Cena uprawnień do emisji CO₂



Spółka dokonuje zakupów uprawnień do emisji CO₂ w ilościach stanowiących różnicę pomiędzy emisją, a przydziałem bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂. Zakup uprawnień do emisji CO₂ odbywa się zgodnie z określonymi w Spółce zasadami, określającymi horyzont dokonywanych zakupów oraz tempo zabezpieczania otwartej pozycji. W 2021 r. ceny uprawnień do emisji CO₂ wzrosły (średnia ważona z giełd ICE i EEX wyniosła 59,41 EUR/t), zaś w grudniu 2021 cena uprawnień przekroczyła 80 EUR/t. W kolejnym roku cena uprawnień do emisji CO₂ będzie w głównej mierze zależała od udziału źródeł konwencjonalnych w strukturze produkcji energii elektrycznej, który jest pochodną produktywności odnawialnych źródeł energii oraz marżowości źródeł wytwórczych opartych o węgiel kamienny, węgiel brunatny i gaz ziemny.

Ceny paliw



W segmencie Wytwarzanie do produkcji ciepła i energii elektrycznej wykorzystywane są głównie węgiel, gaz i 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.

Realizacja zakupu i dostawy węgla



Zakupy węgla dokonywane są głównie poprzez kontraktowanie z odpowiednim wyprzedzeniem i ukierunkowane na utrzymywanie strategicznych zapasów węgla na poziomie przekraczającym zapas wymagany Rozporządzeniem Ministra Gospodarki. Zakupy usługi przewozu węgla są dokonywane zgodnie z ustawą Prawo Zamówień Publicznych. Umowy na zakup i dostawę węgla mogą nie być w pełni realizowane (taka sytuacja miała miejsce w 2021 r.).

Ryzyko wolumenu



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 PGNiG TERMIKA SA. W związku z występowaniem ryzyka wolumenu Spółka dostosowuje plany produkcyjne do trendów klimatycznych.

Dostosowanie do wymagań BAT



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 Konkluzję BAT dla dużych obiektów energetycznego spalania. Termin dostosowania upłynął 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 zakończył się. Kluczowa jest terminowa realizacja inwestycji. Prowadzone jest bieżące monitorowanie procesu wdrożenia postanowień Konkluzji BAT oraz wyjaśnianie wątpliwości interpretacyjnych.

Ograniczenia rozwoju rynku w aspekcie zasilania sieci dystrybucyjnej



Ograniczenia na punktach wejścia do systemu dystrybucyjnego wynikają z ograniczeń sieci zasilającej i niewystarczającej przepustowości stacji gazowych. W konsekwencji mogą mieć miejsce ograniczenia w przyłączeniu nowych odbiorców oraz realizacji nowych gazyfikacji. Dodatkowo może nastąpić utrata odbiorców końcowych na rzecz konkurencji bezpośredniej lub substytucyjnej z uwagi na pełne zarezerwowanie możliwości finansowania inwestycji przyłączeniowych, ponad te zakontraktowane.

Ryzyko niestabilności otoczenia regulacyjnego na poziomie krajowym i unijnym



Ryzyko związane jest z toczącym się procesem kształtowania się długoterminowych przepisów sektorowych. W zakresie dynamiki zmian wyróżnić można wytyczne techniczne dla budynków (np. zaostreżenie granicznej wartości energii pierwotnej (EP)) oraz uzależnienia od efektywności energetycznej urządzeń i preferencji stosowania OZE. Uzasadnione jest wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa przejściowego stanowiącego pomost w procesie transformacji energetycznej i osiągnięcia neutralności klimatycznej. Patrząc przez pryzmat energetycznego wykorzystania energii trend zmian już jest zauważalny w oszczędności energii na skutek realizowanych przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej (np. termomodernizacje budynków, urządzenia wyższej klasy energetycznej), jak i w synergii z OZE (np. kolektory słoneczne, panele fotowoltaiczne, pompy ciepła). Te działania wpływają na zmianę (zmniejszenie) jednostkowego zapotrzebowania na energię w grupie odbiorców końcowych. Materializacja

	ryzyka skutkować może ustaleniem stawek taryfowych na poziomie niezapewniającym oczekiwanego zwrotu z kapitału zainwestowanego w dystrybucję paliw gazowych. Działaniem zabezpieczającym przed materializacją ryzyka jest dążenie do wdrożenia zmian prawnych 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 wysokie oczekiwania właścicieli nieruchomości co do stawki wynagrodzenia za zajęcie lub ograniczenie użytkowania 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 notowań paliw na giełdach. Materializacja ryzyka substytucji może skutkować ograniczeniami wzrostu przychodów i wolumenu oraz spadkiem efektywności wybudowanych sieci.
Ograniczenie kwoty alokacji środków UE na finansowanie projektów z obszaru dystrybucji 	Ryzyko wynika 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. Mechanizmem zaradczym jest promowanie potrzeb Spółki w instytucjach rozdziału środków UE oraz wdrożone Regulaminy RTE w zakresie oceny projektów potencjalnie kwalifikujących się do dofinansowania.
Ograniczone możliwości rynku wykonawców inwestycji 	Ryzyko wynika z niedostatecznej liczby wykwalifikowanych wykonawców, pogorszenia konkurencyjności na rynku wykonawców, wzrostu kosztów pracy, utrudnionego dostępu do materiałów i usług, będących skutkiem pandemii COVID 19. Konsekwencją materializacji ryzyka może być wolniejsza niż zakładana realizacja zaplanowanego procesu inwestycyjnego.
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-taryfowego oraz porozumienie w tym obszarze z URE.
Działalność regulowana, decyzje administracyjne w segmencie Obrót i Magazynowanie 	Z dniem 31 maja 2022 roku upływa okres obowiązywania decyzji z dnia 16 maja 2012 roku (z późn. zm.) o udzieleniu Spółce koncesji na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych na okres od 1 czerwca 2012 roku do 31 maja 2022 roku („Koncesja”) oraz decyzji z dnia 22 maja 2012 roku (z późn. zm.) o wyznaczeniu Spółki operatorem systemu magazynowania roku („Decyzja operatorska”). Spółka złożyła do Urzędu Regulacji Energetyki w dniu 29 października 2020 roku wniosek o przedłużenie okresu obowiązywania Koncesji od dnia 1 czerwca 2022 do 31 maja 2042 r., postępowanie administracyjne nie zostało jeszcze zakończone. Wniosek o przedłużenie okresu obowiązywania Decyzji operatorskiej został złożony przez PGNiG SA, właściciela instalacji magazynowych, również w 2020 roku i do dziś postępowanie administracyjne nie zostało jeszcze zakończone.
Ryzyko kryzysu medialnego w segmencie Obrót i Magazynowanie 	Spółka na bieżąco prowadzi monitoring mediów, w tym społecznościowych, pod kątem prowadzonej działalności operacyjnej. Funkcjonowanie Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu Kosakowo, budzi obawy społeczności lokalnej w aspekcie oddziaływania na środowisko (stowarzyszenie ekologiczne). W związku z powyższym należy spodziewać się negatywnych sygnałów medialnych oraz skarg mieszkańców związanych z działaniem KPMG.
Ryzyka w obszarze inwestycji kapitałowych (Ventures) Ryzyko związane z inwestowaniem w spółki na etapie wzrostowym 	Ryzyko wynika z wysokiej nieprzewidywalności możliwości realizacji wyników spółek, które są przedmiotem inwestycji. Należy wskazać, iż inwestycje spółek typu ventures capital immanentnie związane są z wysokim ryzykiem. Jest to cecha projektów ujawniająca się w całym okresie inwestycji. Zarządzenie ryzykiem następuje poprzez wprowadzanie do umowy inwestycyjnej ze spółką mechanizmów na podstawie, których wskazane ryzyko można ograniczyć, ale należy wskazać iż nie jest możliwe całkowite wyeliminowanie ryzyka.
Ryzyko związane z ekspozycją branżową 	Spółka inwestuje w pomioty oferujące rozwiązania dla branży energetycznej oraz poszukiwawczo – wydobywczej. Brak dywersyfikacji branżowej jest jednym z ważniejszych elementów ryzyka funduszu. Spółka podejmuje starania, aby dywersyfikować portfel inwestycyjny poprzez budowanie go ze spółek, które różnią się od siebie i pochodzą z odmiennych, nieskorelowanych ze sobą sektorów. Taka dywersyfikacja ma na celu ograniczenie wpływu wahań koniunkturalnych w różnych sektorach i trendów na wycenę portfela.
Ryzyko związane z otoczeniem rynkowym 	Z uwagi na aktualną sytuację panującą na rynku gazu, spółka identyfikuje ryzyko ograniczenia działalności inwestycyjnej związane z dostępnością środków finansowych z przeznaczeniem na inwestycje. Spółka ocenia to ryzyko, jako przejściowe do czasu ustabilizowania się cen gazu.

Ryzyka regulacyjne

Tabela 68 Opis zakresu zmian i wpływu istotnych ryzyk regulacyjnych na GK PGNiG

Ryzyko	Opis ryzyka
--------	-------------

Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy

●○○ ●○○→

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.

Europejski Zielony Ład

●●● ●●●→

W 2021 r. Komisja Europejska zaprezentowała projekty aktów prawnych wdrażających politykę EZŁ. W opublikowanych projektach Komisja Europejska proponuje znaczne ograniczenie dostępnych środków finansowych dla instalacji związanych z paliwami kopalnymi oraz (wynikające z celu osiągnięcia neutralności klimatycznej) ograniczenie w dłuższej perspektywie wykorzystania paliw kopalnych.

Nowy europejski pakiet legislacyjny dla rynku gazu ziemnego

●●● ●●●↗

Komisja Europejska przedstawiła 15 grudnia 2021 wnioski ustawodawcze mające na celu nowelizację przepisów dyrektywy gazowej 2009/73, rozporządzenie gazowego 715/2009 oraz rozporządzenia w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu (rozporządzenie 2017/1938).

Za szczególnie ryzykowne należy uznać propozycje przepisów dotyczące mechanizmu rabatów taryfowych w zakresie LNG i magazynów związanych z bezpieczeństwem dostaw, obowiązku zapasowego oraz wzajemnego uznawania dostawców w UE/EEA.

Rozporządzenie ws. ograniczenia emisji metanu w sektorze energetycznym

●●● ●●●

Opublikowany 15 grudnia 2021 r. przez KE projekt rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady ws. ograniczania emisji metanu w sektorze energetycznym [COM(2021) 805] wprowadza szereg obowiązków związanych z pomiarami i weryfikacją, z wykrywaniem i naprawą nieszczelności (LDAR) oraz z odpowietrzaniem i spalaniem na flarach, które są bardzo restrykcyjne, wiążą się ze znacznymi nakładami finansowymi, a tym samym spadkiem konkurencyjności spółek i mogą być trudne do wypełnienia. Ponadto, w zakresie gazu importowanego brak jest korespondujących wymogów dla gazu importowanego, z uwagi na fakt, że wymogami unijnymi nie można objąć spółek państw trzecich. W zamian nałożono obowiązki informacyjne na spółki importujące gaz.

Ryzyko braku zgodności

Tabela 69 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. Od 2020 r. stosuje się w Spółce „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 utracie przez Spółkę dobrej reputacji, co może również mieć swoje reperkusje finansowe;
- w działalności operacyjnej Spółki, oraz;
- w zakresie wartości dla interesariuszy, w tym akcjonariuszy.

W ramach przeciwdziałania korupcji, w GK PGNiG obowiązuje „Polityka przeciwdziałania korupcji i nadużyciom w GK PGNiG”, a dodatkowo – w PGNiG – „Procedura antykorupcyjna i prezentowa PGNiG S.A.”, która stanowi akt wykonawczy do powyższej polityki. Wewnętrzne akty normatywne, o których mowa w poprzednim zdaniu, zostały przyjęte w 2021 roku i zastąpiły wewnętrzny akt normatywny obowiązujący wówczas w tym zakresie. Ponadto, w GK PGNiG funkcjonuje „System zarządzania etyką i Compliance w GK PGNiG”, którego skutkiem było zintegrowanie obszarów etyki i compliance w ramach Działu Compliance. W GK PGNiG obowiązuje również „Polityka 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 obowiązuje także – zaktualizowana w 2021 roku – „Procedura zgłaszania i rozpatrywania zgłoszeń nieprawidłowości w PGNiG S.A.”, określająca zasady zgłaszania naruszeń prawa oraz procedur i standardów etycznych, a także tryb ich rozpatrywania. Na podstawie ww. aktu normatywnego w Spółce obowiązuje wewnętrzny i zewnętrzny kanał zgłaszania nieprawidłowości. Od 2020 r. funkcjonuje także zewnętrzny kanał zgłaszania nieprawidłowości poprzez formularz na stronie internetowej Spółki.

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 Rocznego za 2021 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 2021 r. do 31 grudnia 2021 r. Dokument obejmuje wszystkie jednostki zależne ujęte w Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy Kapitałowej PGNiG za 2021 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 2021 r. należą:

- Umowa przejęcia kontroli dotyczących umowy zakupu INEOS E&P Norge AS przez PGNiG Upstream Norway AS (więcej informacji w [rozdziale 4.1.2](#));
- Aneksy do umów na dostawy LNG z Venture Global Plaquemines LNG, LLC oraz Venture Global Calcasieu Pass, LLC (więcej informacji w [rozdziale 4.2.2](#));
- Aneks do umowy inwestycyjnej dotyczącej kierunkowych zasad współpracy przy budowie Elektrowni Ostrołęka „C” (więcej informacji w [rozdziale 4.4.2](#)).

8.1.2 Istotne transakcje zawarte z podmiotami powiązаныmi

W 2021 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 2021 r.](#)

8.2 Postępowania sądowe

Tabela 70 Postępowania sądowe

Strony postępowania	Przedmiot sporu	Opis sprawy
Postępowania w związku z obowiązkiem publicznej sprzedaży gazu ziemnego Strony: PGNiG, Prezes URE	brak realizacji obliża 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 obliża 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 obliża 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 złożyła w tej sprawie zarówno skargę kasacyjną, jak i skargę konstytucyjną.
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, która została oddalona. Spółka złożyła w tej sprawie skargę kasacyjną.

Postępowanie w
sprawie derogacji NS2
AG

odstępstwo od stosowania przepisów
Dyrektywy Gazowej w stosunku do
Nord Stream 2 AG

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

W dniu 10 stycznia 2020 r. spółka Nord Stream 2 AG złożyła wniosek do niemieckiego regulatora BNetzA o derogację (odstępstwo od stosowania) 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 ich do tego postępowania. W dniu 18 marca 2020 r. niemiecki regulator podjął decyzję o przyłączeniu do postępowania obu w/w Spółek. W dniu 15 maja 2020 r. niemiecki regulator wydał decyzję odmawiającą derogacji spółce 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. 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. W dniu 25 marca 2021 r. Nord Stream 2 AG złożyła replikę, W dniu 14 czerwca 2021 r. PGNiG S.A. i PST złożyły odpowiedź na to pismo procesowe. W dniu 30 czerwca 2021 r. miała miejsca rozprawa przed Wyższym Sądem Krajowym w Düsseldorfie, który na mocy wyroku z dnia 25 sierpnia 2021 r. oddalił odwołanie Nord Stream 2 AG. Spółka Nord Stream 2 AG. wniosła w dniu 21 września 2021 r. skargę kasacyjną do niemieckiego Federalnego Sądu Najwyższego. W dniu 8 marca 2022 r. PGNiG S.A. i PST wniosły odpowiedź na tę skargę.

Postępowanie w
sprawie certyfikacji NS2
AG

certyfikacja spółki Nord Stream 2 AG
jako niezależnego operatora
przesyłowego

Strony:
PGNiG, PST, NS2 AG,
BNetzA, niemieckie
Federalne Ministerstwo
Gospodarki i Ochrony
Klimatu

W dniu 11 czerwca 2021 r. spółka Nord Stream 2 AG złożyła wniosek do niemieckiego regulatora BNetzA o certyfikację spółki jako niezależnego operatora przesyłowego (ang. Independent Transmission Operator - ITO) gazociągu Nord Stream 2. W dniu 8 września 2021 r. wniosek został uzupełniony, co skutkowało formalnym wszczęciem postępowania. W dniu 30 lipca 2021 r. PGNiG S.A. i PST złożyły wniosek o przyłączenie do postępowania certyfikacyjnego. W dniu 21 września 2021 r. BNetzA podjęła pozytywną decyzję w sprawie przyłączenia obu spółek do postępowania certyfikacyjnego. W dniu 20 października 2021 r. obie spółki przedstawiły stanowisko w zakresie negatywnego wpływu gazociągu Nord Stream 2 na bezpieczeństwo dostaw, w tym w szczególności certyfikacji spółki Nord Stream 2 AG w modelu ITO.. W dniu 16 listopada 2021 r. BNetzA poinformowała o zawieszeniu postępowania certyfikacyjnego. Przyczyną zawieszenia był fakt, że szwajcarska spółka Nord Stream 2 AG na obecnym etapie postępowania nie spełnia przesłanek certyfikacji jako niezależnego operatora. W dniu 24 listopada 2021 r. PGNiG S.A. i PST złożyły swoje stanowisko w sprawie, przedstawiając szereg argumentów formalnych i materialnych dotyczących niespełniania przez Nord Stream 2 AG i spółki od niej zależnej przesłanek koniecznych do certyfikacji w modelu ITO. Do końca 2021 r. postępowanie nie zostało wznowione. W dniu 22 lutego 2022 r. Federalne Ministerstwo Gospodarki i Ochrony Klimatu poinformowało o wycofaniu opinii, w której stwierdzono brak negatywnego wpływu gazociągu Nord Stream 2 AG na bezpieczeństwo dostaw.. Pozytywna opinia Ministerstwa jest warunkiem koniecznym do certyfikacji wnioskodawcy w modelu ITO.

Postępowanie w
sprawie gazociągu
OPAL

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.

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 miało wpływu na odrębnie prowadzoną sprawę ze skargi Rzeczypospolitej Polskiej o sygnaturze T-883/16.

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 Sądu UE złożyła Republika Federalna Niemiec. W dniu 18 marca 2021 r. Rzecznik Generalny TSUE wydał opinię w sprawie zasadności utrzymania w mocy wyroku Sądu UE. W dniu 15 lipca 2021 r. Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej oddalił odwołanie RFN i uznał, że Komisja Europejska naruszyła zasadę solidarności energetycznej wydając decyzję w sprawie gazociągu OPAL. Wyrok jest ostateczny. Równolegle PGNiG oraz PST wystąpiły do Wyższego Sądu Krajowego w Duesseldorfie (Oberlandesgericht Duesseldorf) ze skargą 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). Sprawa jest w toku, rozprawę zaplanowano na 18 maja 2022 r.

8.3 Szczegółowy opis organizacji GK PGNiG oraz zmian w strukturze w 2021 r.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2021 r. GK PGNiG składała się z 39 podmiotów gospodarczych, w tym:

- PGNiG jako podmiot dominujący,
- 36 spółek zależnych o profilu produkcyjnym, handlowym i usługowym oraz 2 towarzystwa ubezpieczeń wzajemnych, w tym:
 - 22 podmioty bezpośrednio zależne od PGNiG,
 - 16 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	0000059492
Strona www	www.pgnig.pl
Relacje Inwestorskie	ri@pgnig.pl

8.3.1 Szczegółowa struktura organizacji GK PGNiG

Tabela 71 Wykaz spółek zależnych GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2021 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.	5 326 300	5 068 800	95,17%	95,17%
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	272 727 240	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	1 115 000 000 NOK	1 115 000 000 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.	22 590 000	22 590 000	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.	1 000 000	1 000 000	100%	100%
18	Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych	40 000 000	40 000 000	100%	100%
19	LLC "Karpatskyydobuvannya"	1 000 UAH	850 UAH	85%	85%
20	PGNiG SPV 8 Sp. z o.o.	1 500 000	1 500 000	100%	100%
21	PGNiG SPV 9 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100%	100%
22	PGNiG SPV 10 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100%	100%
<i>Spółki zależne - II stopnia</i>					
23	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.	370 836 300	370 836 300	-	100% ⁸⁾
24	GAZ Sp. z o.o.	300 000	300 000	-	100% ³⁾
25	PSG Inwestycje Sp. z o.o.	81 131 000	81 131 000	-	100% ³⁾
26	Oil Tech International F.Z.E.	20 000 USD	20 000 USD	-	100% ⁴⁾
27	EXALO DRILLING UKRAINE LLC	20 000 EUR	20 000 EUR	-	100% ⁴⁾
28	PST Europe Sales GmbH in liquidation	1 000 000 EUR	1 000 000 EUR	-	100% ⁵⁾
29	Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	2 831 150	2 565 350	-	90,61% ⁶⁾
30	Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o.	6 670 627	5 257 524	-	78,82% ⁷⁾
31	Polskie Centrum Brokerskie Sp. z o.o.	100 000	100 000	-	100% ¹⁾
32	PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o.	13 550 000	13 550 000	-	100% ⁸⁾
33	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysł sp. z o.o.	6 000 000	6 000 000	-	100% ⁸⁾
34	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	1 806 500	1 806 500	-	100% ⁴⁾
35	Exalo Diament Sp. z o.o. w organizacji	5 000	5 000	-	100% ⁴⁾
36	Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych na Życie	25 000 000	25 000 000	100%	100% ¹¹⁾
37	PGNiG Supply&Trading Polska Sp. z o.o. w organizacji	50 000	50 000	100%	100% ¹²⁾
<i>Spółki zależne - III stopnia</i>					
38	XOOL GmbH in liquidation	500 000 EUR	500 000 EUR	-	100% ⁹⁾
39	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa - Technika Sp. z o.o.	200 000	200 000	-	100% ¹⁰⁾

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. przez spółkę GAS TRADING S.A.

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

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

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

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

12) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Supply & Trading GmbH (99%) oraz PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. (1%)

8.3.2 Pozostałe powiązania organizacyjne i kapitałowe

Tabela 72 Wykaz spółek współzależnych i stowarzyszonych GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2021 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⁾
9	Enelion Sp. z o.o.	13 200	2 250	-	17,05% ⁶⁾
10	ICsec SA	161 876	20 000	-	12,36% ⁶⁾
<i>Spółki współzależne i stowarzyszone - III i IV stopnia</i>					
11	SYNERCOM USŁUGI WSPÓLNE sp. z o.o.	10 835 000	2 213 591	-	20,43% ⁴⁾
12	Gardia Broker Sp. z o.o.	55 000	11 236,5	-	20,43% ⁵⁾
13	ICaudit Sp. z o.o.	22 500	2 779,91	-	12,36% ⁷⁾
14	ICcert Sp. z o.o.	35 000	4 324,30	-	12,36% ⁷⁾
15	ICdiode Sp. z o.o.	22 500	2 779,91	-	12,36% ⁷⁾

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.

6) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Ventures Sp. z o.o.

7) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Ventures Sp. z o.o. oraz Icsec SA

Inwestycje poza grupą jednostek powiązanych

W 2021 r. GK PGNiG nie dokonywała istotnych inwestycji kapitałowych poza grupą jednostek powiązanych. Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego PGNiG poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2021 r. wyniosła 85,7 mln zł. Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego GK PGNiG (PGNiG oraz spółek GK PGNiG) poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2021 r. wyniosła 114,3 mln zł.

8.3.3 Zmiany w strukturze GK PGNiG w 2021 r.

Tabela 73 Zmiany w strukturze udziałowej GK PGNiG w 2021 r.

Rodzaj zmiany/transakcji	Data	Udział w liczbie głosów po zmianie
<i>Podwyższenie kapitału zakładowego spółki</i>		
PGNiG Ventures Sp. z o.o.	13.01.2021	100,00%
PGNiG Ventures Sp. z o.o.	29.04.2021	100,00%
PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysł sp. z o.o.	21.05.2021	100,00%
PGNiG Ventures Sp. z o.o.	01.06.2021	100,00%
PGNiG Upstream Norway AS	07.06.2021	100,00%
Polskie Centrum Brokerskie Sp. z o.o.	11.06.2021	100,00%
<i>Powołanie spółki</i>		
Rejestracja PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysł sp. z o.o. w KRS	02.03.2021	100,00%
<i>Objęcie udziałów lub akcji / przystąpienie do spółki</i>		
Przez PGNiG Ventures Sp. z o.o. w spółce Enelion Sp. z o.o.	09.04.2021	7,51%
Przez PGNiG Ventures Sp. z o.o. w spółce ICsec S.A.	11.05.2021	6,58%
Przez PGNiG Ventures Sp. z o.o. i ICsec S.A. w spółce ICaudit Sp. z o.o.	11.05.2021	6,58%
Przez PGNiG Ventures Sp. z o.o. i ICsec S.A. w spółce ICcert Sp. z o.o.	11.05.2021	6,58%
Przez PGNiG Ventures Sp. z o.o. i ICsec S.A. w spółce ICdiode Sp. z o.o.	11.05.2021	6,58%
<i>Zmiana nazwy spółki</i>		
Z SEJ-SERWIS Sp. z o.o. na PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa - Technika Sp. z o.o.	01.04.2021	100,00%
Z PGNiG Serwis Doradztwo Ubezpieczeniowe Sp. z o.o. na Polskie Centrum Brokerskie Sp. z o.o.	11.06.2021	100,00%
<i>Pozostałe zmiany</i>		
Ustanie bytu prawnego PST Verwaltungs GmbH w wyniku połączenia z PST Europe Sales GmbH	08.01.2021	100,00%
Spółka CIFI Sp. z o.o. w likwidacji ostatecznie zlikwidowana i wykreślona z KRS	19.02.2021	100,00%

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

Tabela 74 Akcje PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących na dzień 31 grudnia 2021 r.

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2020 r.	Wartość nominalna akcji w zł	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2021 r.	Wartość nominalna akcji w zł
Mieczysław Kawecki	Członek Rady Nadzorczej	9 500	9 500	9 500	9 500

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 2021 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 2021 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 2021 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

Definicje

styczeń 2022

- 05.01. – Zawarcie umowy kredytu z bankiem Societe Generale SA Oddział w Polsce na kwotę 750 milionów złotych na okres do 9 miesięcy
- 14.01. – Złożenie przez PAO Gazprom i OOO Gazprom Export wezwania na arbitraż przed Trybunałem Arbitrażowym w Sztokholmie dotyczący zmiany warunków cenowych gazu dostarczanego na podstawie kontraktu jamalskiego

luty 2022

- 02.02. – Złożenie przez Gazprom wezwania na arbitraż dotyczący spółki EuRoPol GAZ
- 11.02. – Złożenie przez PGNiG odpowiedzi na wezwanie PAO Gazprom i OOO Gazprom Export na arbitraż przed Trybunałem Arbitrażowym w Sztokholmie dotyczący zmiany warunków cenowych gazu dostarczanego na podstawie kontraktu jamalskiego
- 23.02. – Zawarcie umów kredytowych z konsorcjum banków Bank of China Limited i Bank of China (Europe) S.A. oraz z bankami Deutsche Bank Polska S.A. i Credit Agricole Bank Polska S.A. na łączną kwotę 1,8 mld zł
- 28.02. – Zawarcie przez spółkę Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. aneksu do umowy ze spółką Abener Energia S.A.

marzec 2022

- 02.03. – Złożenie przez PGNiG odpowiedzi na wezwanie Gazprom na arbitraż dotyczący EuRoPol GAZ
- 04.03. – Zamiar zawarcia przez PGNiG umowy z Rządową Agencją Rezerw Strategicznych dotyczącej utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego
- 07.03. – Wpływ pierwszej transzy rekompensat dla PGNiG Obrót Detaliczny z Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny w kwocie 1,255 mld zł
- 08.03. – Spełnienie się warunków umowy zawartej przez spółkę Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. ze spółką Abener Energia S.A.
- 09.03. – Oddalenie skargi Gazprom w sprawie o uchylenie wyroku końcowego Trybunału Arbitrażowego z dnia 30 marca 2020 r.
- 16.03. – Warunkowa decyzja UOKiK w sprawie koncentracji między PGNiG i PKN ORLEN S.A.
- 18.03. – Zawarcie przez PGNiG umowy z Rządową Agencją Rezerw Strategicznych dotyczącej utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

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
OOH	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
Nazwy instytucji, podmiotów rynku kapitałowego i rynków energii	
EIA	ang. Energy Information Administration – Administracja Informacji Energetycznej w USA
EEX	ang. European Energy Exchange AG – Europejska Giełda Energii w Niemczech
Henry Hub	Hub / obszar cenowy w Stanach Zjednoczonych
GASPOOL	ang. GASPOOL Balancing Services GmbH – hub / obszar cenowy w Niemczech
GAZ-SYSTEM	Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.
GPW	Giełda Papierów Wartościowych S.A. w Warszawie
ICE	ang. Intercontinental Exchange - giełda specjalizująca się w handlu energią i surowcami
KRS	Krajowy Rejestr Sądowy
NCG	ang. NetConnect Germany GmbH & Co. KG – hub / obszar cenowy w Niemczech
NBP	ang. National Balancing Point – 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.
THE	ang. <i>Trading Hub Europe</i> – hub / obszar cenowy w Niemczech
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
LNG	ang. <i>liquefied natural gas</i> – skroplony gaz ziemny
Nm ³	normalny metr sześcienny gazu
MWt	1 megawat energii cieplnej
MWe	1 megawat energii elektrycznej
NGL	ang. <i>natural gas liquids</i> – gaz składający się z cięższych niż metan molekuł: etanu, propanu, butanu, izobutanu itp.
PJ	1 petadżul
TWh	1 terawatogodzina
Wskaźniki ekonomiczne i finansowe	
EBIT	zysk operacyjny (ang. <i>earnings before deducting interest and taxes</i>)
EBITDA	zysk operacyjny przed potrąceniem odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych, podatków, amortyzacji (ang. <i>earnings before interest, taxes, depreciation and amortization</i>)
EBITDA skorygowana	EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości majątku trwałego
EV	wartość przedsiębiorstwa (ang. <i>enterprise value</i>)
P/BV	wskaźnik cena rynkowa/wartość księgowa (ang. <i>price/book value</i>)
P/E	wskaźnik Cena/Zysk (ang. <i>price to earnings</i>)
ROA	wskaźnik rentowności aktywów
ROE	wskaźnik rentowności kapitału własnego
Rentowność sprzedaży netto	zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży
Pozostałe	
C	ciepłownia
EC	elektrociepłownia
GIM	Grupa Instalacji Magazynowych
KGZ	kopalnia gazu ziemnego
KPMG	kawernowy podziemny magazyn gazu
KRNiGZ	Kopalnia ropy i gazu ziemnego
MTTS	technologia multiplikująca, zwiększająca wolumen i prędkość bunkrowania (ang. <i>Multiple Truck-to-Ship</i>)
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 Rysunków

Rysunek 1 Model biznesowy GK PGNiG	7
Rysunek 2 Wykaz jednostek GK PGNiG podlegających konsolidacji metodą pełną	8
Rysunek 3 System przesyłowy i aktualne oraz planowane transgraniczne punkty wejścia do systemu przesyłowego	22
Rysunek 4 Koncesje PGNiG i odwierty w 2021 r.	37
Rysunek 5 Koncesje i złoża PGNiG UN	40
Rysunek 6 Podziemne magazyny gazu	59
Rysunek 7 Gminy, w których PSG świadczy usługę dystrybucji paliwa gazowego	62
Rysunek 8 Stacje regazyfikacji LNG w Polsce z koncesją wydaną w 2021 r.	63
Rysunek 9 Obszar działania firm konkurencyjnych w Polsce	64
Rysunek 10 Proces zarządzania ryzykiem	124
Rysunek 11 Model trzech linii	125
Rysunek 12 Macierz ryzyk	126

Spis Tabel

Tabela 1 Wybrane dane finansowe GK PGNiG w latach 2020-2021	3
Tabela 2 Wybrane dane finansowe PGNiG w latach 2020-2021 r.	3
Tabela 3 Średnie kursy wymiany walut	3
Tabela 4 Struktura akcjonariatu na 31 grudnia 2021 r.	8
Tabela 5 Wskaźniki giełdowe za lata 2017-2021.....	9
Tabela 6 Dywidenda z zysku netto za lata 2014-2020	10
Tabela 7 Cele, aspiracje i realizacja Strategii w latach 2017-2021.....	13
Tabela 8 Planowane nakłady inwestycyjne* na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w 2022 r.	17
Tabela 9 Popyt i podaż LNG w latach 2020 i 2021 r. w mld m ³ gazu po regazyfikacji	21
Tabela 10 Przepływy gazu na krajowych punktach wejścia/wyjścia	23
Tabela 11 Zmiany w regulacjach krajowych i ich wpływ na GK PGNiG	25
Tabela 12 Zmiany w regulacjach europejskich.....	26
Tabela 13 Wolumen wydobycia gazu ziemnego GK PGNiG w podziale na kraje w segmencie PiW	36
Tabela 14 Wolumen sprzedaży gazu ziemnego z segmentu poza GK PGNiG w podziale na kraje w segmencie PiW	36
Tabela 15 Wolumeny wydobycia ropy naftowej w GK PGNiG (wraz z frakcjami) w segmencie PiW	36
Tabela 16 Wolumeny sprzedaży ropy naftowej w GK PGNiG (wraz z frakcjami) w segmencie PiW	36
Tabela 17 Wolumeny wydobycia wybranych produktów w segmencie PiW	36
Tabela 18 Wolumeny sprzedaży wybranych produktów poza GK PGNiG w segmencie PiW	36
Tabela 19 Kopalnie PGNiG	38
Tabela 20 Złoża PGNiG UN na dzień 31 grudnia 2021 r.	41
Tabela 21 Zasoby węglowodorów na Norweskim Szelfie Kontynentalnym według koncesji w mln boe, stan na 31.12.2021 r.	43
Tabela 22 Podziemne Magazyny Gazu (PMG) na koniec 31 grudnia 2021 r.	47
Tabela 23 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego poza GK PGNiG w segmencie OiM	51
Tabela 24 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego poza Polską poza GK PGNiG w segmencie OiM	51
Tabela 25 Struktura odbiorców gazu ziemnego w Polsce poza GK PGNiG w segmencie OiM.....	51
Tabela 26 Struktura odbiorców gazu ziemnego poza Polską poza GK PGNiG w segmencie OiM	51
Tabela 27 Struktura odbiorców energii elektrycznej PGNiG w segmencie OiM	51
Tabela 28 Pojemności czynne i udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych w 2020 i 2021 r.	51
Tabela 29 Wolumen dystrybucji gazów	62
Tabela 30 Długość sieci dystrybucyjnych	62
Tabela 31 Wolumeny sprzedaży regulowanej ciepła z produkcji poza GK PGNiG w segmencie Wytwarzanie	69
Tabela 32 Wolumeny sprzedaży energii elektrycznej z produkcji łącznie w segmencie Wytwarzanie	69
Tabela 33 Moce osiągalne wg koncesji, zakładu produkcyjnego i oddziału	69
Tabela 34 Globalny popyt na rynku ropy	86
Tabela 35 Globalna podaż na rynku ropy	86
Tabela 36 Bilans popytu i podaży na rynku ropy	86
Tabela 37 Wybrane dane finansowe GK PGNiG w latach 2020 - 2021 r.	87
Tabela 38 Przychody ze sprzedaży w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie w latach 2018-2021.....	90
Tabela 39 Koszty operacyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie w latach 2018-2021	90
Tabela 40 Nakłady inwestycyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie w latach 2018-2021	90
Tabela 41 Wyniki finansowe PGNiG UN	91
Tabela 42 Przychody ze sprzedaży w segmencie Obrót i Magazynowanie w latach 2018-2021	91
Tabela 43 Koszty operacyjne w segmencie Obrót i Magazynowanie w latach 2018-2021.....	91
Tabela 44 Wyniki finansowe PGNiG OD	92
Tabela 45 Wyniki finansowe GK PST	92
Tabela 46 Przychody ze sprzedaży w segmencie Dystrybucja w latach 2018-2021	92
Tabela 47 Koszty operacyjne w segmencie Dystrybucja w latach 2018-2021.....	92
Tabela 48 Wyniki finansowe GK PSG	93
Tabela 49 Przychody ze sprzedaży w segmencie Wytwarzanie w latach 2018-2021	93
Tabela 50 Koszty operacyjne w segmencie Wytwarzanie w latach 2018-2021.....	93
Tabela 51 Wyniki finansowe PGNiG TERMIKA.....	94
Tabela 52 Kwartalny wynik EBITDA i EBITDA skorygowana w podziale na segmenty operacyjne w 2021 r.	94
Tabela 53 Kwartalny wynik EBITDA i EBITDA skorygowana w podziale na segmenty operacyjne w 2020 r.	95
Tabela 54 Prognoza wydobycia gazu ziemnego w latach 2022-2024*.....	98
Tabela 55 Prognoza wydobycia ropy naftowej wraz z kondensatem i NGL w latach 2022-2024	98
Tabela 56 Najistotniejsze umowy kredytów GK PGNiG na 31 grudnia 2021 r.	99
Tabela 57 Program emisji dłużnych papierów wartościowych na 31 grudnia 2021 r.	99
Tabela 58 Główne pozycje bilansowe aktywów finansowych w podziale na kategorie	99
Tabela 59 Główne pozycje bilansowe zobowiązań finansowych w podziale na kategorie	100
Tabela 60 Wybrane dane finansowe PGNiG w latach 2020-2021.....	102
Tabela 61 Nakłady inwestycyjne PGNiG w latach 2018-2021.....	103
Tabela 62 Wyjaśnienie przyczyn odstąpienia od stosowania zasad i rekomendacji DPSN 2016.....	105
Tabela 63 Wyjaśnienie przyczyn odstąpienia od stosowania zasad i rekomendacji DPSN 2021.....	106
Tabela 64 Struktura akcjonariatu PGNiG na dzień 31 grudnia 2021 r.	109
Tabela 65 Wynagrodzenia członków organów zarządczych i nadzorczych PGNiG w 2021 r.	122

Tabela 66 Wynagrodzenia członków organów zarządczych i nadzorczych PGNiG w 2020 r.....	123
Tabela 67 Opis zakresu zmian i wpływu istotnych ryzyk operacyjnych na GK PGNiG.....	126
Tabela 68 Opis zakresu zmian i wpływu istotnych ryzyk regulacyjnych na GK PGNiG.....	131
Tabela 69 Opis zakresu zmian i wpływu ryzyka braku zgodności na GK PGNiG.....	132
Tabela 70 Postępowania sądowe.....	134
Tabela 71 Wykaz spółek zależnych GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2021 r.	137
Tabela 72 Wykaz spółek współzależnych i stowarzyszonych GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2021 r.	138
Tabela 73 Zmiany w strukturze udziałowej GK PGNiG w 2021 r.....	138
Tabela 74 Akcje PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących na dzień 31 grudnia 2021 r.....	138

Spis Wykresów

Wykres 1 Kurs akcji PGNiG oraz indeksów WIG20 i WIG Paliwa w 2021 r.....	9
Wykres 2 Planowane nakłady inwestycyjne w latach 2017-2022*.....	17
Wykres 3 Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego na wybranych hubach europejskich.....	20
Wykres 4 Główne kierunki importu gazu do Europy.....	20
Wykres 5 Stan napelnienia magazynów w Polsce w latach 2020 i 2021.....	23
Wykres 6 Struktura kontraktów na TGE w 2020 r. i 2021 r.....	24
Wykres 7 Wolumen obrotu na kontraktach terminowych towarowych (RTT) na TGE w 2020 r. i 2021r.(TWh).....	24
Wykres 8 Zasoby wydobywalne udokumentowane przez PGNiG w Polsce w latach 2017-2021 oraz współczynnik R/P.....	38
Wykres 9 Zasoby wydobywalne udokumentowane przez PGNiG w Polsce w latach 1988-2021 w mln boe.....	39
Wykres 10 Dostawy gazu ziemnego do Polski z zagranicy w latach 2017-2021 w mld m ³	52
Wykres 11 Ilość gazu przesyłanego systemem dystrybucyjnym w latach 2017-2021 w mln m ³	63
Wykres 12 Długość sieci własnych z przyłączami oraz liczba odbiorców.....	63
Wykres 13 Liczba gmin, na terenie których funkcjonują firmy konkurencyjne.....	65
Wykres 14 Produkt Krajowy Brutto nierównany sezonowo prezentowany w ujęciu kwartalnym w latach 2019-2021.....	84
Wykres 15 Kurs walut EUR/PLN.....	84
Wykres 16 Kurs walut USD/PLN.....	84
Wykres 17 Średnie miesięczne fronth month gazu ziemnego na hubach Henry Hub i TTF w 2020 i 2021 r.	85
Wykres 18 Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego w Polsce i w Niemczech w 2020 i 2021 r.	85
Wykres 19 Cena gazu ziemnego spot na giełdzie TGE, TTF i THE w 2020 i 2021 r.....	85
Wykres 20 Cena ropy Brent i WTI, kontrakt month ahead w 2020 i 2021 r.	86
Wykres 21 Średnie miesięczne temperatury.....	87
Wykres 22 Przychody ze sprzedaży w podziale na segmenty działalności w latach 2020-2021.....	88
Wykres 23 Podziały kosztów operacyjnych w latach 2020-2021.....	88
Wykres 24 Zmiany w EBITDA w latach 2020-2021.....	89
Wykres 25 Zmiany w skorygowanym wyniku EBITDA w latach 2020-2021.....	89
Wykres 26 Zmiany EBITDA pomiędzy latami 2020-2021.....	89
Wykres 27 Zmiany w EBITDA PiW pomiędzy latami 2020-2021.....	90
Wykres 28 Zmiany EBITDA OiM pomiędzy latami 2020-2021.....	91
Wykres 29 Zmiany w EBITDA Dystrybucji pomiędzy latami 2020-2021.....	92
Wykres 30 Zmiany w EBITDA Wytwarzania pomiędzy latami 2018-2021.....	93
Wykres 31 Wahanie przychodów ze sprzedaży GK PGNiG w latach 2020-2021.....	94
Wykres 32 Wahanie EBITDA GK PGNiG w latach 2020-2021.....	94
Wykres 33 Wybrane pozycje sprawozdania z sytuacji finansowej - Aktywa.....	95
Wykres 34 Wybrane pozycje sprawozdania z sytuacji finansowej - Pasywa.....	95
Wykres 35 Wybrane pozycje sprawozdania z przepływów pieniężnych.....	96
Wykres 36 ROE.....	96
Wykres 37 ROA.....	96
Wykres 38 Rentowność sprzedaży netto (ROS).....	96
Wykres 39 Skumulowana EBITDA GK PGNiG w latach 2017-2021 i cel strategiczny 2022 r.....	98
Wykres 40 Dług netto/EBITDA.....	100
Wykres 41 Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem; wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami.....	100
Wykres 42 Wskaźniki płynności.....	100
Wykres 43 Zmiany w EBITDA PGNiG pomiędzy latami 2020-2021.....	102
Wykres 44 ROE i ROA.....	103
Wykres 45 Rentowność sprzedaży netto.....	103
Wykres 46 Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem, Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami.....	103
Wykres 47 Wskaźnik bieżącej i szybkiej płynności.....	103

9. Oświadczenie Zarządu PGNiG i zatwierdzenie sprawozdania

Zarząd PGNiG oświadcza, że wedle jego najlepszej wiedzy, niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A. zawiera prawdziwy obraz sytuacji Spółki i Grupy, w tym opis podstawowych zagrożeń i ryzyka.

Zarząd PGNiG SA:

Prezes Zarządu

Paweł Majewski

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Wiceprezes Zarządu

Artur Cieślik

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Wiceprezes Zarządu

Robert Perkowski

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Wiceprezes Zarządu

Arkadiusz Sekściński

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Wiceprezes Zarządu

Przemysław Wacławski

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Wiceprezes Zarządu

Magdalena Zegarska

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Warszawa, dnia 22 marca 2022 r.