

# SPRAWOZDANIE ZARZĄDU

z działalności Grupy Kapitałowej PGE  
za okres 3 miesięcy

zakończony dnia 31 marca 2024 roku



*Prowadzimy w zielonej zmianie*

## SPIS TREŚCI

<b>KLUCZOWE DANE FINANSOWE .....</b>	<b>3</b>
<b>1. Grupa Kapitałowa PGE - organizacja .....</b>	<b>4</b>
1.1. Charakterystyka działalności .....	4
1.2. Struktura organizacyjna.....	5
1.3. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej .....	6
1.4. Skład osobowy organów zarządzających i nadzorujących Spółki .....	8
1.4.1 Zarząd .....	8
1.4.2 Rada Nadzorcza.....	9
1.4.3 Komitety Rady Nadzorczej.....	10
1.5. Akcje i akcjonariat .....	11
1.5.1 Kapitał zakładowy PGE S.A. i struktura właścicielska .....	11
1.5.2 Akcje jednostki dominującej oraz akcje/udziały w jednostkach powiązanych z PGE S.A. będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących .....	12
<b>2. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe .....</b>	<b>13</b>
2.1. Otoczenie makroekonomiczne .....	13
2.2. Otoczenie rynkowe.....	14
2.2.1 Sytuacja w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE) .....	14
2.2.2 Ceny energii elektrycznej – rynek krajowy.....	15
2.2.3 Ceny energii elektrycznej – rynek międzynarodowy.....	17
2.2.4 Ceny praw majątkowych.....	20
2.2.5 Ceny uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> .....	20
2.3. Przydział darmowych uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> .....	21
2.4. Otoczenie regulacyjne .....	22
2.4.1 Krajowe otoczenie regulacyjne.....	22
2.4.2 Zagraniczne otoczenie regulacyjne .....	26
<b>3. Działalność GK PGE oraz segmentów działalności.....</b>	<b>29</b>
3.1. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE .....	32
3.2. Charakterystyka segmentów działalności .....	37
3.2.1 Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności <sup>1</sup> .....	37
3.2.2 Segment działalności – Energetyka Odnawialna .....	38
3.2.3 Segment działalności – Energetyka Gazowa .....	43
3.2.4 Segment działalności – Energetyka Konwencjonalna .....	46
3.2.5 Segment działalności – Ciepłownictwo .....	51
3.2.6 Segment działalności – Dystrybucja .....	58
3.2.7 Segment działalności – Energetyka Kolejowa .....	63
3.2.8 Segment działalności – Obrót .....	67
3.2.9 Segment działalności – Gospodarka Obiegu Zamkniętego .....	70
3.2.10 Segment działalności – Pozostała Działalność .....	72
<b>4. Pozostałe elementy Sprawozdania .....</b>	<b>74</b>
4.1. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego mające wpływ na działalność w I kwartale 2024 roku oraz w kolejnych okresach. ....	74
4.1.1 Projekt wydzielenia wytwórczych aktywów węglowych.....	74
4.1.2 Zmiany regulacyjne .....	75
4.1.3 Decyzja środowiskowa w sprawie Kopalni Turów.....	77
4.1.4 Wpływ wojny na terytorium Ukrainy na działalność GK PGE.....	78
4.1.5 Roszczenia od kontrahentów ENESTA sp. z o.o. ....	78
4.1.6 Realizacja przez PGE Paliwa sp. z o.o. decyzji Prezesa Rady Ministrów w zakresie zakupu węgla .....	78
4.1.7 Projekt budowy elektrowni jądrowej .....	79
4.1.8 Zawarcie aneksu do umowy kredytu konsorcjalnego .....	79
4.1.9 Rekomendacja niewypłacania dywidendy za rok 2023.....	79
4.1.10 Zmiany w składzie Zarządu i RN.....	79
4.2. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej.....	80
4.3. Informacje o udzieleniu przez Spółkę lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji.....	80
4.4. Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych.....	80
4.5. Transakcje z podmiotami powiązаныmi .....	80
4.6. Publikacja prognoz wyników finansowych.....	80
4.7. Istotne pozycje pozabilansowe .....	80
4.8. Umowy oraz inne informacje istotne dla oceny sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego GK PGE i ich zmian oraz informacje istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez Grupę Kapitałową PGE .....	80
<b>5. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego .....</b>	<b>81</b>
<b>6. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu .....</b>	<b>82</b>

## KLUCZOWE DANE FINANSOWE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mIn PLN	16 841	27 208	-38%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mIn PLN	1 408	2 343	-40%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mIn PLN	2 536	3 427	-26%
Marża EBITDA	%	15%	13%	
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację skorygowany o zdarzenia jednorazowe (EBITDA powtarzalna)	mIn PLN	2 532	3 346	-24%
Marża EBITDA powtarzalna	%	15%	12%	
Zysk netto	mIn PLN	951	1 811	-47%
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	2 066	1 557	33%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mIn PLN	-2 339	-6 828	-66%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mIn PLN	-2 140	-1 645	30%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mIn PLN	2 769	5 347	-48%

Kluczowe dane finansowe		31 marca 2024 roku	31 grudnia 2023 roku	Zmiana %
Kapitał obrotowy	mIn PLN	-6 598	-7 107	-7%
<b>Zadłużenie netto</b>	mIn PLN	<b>15 686<sup>1</sup></b>	<b>11 121</b>	41%
Zadłużenie netto /LTM EBITDA <sup>2</sup> raportowana	x	1,72	1,11	
Zadłużenie netto /LTM EBITDA <sup>2</sup> powtarzalna	x	1,58	1,04	

Zdarzenia jednorazowe mające wpływ na EBITDA		I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
Rekompensaty KDT	mIn PLN	4	0	-
Korekta szacunku odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny (WRC) za 2022 rok	mIn PLN	0	81	-100%
<b>Razem</b>	mIn PLN	<b>4</b>	<b>81</b>	-95%

<sup>1</sup>Szacunkowe ekonomiczne zadłużenie netto (uwzględniające przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>) wynosi 21 227 mln PLN.

<sup>2</sup>LTM EBITDA - EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego.

## 1. Grupa Kapitałowa PGE - organizacja

### 1.1. Charakterystyka działalności

Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (GK PGE, Grupa Kapitałowa PGE, Grupa Kapitałowa, Grupa PGE, Grupa) jest największym zintegrowanym pionowo producentem energii elektrycznej oraz ciepła w Polsce. Dzięki połączeniu własnej bazy surowcowej, wytwarzania energii elektrycznej oraz sieci dystrybucyjnej Grupa PGE gwarantuje bezpieczne i niezawodne dostawy energii elektrycznej do gospodarstw domowych, przedsiębiorstw i instytucji. Ponadto, Grupa PGE jest największym wytwórcą ciepła w kraju.

Podmiotem dominującym GK PGE jest PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (także jako PGE S.A., PGE, Spółka). Działalność Grupy Kapitałowej PGE jest zorganizowana w dziewięciu segmentach operacyjnych:



#### ENERGETYKA ODNAWIALNA

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych i w elektrowniach szczytowo-pompowych.



#### ENERGETYKA GAZOWA

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach gazowych.

W ramach segmentu funkcjonują spółki odpowiedzialne za budowę bloków gazowo-parowych w Gryfinie (PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.) i nowej jednostki niskoemisyjnej w Rybniku (Rybnik 2050 sp. z o.o.).



#### ENERGETYKA KONWENCJONALNA

Przedmiotem działalności segmentu jest wydobywanie węgla brunatnego oraz wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach konwencjonalnych.



#### CIEPŁOWNICTWO

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach kogeneracyjnych oraz przesył i dystrybucja ciepła.



#### DYSTRYBUCJA

Przedmiotem działalności segmentu jest świadczenie usług dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych za pomocą sieci i urządzeń elektroenergetycznych wysokich, średnich i niskich napięć.



#### ENERGETYKA KOLEJOWA

Przedmiotem działalności segmentu jest przede wszystkim dystrybucja i sprzedaż energii elektrycznej do przewoźników kolejowych oraz klientów skupionych wokół linii kolejowych, sprzedaż paliw oraz utrzymanie i modernizacja sieci trakcyjnej wraz z pozostałymi usługami elektroenergetycznymi.



## OBRÓT

Przedmiotem działalności segmentu jest hurtowy obrót energią elektryczną na rynku krajowym i zagranicznym, sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych, obrót uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub>, prawami majątkowymi i paliwami oraz świadczenie usług Centrum Korporacyjnego na rzecz spółek z Grupy PGE.



## GOSPODARKA OBIEGU ZAMKNIĘTEGO

Przedmiotem działalności segmentu jest zapewnienie kompleksowej obsługi w zakresie zarządzania ubocznymi produktami spalania (UPS), świadczenie usług w obszarach pomocniczych dla wytwórców energii elektrycznej i ciepła oraz dostaw materiałów na bazie UPS.



## POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

Przedmiotem działalności segmentu jest świadczenie usług przez spółki zależne na rzecz Grupy Kapitałowej PGE, m.in. organizacja pozyskiwania finansowania w formie euroobligacji (PGE Sweden), świadczenie usług informatycznych, transportowych oraz inwestycje w start-up'y. Dodatkowo w ramach segmentu funkcjonują spółki projektowe Grupy.

## 1.2. Struktura organizacyjna

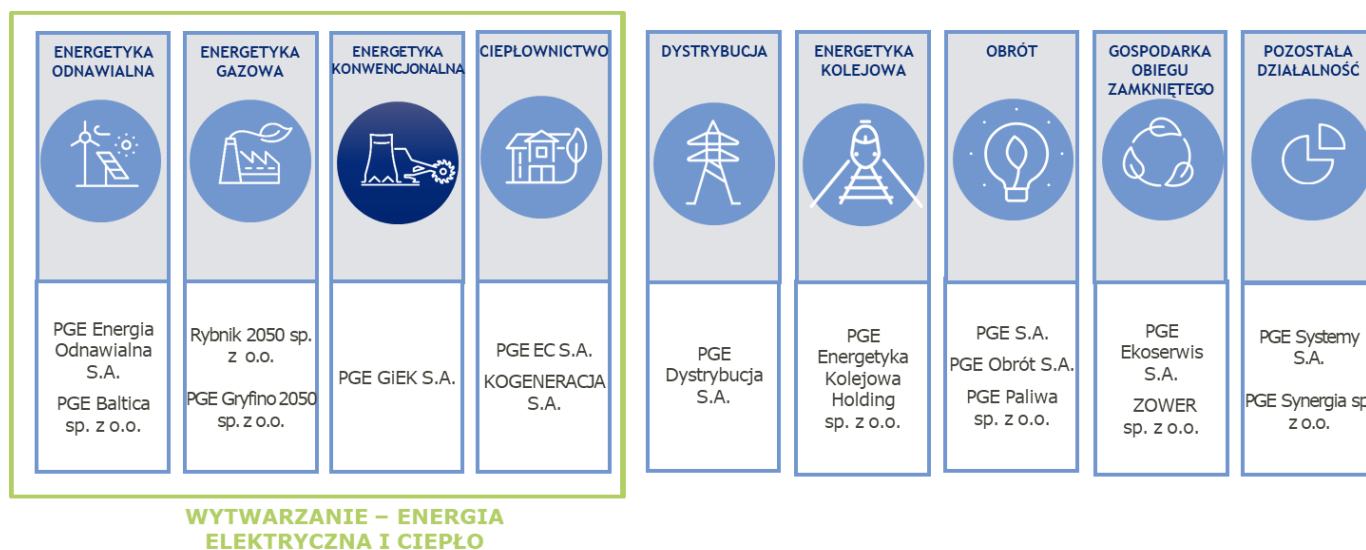
Grupa Kapitałowa PGE na 31 marca 2024 roku składała się z:

- jednostki dominującej, którą jest PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.,
- 79 jednostek zależnych objętych konsolidacją metodą pełną,
- 2 jednostek stanowiących tzw. wspólne działalności,
- 6 jednostek stowarzyszonych i współzależnych.

Wszystkie spółki są zorganizowane wokół dziewięciu segmentów operacyjnych wskazanych na wykresie poniżej.

Poniższy schemat stanowi ilustracyjny opis struktury Grupy. Pełen skład Grupy Kapitałowej PGE z podziałem na segmenty oraz spółki bezpośrednio i pośrednio zależne objęte konsolidacją znajduje się w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Wykres: Struktura Grupy Kapitałowej PGE<sup>1</sup>



<sup>1</sup>Struktura uproszczona – ujęte kluczowe jednostki.

### 1.3. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

W okresie od 1 stycznia 2024 roku do dnia publikacji niniejszego sprawozdania w organizacji Grupy Kapitałowej PGE nastąpiły istotne zmiany wymienione w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz opisane poniżej.

#### NABYCIE, OBJĘCIE LUB ZBYCIE AKCJI/UDZIAŁÓW PRZEZ SPÓŁKI

Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotów	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
<b>Pozostała Działalność</b>	PGE Inwest 12 sp. z o.o. – objęcie przez PGE S.A. oraz przystąpienie do PGE Inwest 12 sp. z o.o. i objęcie przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) nowych udziałów	24 października 2023 roku/4 marca 2024 roku nastąpiła rejestracja w KRS	16 października 2023 roku PGE S.A. i NFOŚiGW podpisały umowę inwestycyjną dotyczącą finansowania PGE Inwest 12 sp. z o.o. w celu realizacji przez nią budowy elektrowni szczytowo – pompowej w miejscowości Młoty (gm. Bystrzyca Kłodzka, woj. dolnośląskie). W wyniku wykonania ww. umowy 17 października 2023 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Inwest 12 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego oraz postanowiło, że nowe udziały w podwyższonym kapitale zakładowym zostaną odpowiednio objęte przez PGE S.A. i NFOŚiGW w zamian za wkłady pieniężne. 24 października 2023 roku PGE S.A. i NFOŚiGW objęły nowe udziały PGE Inwest 12 sp. z o.o. PGE S.A. posiada obecnie 51%, a NFOŚiGW 49% udziału w kapitale zakładowym tej spółki.
<b>Obrót</b>	ENESTA sp. z o.o. w restrukturyzacji z siedzibą w Stalowej Woli - podwyższenie kapitału zakładowego i objęcie wszystkich nowych udziałów przez PGE Obrót S.A.	18 grudnia 2023 roku/Brak rejestracji w KRS	18 grudnia 2023 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki ENESTA sp. z o.o. w restrukturyzacji podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 82 402 000 PLN do kwoty 116 402 000 PLN, tj. o kwotę 34 000 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 34 000 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. PGE Obrót S.A. jako jeden ze współników spółki objęła wszystkie nowe udziały spółki w podwyższonym kapitale zakładowym. W wyniku podwyższenia kapitału zakładowego i objęcia wszystkich nowych udziałów spółki przez PGE Obrót S.A., z dniem rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS, zwiększeniu ulegnie udział PGE Obrót S.A. w kapitale zakładowym spółki, tj. z 92,25% do 94,51%.

#### LIKwidACJA SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka likwidowana	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
-	PGE Trading GmbH w likwidacji z siedzibą w Berlinie	1 marca 2021 roku/ Na 31 marca 2024 roku brak wykreślenia spółki z rejestru handlowego	1 marca 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Trading GmbH w likwidacji, w której PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym, podjęło uchwałę o rozwiązaniu spółki i powołaniu likwidatora w celu przeprowadzenia czynności likwidacyjnych. Proces likwidacji spółki jest obecnie w toku.
-	PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji z siedzibą w Warszawie	31 marca 2022 roku/16 lutego 2024 roku sąd rejestrowy postanowił o wykreśleniu spółki z rejestru przedsiębiorców KRS. 22 kwietnia 2024 roku nastąpiło uprawomocnienie wykreślenia spółki z KRS.	31 marca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji, w której PGE S.A. posiadała 100% udziałów w kapitale zakładowym, podjęło uchwałę o rozwiązaniu spółki i powołaniu likwidatora w celu przeprowadzenia czynności likwidacyjnych.

-	Railen GmbH w likwidacji z siedzibą w Berlinie	31 stycznia 2023 roku/ Na 31 marca 2024 roku brak wykreślenia spółki z rejestru handlowego	26 stycznia 2023 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Railen GmbH w likwidacji, w której PGE Energetyka Kolejowa Holding sp. z o.o. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym, podjęło ze skutkiem na dzień 31 stycznia 2023 roku uchwałę o rozwiązaniu spółki i powołaniu likwidatora w celu przeprowadzenia czynności likwidacyjnych. Proces likwidacji spółki jest obecnie w toku.
-	Railen Baltics, UAB w likwidacji z siedzibą w Wilnie	3 października 2023 roku/ 31 stycznia 2024 roku Administrator litewskiego rejestrów osób prawnych odwrócił likwidację Railen Baltics, UAB, tj. spółka ta nie znajduje się obecnie w stanie likwidacji	3 października 2023 roku Administrator litewskiego rejestru osób prawnych wszczął likwidację spółki Railen Baltics, UAB w likwidacji, w której PGE Energetyka Kolejowa Holding sp. z o.o. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.

#### RESTRUKTURYZACJA SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka likwidowana	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
<b>Obrót</b>	ENESTA sp. z o.o. w restrukturyzacji z siedzibą w Stalowej Woli	21 czerwca 2022 roku / Na 31 marca 2024 roku brak zakończenia postępowania restrukturyzacyjnego	21 czerwca 2022 roku Sąd Rejonowy w Rzeszowie V Wydział Gospodarczy otworzył postępowanie restrukturyzacyjne (sanacyjne) spółki ENESTA sp. z o.o. w restrukturyzacji i wyznaczył Zarządcę w ramach tego postępowania restrukturyzacyjnego. Proces restrukturyzacji spółki jest obecnie w toku. PGE Obrót S.A. posiada aktualnie 92,25% udziałów w kapitale zakładowym spółki. Z dniem rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS, zwiększeniu ulegnie udział PGE Obrót S.A. w kapitale zakładowym spółki do 94,51%.

## 1.4. Skład osobowy organów zarządzających i nadzorujących Spółki

### 1.4.1 Zarząd

#### SKŁAD OSOBOWY ZARZĄDU

Tabela: Skład Zarządu Spółki na 1 stycznia 2024 roku

Imię i nazwisko Członka Zarządu	Pełniona funkcja	Okres pełnienia funkcji
Wojciech Dąbrowski	Prezes Zarządu	od 20 lutego 2020 roku do 7 lutego 2024 roku
Wanda Buk	Wiceprezes Zarządu ds. Regulacji	od 1 września 2020 roku do 7 lutego 2024 roku
Przemysław Kołodziejak	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych	od 1 maja 2023 roku do 4 kwietnia 2024 roku
Lechosław Rojewski	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych	od 9 czerwca 2021 roku do 28 lutego 2024 roku
Rafał Włodarski	Wiceprezes Zarządu ds. Wsparcia i Rozwoju	od 9 stycznia 2023 roku do 7 lutego 2024 roku

#### ZMIANY W SKŁADZIE ZARZĄDU SPÓŁKI W 2024 ROKU

7 lutego 2024 roku Rada Nadzorcza podjęła następujące uchwały:

- nr 287/XII/2024 o odwołaniu ze składu Zarządu Wojciecha Dąbrowskiego - Prezesa Zarządu,
- nr 288/XII/2024 o odwołaniu ze składu Zarządu Wandy Buk - Wiceprezesa Zarządu ds. Regulacji,
- nr 289/XII/2024 o odwołaniu ze składu Zarządu Rafała Włodarskiego - Wiceprezesa Zarządu ds. Wsparcia i Rozwoju.

Ponadto 7 lutego 2024 roku Rada Nadzorcza podjęła również uchwały o delegowaniu Członków Rady Nadzorczej do czasowego wykonywania czynności Członków Zarządu:

- nr 290/XII/2024 o powołaniu Eryka Kosińskiego do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu Spółki na okres 3 miesięcy oraz o powierzeniu mu obowiązków Prezesa Zarządu Spółki,
- nr 291/XII/2024 o powołaniu Małgorzaty Banasik do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu Spółki na okres 3 miesięcy.

28 lutego 2024 roku Rada Nadzorcza podjęła uchwałę nr 304/XII/2024 o odwołaniu ze składu Zarządu Lechosława Rojewskiego, Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych.

6 marca 2024 roku w wyniku przeprowadzonego postępowania kwalifikacyjnego, Rada Nadzorcza podjęła uchwały:

- nr 312/XII/2024 w sprawie powołania Dariusza Marca w skład Zarządu spółki PGE S.A., powierzając z dniem 18 marca 2024 roku funkcję Prezesa Zarządu,
- nr 313/XII/2024 w sprawie powołania Marcina Laskowskiego w skład Zarządu spółki PGE S.A., powierzając z dniem 18 marca 2024 roku funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Regulacji.

Jednocześnie 6 marca 2024 roku Rada Nadzorcza podjęła uchwały:

- nr 314/XII/2024 o zakończeniu z dniem 17 marca 2024 roku delegowania Eryka Kosińskiego, Członka Rady Nadzorczej, do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu PGE S.A. pełniącego obowiązki Prezesa Zarządu,
- nr 315/XII/2024 o zakończeniu z dniem 8 marca 2024 roku delegowania Małgorzaty Banasik, Członka Rady Nadzorczej, do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu PGE S.A.

21 marca 2024 roku w wyniku przeprowadzonego postępowania kwalifikacyjnego, Rada Nadzorcza podjęła uchwałę:

- nr 326/XII/2024 w sprawie powołania Roberta Kowalskiego w skład Zarządu spółki PGE S.A., powierzając z dniem 15 maja 2024 roku funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Wsparcia i Rozwoju.

4 kwietnia 2024 roku w wyniku przeprowadzonego postępowania kwalifikacyjnego, Rada Nadzorcza podjęła uchwałę nr 336/XII/2024 w sprawie powołania Renaty Czech w skład Zarządu spółki PGE S.A., powierzając z dniem 15 kwietnia 2024 roku funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych.

Ponadto 4 kwietnia 2024 roku Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę nr 343/XII/2024 w sprawie odwołania ze składu Zarządu Przemysława Kołodziejaka, Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych.



5 kwietnia 2024 roku do Rady Nadzorczej Spółki wpłynęło oświadczenie Renaty Czech, powołanej na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych, o rezygnacji z objęcia funkcji z powodów osobistych.

20 maja 2024 roku w wyniku przeprowadzonego postępowania kwalifikacyjnego, Rada Nadzorcza podjęła uchwałę nr 368/XII/2024 w sprawie powołania Macieja Górskiego w skład Zarządu spółki PGE S.A., powierzając z dniem 24 czerwca 2024 roku funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych.

#### AKTUALNY SKŁAD ZARZĄDU SPÓŁKI

Tabela: Skład Zarządu Spółki na dzień podpisania niniejszego sprawozdania

Imię i nazwisko Członka Zarządu	Pełniona funkcja
Dariusz Marzec	Prezes Zarządu
Robert Kowalski	Wiceprezes Zarządu ds. Wsparcia i Rozwoju
Marcin Laskowski	Wiceprezes Zarządu ds. Regulacji

#### 1.4.2 Rada Nadzorcza

Rada Nadzorcza PGE S.A. działa na podstawie ustawy z dnia 15 września 2000 roku – Kodeks spółek handlowych oraz Statutu i regulaminu Rady Nadzorczej Spółki, których treść dostępna jest na stronie internetowej Spółki: [Regulamin Rady Nadzorczej](#).

Tabela: Skład Rady Nadzorczej Spółki na 1 stycznia 2024 roku

Imię i nazwisko Członka Rady Nadzorczej	Pełniona funkcja
Anna Kowalik	Przewodnicząca Rady Nadzorczej
Artur Składanek	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny
Radosław Winiarski	Sekretarz Rady Nadzorczej
Janina Goss	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Tomasz Hapunowicz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny

#### ZMIANY W SKŁADZIE RADY NADZORCZEJ W 2024 ROKU

25 stycznia 2024 roku Minister Aktywów Państwowych powołał oświadczeniem do składu Rady Nadzorczej Michała Domagałę.

31 stycznia 2024 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie:

- odwołało ze składu Rady Nadzorczej następujące osoby:
  - Janinę Goss
  - Tomasza Hapunowicza
  - Mieczysława Sawaryna
  - Artura Składanka
  - Radosława Winiarskiego
- powołało w skład Rady Nadzorczej następujące osoby:
  - Małgorzatę Banasik
  - Eryka Kosińskiego
  - Andrzeja Kozyrę
  - Elżbietę Niebisz
  - Sławomira Patyrę
  - Andrzej Rzońcę
  - Andrzeja Sadkowskiego

7 lutego 2024 roku dokonano wyboru nowego Prezydium Rady Nadzorczej. Ponadto 7 lutego 2024 roku Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwały o delegowaniu Członków Rady Nadzorczej do Zarządu Spółki:

- Eryka Kosińskiego - do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu PGE S.A. na okres 3 miesięcy oraz o powierzenia mu obowiązków Prezesa Zarządu Spółki,
- Małgorzaty Banasik - do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu PGE S.A. na okres 3 miesięcy.

6 marca 2024 roku Rada Nadzorcza podjęła uchwały dot. zakończenia delegowania Członków Rady Nadzorczej do czasowego wykonywania czynności Członków Zarządu PGE S.A.

Tabela: Skład Rady Nadzorczej Spółki na dzień podpisania sprawozdania

Imię i nazwisko Członka Rady Nadzorczej	Pełniona funkcja
Michał Domagała	Przewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny
Andrzej Sadkowski	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny
Anna Kowalik	Sekretarz Rady Nadzorczej
Małgorzata Banasik	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Eryk Kosiński	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Andrzej Kozyra	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Elżbieta Niebisz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Sławomir Patyra	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Andrzej Rzońca	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny

### 1.4.3 Komitety Rady Nadzorczej

Tabela: Skład komitetów stałych Rady Nadzorczej na 1 stycznia 2024 roku

Imię i nazwisko Członka Rady Nadzorczej	Komitet Audytu	Komitet Ładu Korporacyjnego	Komitet Strategii i Rozwoju	Komitet Nominacji i Wynagrodzeń
Janina Goss	Członek			Członek
Tomasz Hapunowicz		Przewodniczący	Członek	
Anna Kowalik	Członek	Członek	Członek	Członek
Mieczysław Sawaryn	Członek	Członek	Członek	Przewodniczący
Artur Składanek	Przewodniczący		Członek	
Radosław Winiarski	Członek		Przewodniczący	

31 stycznia 2024 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie odwołało ze składu Rady Nadzorczej: Janinę Goss, Tomasza Hapunowicza, Mieczysława Sawaryna, Artura Składankę, Radosława Winiarskiego.

Tabela: Skład komitetów stałych Rady Nadzorczej na dzień podpisania sprawozdania

Imię i nazwisko Członka Rady Nadzorczej	Komitet Audytu	Komitet Ładu Korporacyjnego	Komitet Strategii i Rozwoju	Komitet Nominacji i Wynagrodzeń
Małgorzata Banasik			Przewodnicząca	Członek
Michał Domagała	Członek			Członek
Eryk Kosiński		Członek	Członek	
Anna Kowalik	Członek	Członek		Przewodnicząca
Andrzej Kozyra		Członek		Członek
Elżbieta Niebisz	Członek		Członek	
Sławomir Patyra		Przewodniczący		Członek
Andrzej Rzońca	Przewodniczący		Członek	
Andrzej Sadkowski			Członek	

## 1.5. Akcje i akcjonariat

### 1.5.1 Kapitał zakładowy PGE S.A. i struktura właścicielska

#### KAPITAŁ ZAKŁADOWY

Na 1 stycznia 2024 roku, 31 marca 2024 roku oraz na dzień podpisania niniejszego sprawozdania kapitał zakładowy PGE S.A. wynosił 19 183 746 098,70 PLN i dzielił się na 2 243 712 994 akcji o wartości nominalnej 8,55 PLN każda. W ciągu I kwartału 2024 roku nie było zmian w kapitale zakładowym PGE S.A.

Tabela: Kapitał zakładowy Spółki.

Seria/ emisja	Rodzaj akcji	Rodzaj uprzywilejowania	Liczba akcji	Wartość serii/emisji wg wartości nominalnej	Sposób pokrycia kapitału
"A"	zwykłe	nie dotyczy	1 470 576 500	12 573 429 075,00	aport/gotówka
"B"	zwykłe	nie dotyczy	259 513 500	2 218 840 425,00	gotówka
"C"	zwykłe	nie dotyczy	73 228 888	626 106 992,40	połączenie z PGE GiE S.A.
"D"	zwykłe	nie dotyczy	66 441 941	568 078 595,55	połączenie z PGE Energia S.A.
"E"	zwykłe	nie dotyczy	373 952 165	3 197 291 010,75	gotówka
<b>Razem</b>			<b>2 243 712 994</b>	<b>19 183 746 098,70</b>	

#### AKCJONARIUSZE SPÓŁKI POSIADAJĄCY ZNACZNE PAKIETY AKCJI

Zgodnie z pismem z Ministerstwa Aktywów Państwowych z 20 maja 2022 roku, Skarb Państwa posiadał 1 365 601 493 akcji zwykłych Spółki, reprezentujących 60,86% kapitału zakładowego Spółki oraz uprawniających do wykonywania 1 365 601 493 głosów na Walnym Zgromadzeniu Spółki, stanowiących 60,86% ogólnej liczby głosów.

Ponadto, Skarb Państwa poinformował o podmiocie zależnym, posiadającym akcje PGE S.A. i łącznej sumie liczby głosów obu podmiotów i jej procentowym udziale w ogólnej liczbie głosów. Zgodnie z treścią zawiadomienia, biorąc pod uwagę akcje (18 697 608), posiadane przez podmiot zależny od Skarbu Państwa, tj. Towarzystwo Finansowe Silesia sp. z o.o. (TF Silesia), Skarb Państwa posiada łącznie 1 384 299 101 akcji, stanowiących 61,70% kapitału zakładowego Spółki i uprawniających do wykonywania 1 384 299 101 głosów, co stanowi 61,70% ogólnej liczby głosów.

Tabela: Struktura własnościowa kapitału podstawowego Spółki na 1 stycznia 2024 roku, 31 marca 2024 roku oraz na dzień publikacji niniejszego sprawozdania<sup>1</sup>.

Skarb Państwa wraz z podmiotem zależnym		Pozostali Akcjonariusze		Suma	
wartość nominalna akcji (PLN)	udział % w kapitale zakładowym i w głosach	wartość nominalna akcji (PLN)	udział % w kapitale zakładowym i w głosach	wartość nominalna akcji (PLN)	udział % w kapitale zakładowym i w głosach
11 835 757 313,55	61,70	7 347 988 785,15	38,30	19 183 746 098,70	100,00

<sup>1</sup>Struktura własnościowa została zaprezentowana na podstawie informacji dostępnych Spółce.

Wszystkie akcje Spółki zostały opłacone.

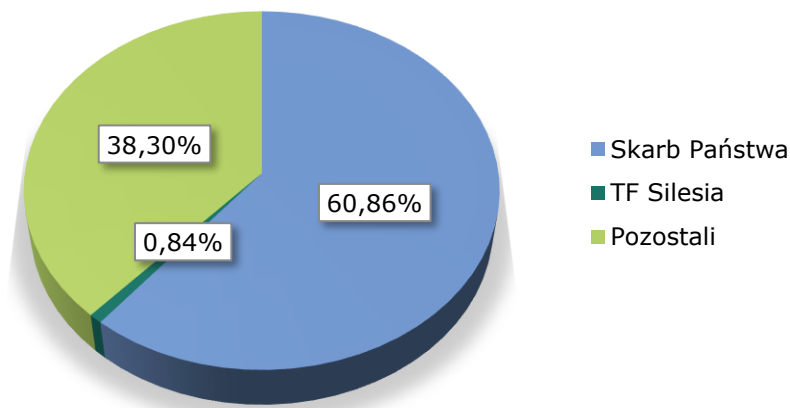
Pomimo, iż akcje Spółki nie są akcjami uprzywilejowanymi, Statut Spółki przewiduje szczególne uprawnienia dla Skarbu Państwa, dopóki pozostaje on jej Akcjonariuszem.

Tabela: Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGE S.A. na dzień 1 stycznia 2024 roku, 31 marca 2024 roku oraz na dzień podpisania niniejszego sprawozdania

Akcjonariusz	Liczba akcji (szt.)	Liczba głosów (szt.)	Udział w ogólnej liczbie głosów na WZ (%)
Skarb Państwa	1 365 601 493	1 365 601 493	60,86%
Podmiot zależny od Skarbu Państwa – TF Silesia	18 697 608	18 697 608	0,84%
Razem Skarb Państwa i podmiot zależny	1 384 299 101	1 384 299 101	61,70%
Pozostali	859 413 893	859 413 893	38,30%
<b>Razem</b>	<b>2 243 712 994</b>	<b>2 243 712 994</b>	<b>100,00%</b>

W ciągu I kwartału 2024 roku nie było zmian w strukturze akcjonariatu PGE S.A.

Wykres: Struktura akcjonariatu PGE S.A.



### 1.5.2 Akcje jednostki dominującej oraz akcje/udziały w jednostkach powiązanych z PGE S.A. będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu Spółki, żadna z osób zarządzających i nadzorujących Spółkę na dzień 31 marca 2024 roku oraz na dzień podpisania niniejszego sprawozdania nie posiadały akcji jednostki dominującej ani akcji/udziałów w jednostkach powiązanych z PGE S.A.

## 2. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

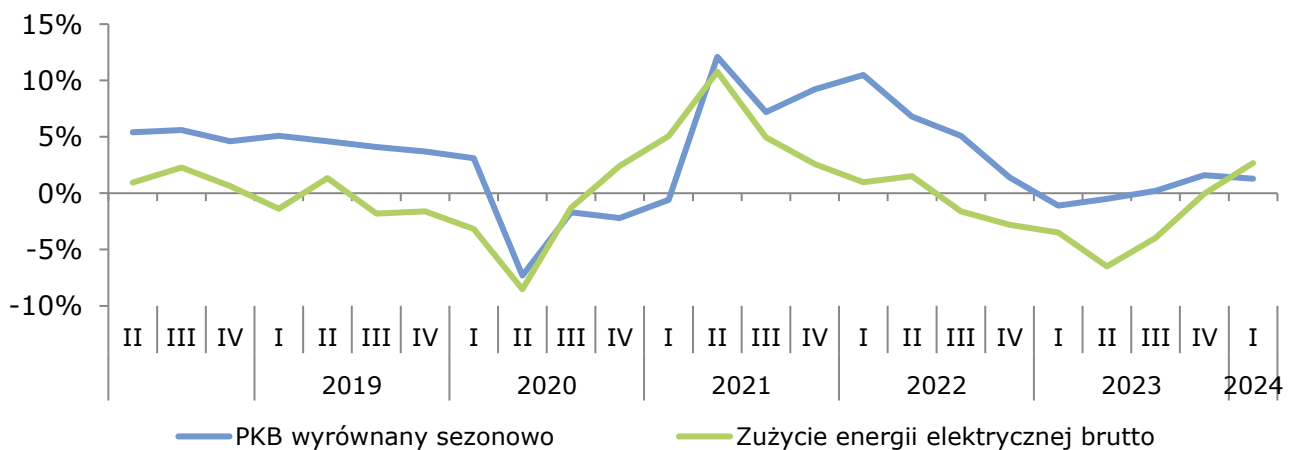
### 2.1. Otoczenie makroekonomiczne

Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w UE i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe Grupy wpływ ma zarówno sytuacja w poszczególnych segmentach gospodarki, jak i na rynkach finansowych, które determinują warunki pozyskiwania przez Grupę PGE finansowania dłużnego.

W Polsce istnieje zależność pomiędzy zmianą zapotrzebowania na energię elektryczną a zmianą tempa wzrostu gospodarczego. Biorąc pod uwagę pozycję Grupy PGE na polskim rynku wytwarzania oraz istotny udział w rynku sprzedaży energii elektrycznej oraz jej dystrybucji, zmiany w zakresie poziomu zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło mogą znacząco wpływać na wyniki Grupy.

W I kwartale 2024 roku obserwowano wzrost zużycia energii elektrycznej brutto o 2,7% r/r. Wzrost był efektem niskiego zużycia w ubiegłym roku w wyniku wyhamowania gospodarki w związku z wyższymi cenami surowców spowodowanymi wojną w Ukrainie.

Wykres: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo oraz krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.

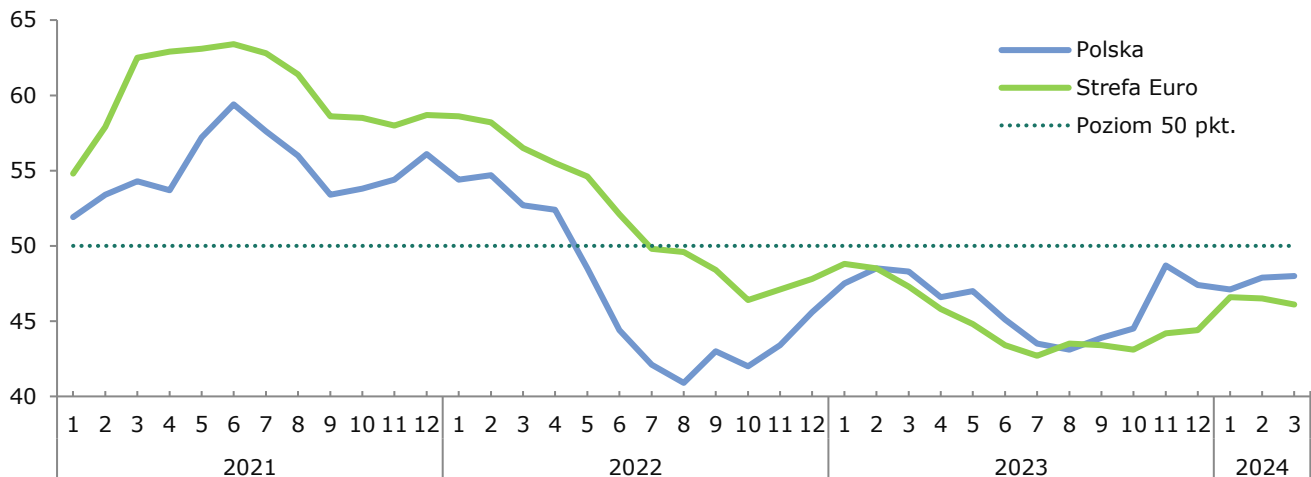


Źródło: GUS, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.)

W marcu 2024 roku wskaźnik PMI sektora przemysłowego dla Polski wyniósł 48,0 pkt., wobec 47,9 pkt. w poprzednim miesiącu. Jest to trzeci miesiąc z rosnącym PMI, ale również dwudziesty trzeci miesiąc z rzędu ze wskaźnikiem poniżej progu 50 pkt. W dalszym ciągu utrzymuje się recesja przemysłowa. Wpływają na to utrzymujące się spadki produkcji i wolumenu nowych zamówień. Negatywny wpływ ma również spowolnienie w handlu międzynarodowym i niższa sprzedaż eksportowa – głównie w kierunku niemieckim. Słaby popyt wpływa na zatrudnienie, które dalej odnotowuje spadek, jednak jego tempo jest wolniejsze niż w ciągu ostatnich dwóch lat a niektóre firmy rozpoczynają nowe rekrutacje. Wydłuża się czas realizacji zamówień, czego przyczyną mogą być opóźnienia w transporcie surowców importowanych.

Wskaźnik PMI dla Polski za I kwartał 2024 roku wyniósł 47,7 pkt. (48,1 pkt. w I kwartale 2023 roku). Nastroje w przemyśle poprawiają się ze względu na oczekiwane odbicie konsumpcji. Odczyt PMI z marca 2024 roku wskazuje na lepszą sytuację polskiego przemysłu w porównaniu do Strefy Euro. Wskaźnik PMI dla zagranicy wyniósł w marcu 2024 roku 46,1 pkt. (spadek z 46,5 pkt. w lutym 2024 roku) a w I kwartale 2024 roku 46,4 pkt. (48,2 pkt. w I kwartale 2023 roku).

Wykres: Wskaźnik PMI dla przemysłu w Polsce i Strefie Euro (w punktach).



Źródło: Market Economics

W marcu 2024 roku produkcja sprzedana przemysłu była niższa o 6,0% w porównaniu z marcem 2023 roku. Jest to wynik gorszy od prognozowanych przez ekspertów. Natomiast w I kwartale 2024 roku produkcja sprzedana przemysłu była o 0,7% niższa r/r. Główną przyczyną spadku wyniku w marcu 2024 roku jest zmniejszona produkcja sprzedana w górnictwie i wydobywaniu. W tym sektorze produkcja sprzedana w marcu 2024 roku spadła o 4% w porównaniu z lutym 2024 roku i o 13,1% w porównaniu do marca 2023 roku.

Wśród wybranych działów przemysłu, w porównaniu do marca ubiegłego roku największy spadek odnotowano w przypadku produkcji urządzeń elektrycznych (29,1%) w wydobywaniu węgla kamiennego i węgla brunatnego (25,9%), w produkcji napojów (13,8%) oraz metali (12,5%).

## 2.2. Otoczenie rynkowe

### 2.2.1 Sytuacja w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE)

Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (TWh).

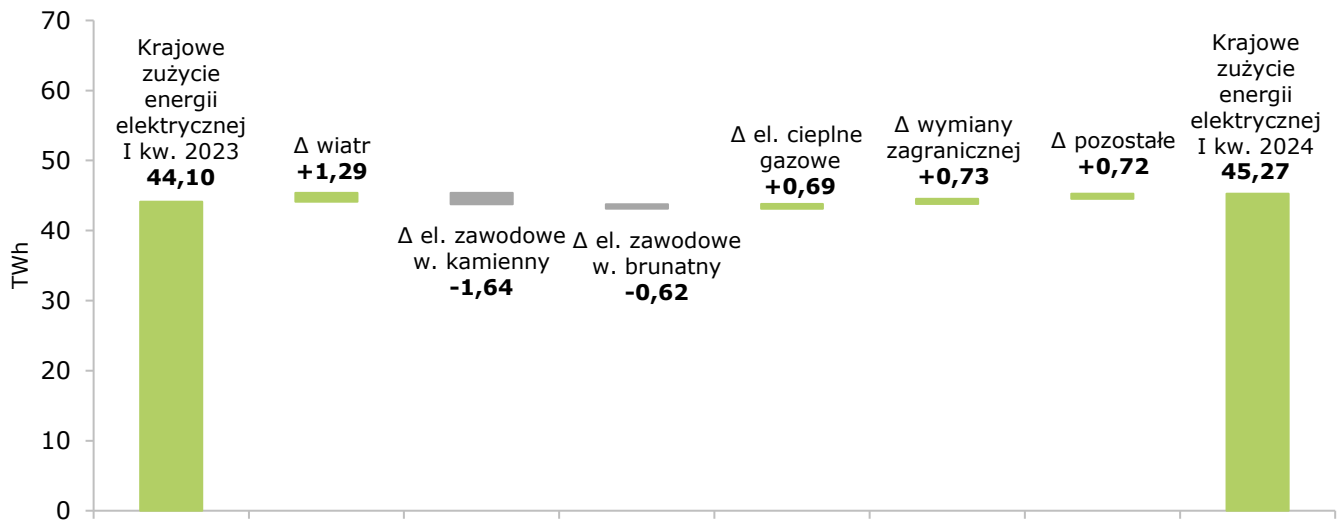
	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
<b>Krajowe zużycie energii elektrycznej, w tym:</b>	<b>45,27</b>	<b>44,10</b>	<b>3%</b>
Elektrownie wiatrowe	7,96	6,67	19%
Elektrownie zawodowe ciepłone na węglu kamiennym	19,20	20,84	-8%
Elektrownie zawodowe ciepłone na węglu brunatnym	8,80	9,42	-7%
Elektrownie zawodowe ciepłone gazowe	4,62	3,93	18%
Saldo wymiany zagranicznej	1,36	0,63	116%
Pozostałe (wodne, inne odnawialne)	3,33	2,61	28%

Źródło: Na podstawie danych PSE S.A.

#### I kwartał 2024 roku

W I kwartale 2024 roku krajowe zużycie energii elektrycznej wzrosło o 1,17 TWh r/r. Wzrost był efektem niskiego zużycia w ubiegłym roku w wyniku wyhamowania gospodarki w związku z wyższymi cenami surowców spowodowanymi wojną w Ukrainie. Na skutek wzrostu mocy zainstalowanej oraz korzystniejszych warunków wietrznych, generacja wiatrowa wzrosła o 1,29 TWh w porównaniu do analogicznego okresu w ubiegłym roku. W I kwartale 2024 roku, podobnie jak rok temu, Polska była per saldo importerską (zmiana o +0,73 TWh). Odnotowano spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (-1,64 TWh) oraz w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (-0,62 TWh) z uwagi na wzrost poziomu generacji z OZE. Dodatkowo spadek cen gazu ziemnego spowodował zwiększenie produkcji w oparciu o ten rodzaj paliwa (+0,69 TWh). Odnotowano również wzrost generacji na pozostałych źródłach energii elektrycznej (+0,72 TWh), w tym przede wszystkim na elektrowniach fotowoltaicznych z uwagi na wzrost mocy zainstalowanej.

Wykres: Bilans energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) (TWh).



Źródło: Opracowane własne na podstawie danych PSE S.A.

## 2.2.2 Ceny energii elektrycznej – rynek krajowy

Tabela: Rynek Dnia Następnego (RDN)<sup>1</sup>

Rynek/miara	Jedn.	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	366	642	-43%
RDN – wolumen obrotu	TWh	12,24	13,94	-12%

<sup>1</sup>Dane z Towarowej Giełdy Energii (TGE), obejmują średnioważone miesięczne ceny BASE.

Tabela: Wybrane czynniki cenotwórcze wpływające na notowania RDN

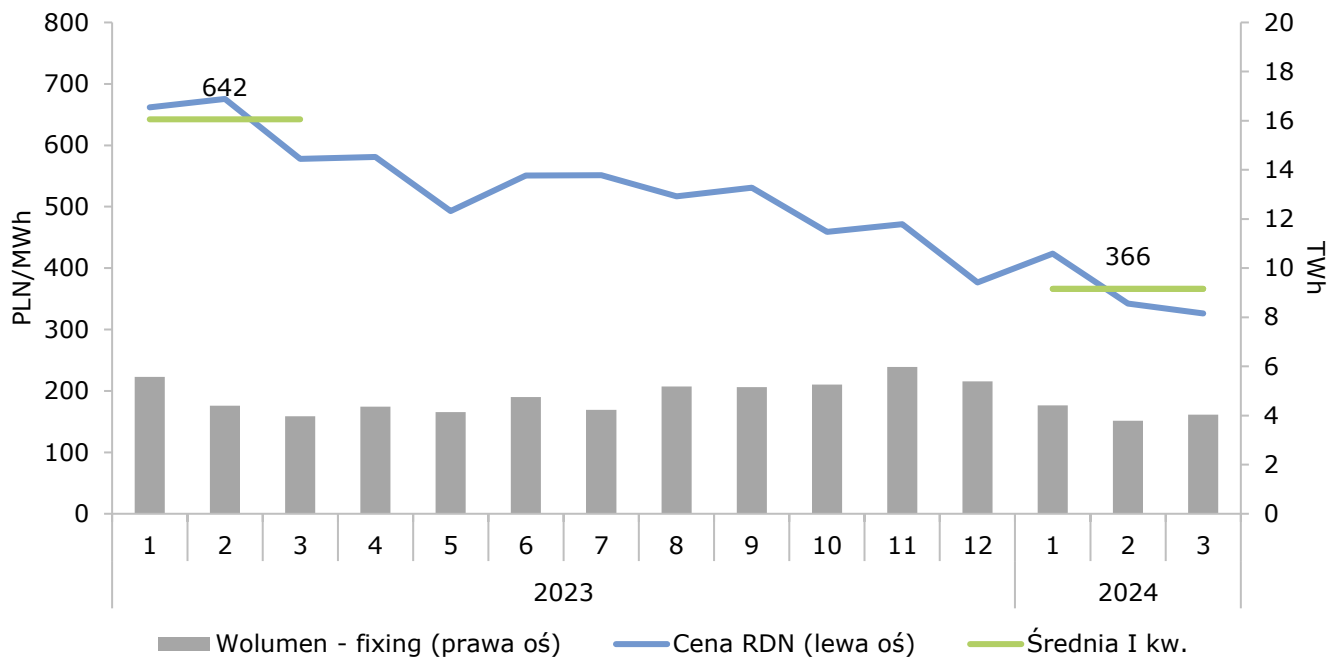
Czynnik	Jedn.	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
Uprawnienia CO <sub>2</sub> <sup>1</sup>	EUR/t	61,00	90,31	-32%
Węgiel kamienny PSCMI-1	PLN/GJ	22,89	32,36	-29%
Generacja wiatrowa KSE	TWh	7,96	6,67	19%
Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE	%	18%	15%	
Wskaźnik: wymiana zagraniczna/zużycie KSE	%	3%	1%	

<sup>1</sup>Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

W I kwartale 2024 roku średnia cena energii na Rynku Dnia Następnego (RDN) wyniosła 366 PLN/MWh i była o 43% niższa od średniej ceny (642 PLN/MWh) notowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Do spadku cen przyczyniły się wzrost generacji ze źródeł OZE oraz wyższe średnie dobowe temperatury r/r.

Średni poziom Polskiego Indeksu Rynku Węgla Energetycznego (PSCMI-1) w I kwartale 2024 roku kształtował się na poziomie 22,89 PLN/GJ, tj. o 29% r/r niższym niż w okresie bazowym.

Wykres: Średnie miesięczne notowania na RDN w latach 2023–2024 (TGE).<sup>1</sup>



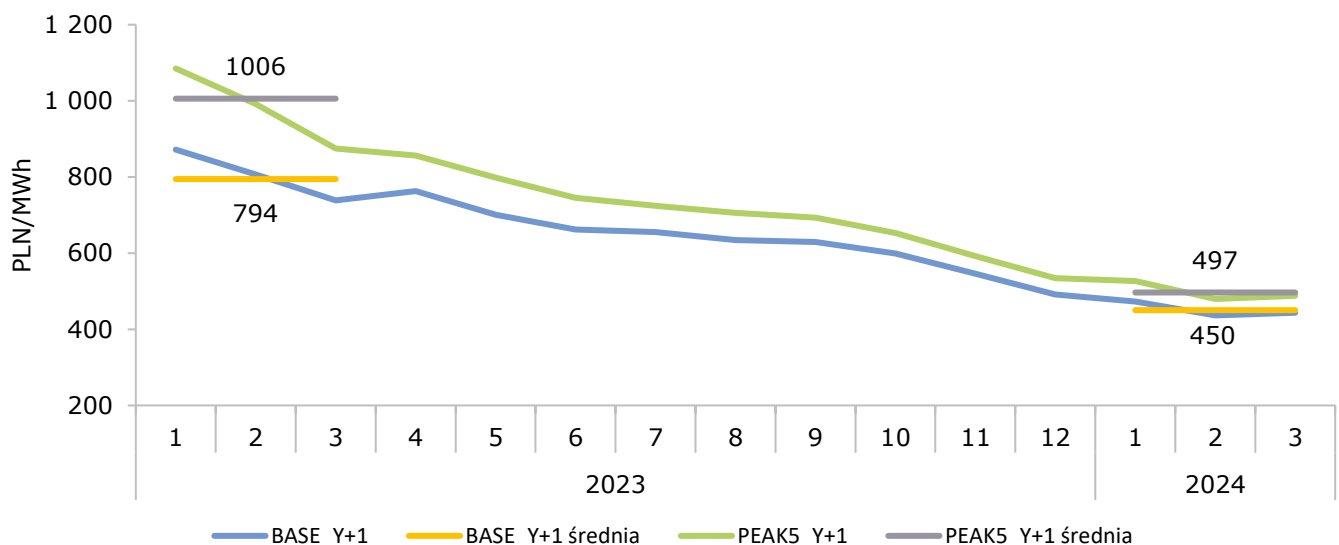
<sup>1</sup>Dane z TGE, obejmują średnioważone miesięczne ceny BASE.

Tabela: Rynek Transakcji Terminowych (RTT)

Rynek/miara	Jedn.	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	450	794	-43%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	8,23	4,02	105%
PEAK5 Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	497	1 006	-51%
PEAK5 Y+1 – wolumen obrotu	TWh	1,24	0,90	38%

Ceny energii na RTT w I kwartale 2024 roku spadły znacząco zarówno dla kontraktów BASE jak i PEAK5 w porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku. Spadek wynikał z wysokiej bazy roku ubiegłego, kiedy na wzrosty wpływała sytuacja na rynku, związana z ograniczoną podażą węgla kamiennego oraz gazu ziemnego z uwagi na trwający konflikt w Ukrainie.

Wykres: Średnie miesięczne notowania na RTT w latach 2023–2024 (TGE).<sup>1</sup>



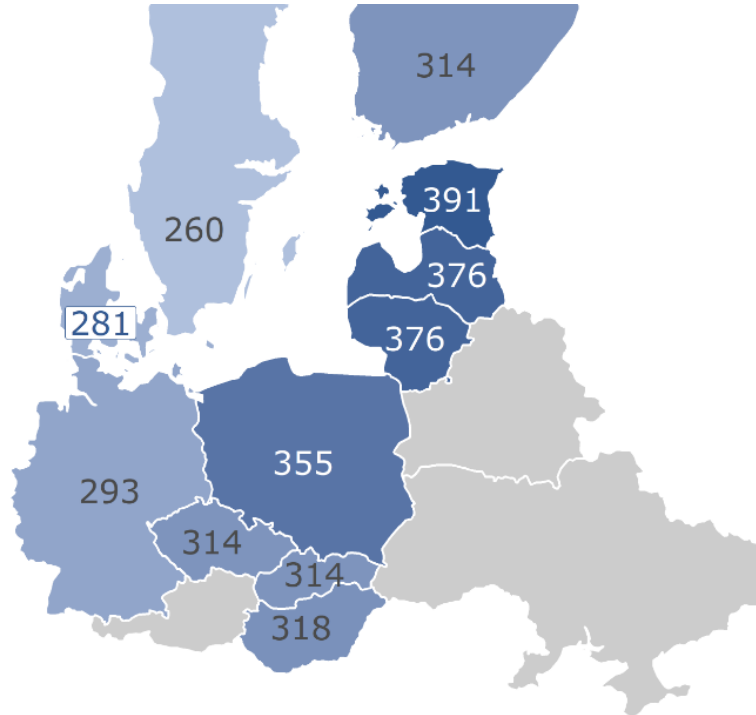
<sup>1</sup>Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następny (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.



## 2.2.3 Ceny energii elektrycznej – rynek międzynarodowy

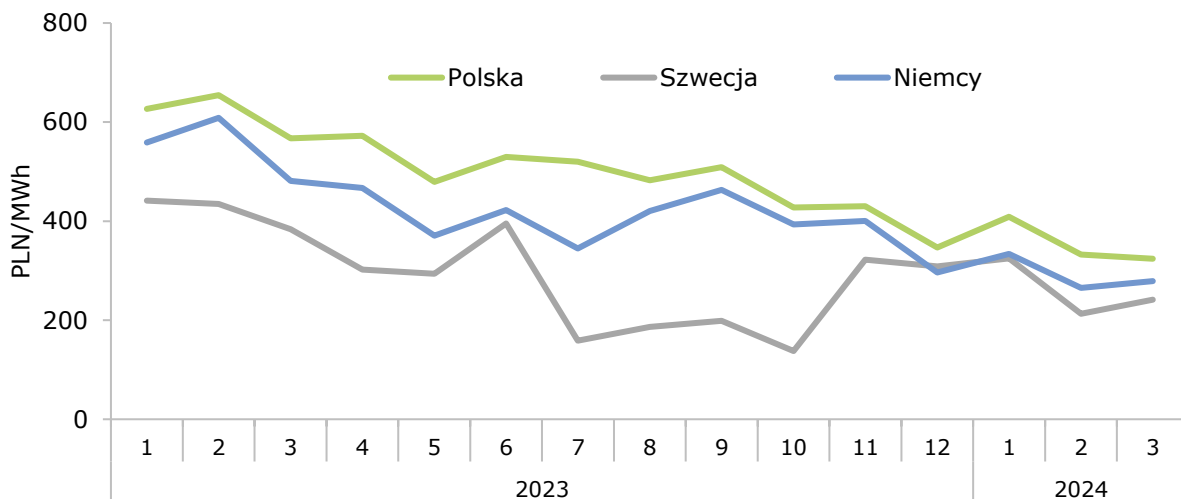
### RYNEK HURTOWY (PORÓWNANIE RYNKÓW DNIA NASTĘPNEGO)

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w I kwartale 2024 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,33).



Źródło: TGE – poziom cen RDN obliczony w oparciu o notowania godzinowe (fixing), EEX, Nordpool

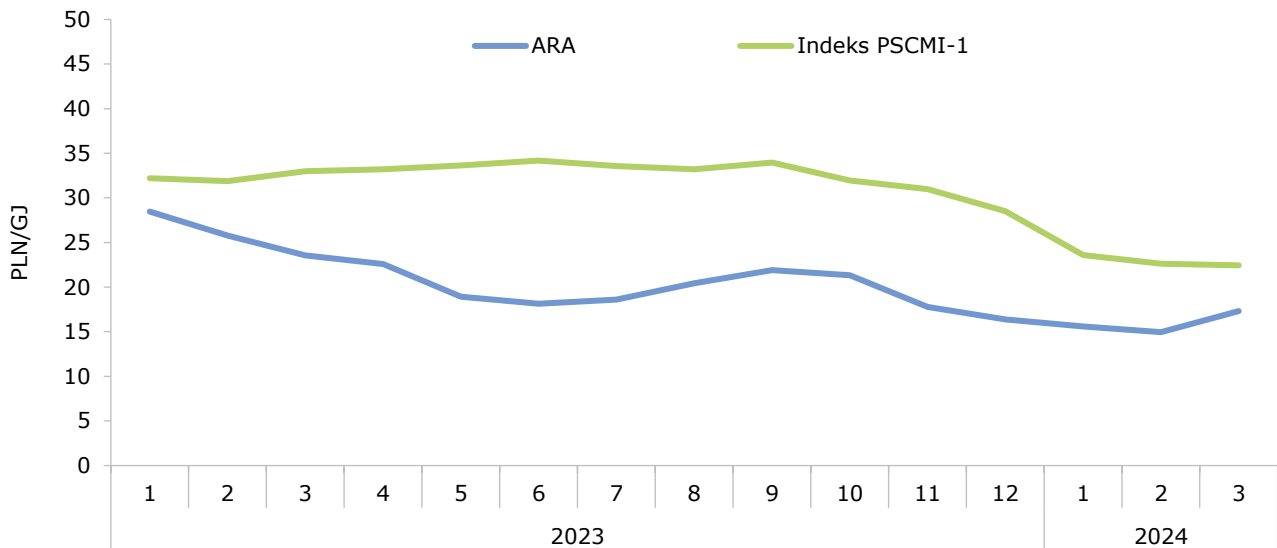
Wykres: Ceny energii na RDN.



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

W I kwartale 2024 roku odnotowano spadek cen r/r na rynkach ościennych. Największe spadki r/r odnotowano na Węgrzech (-323 PLN/MWh), z kolei najmniejsze w Finlandii (-52 PLN/MWh). Zróżnicowanie cen energii wynika z innego poziomu udziału odnawialnych źródeł energii w miksie technologicznym oraz z sytuacji na rynkach produktów powiązanych. Rozpiętość cenowa pomiędzy Polską a sąsiadującymi państwami wynika również z różnic w cenach realizowanych kontraktów na węglu oraz gazie ziemnym w kraju i za granicą. Powodem spadku cen jest zmiana sytuacji rynkowej – w analogicznym okresie ubiegłego roku była ograniczona podaż węgla kamiennego oraz gazu ziemnego z uwagi na trwający konflikt w Ukrainie.

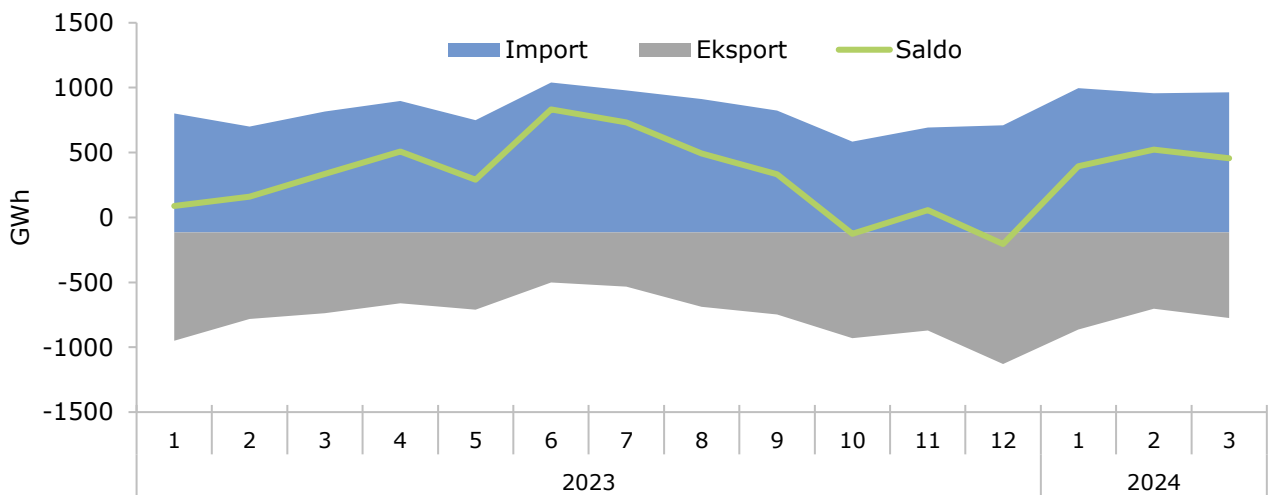
Wykres: Indeksy węglowe ARA vs PSCMI-1<sup>1</sup>.



Źródło: ARP, Bloomberg (API21MON OECD Index), opracowanie własne.

#### WYMIANA HANDLOWA

Wykres: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany handlowej w latach 2023-2024.

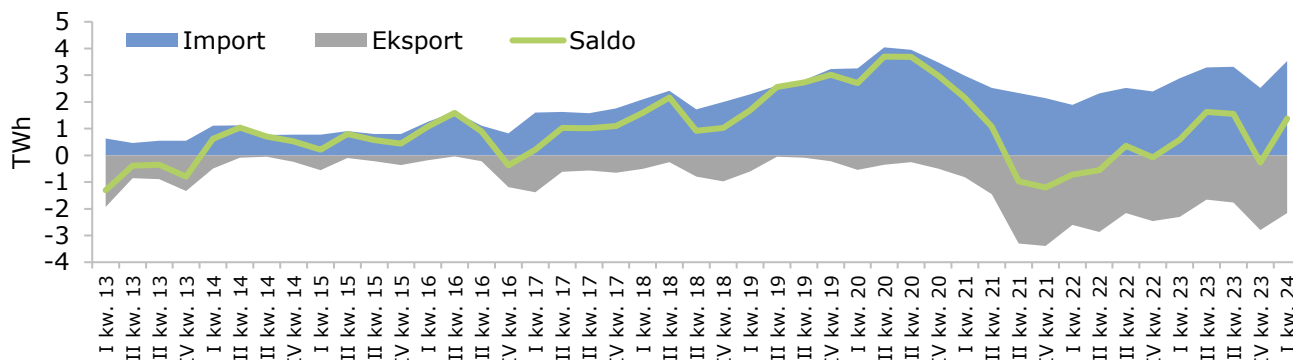


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

Spadek światowych cen paliw (które przekładają się na niższe koszty produkcji energii) wpłynął na spadek cen energii elektrycznej w krajach sąsiednich, co w efekcie spowodowało wyższy import energii do Polski w I kwartale 2024 roku.

<sup>1</sup>Porównanie ma charakter ilustracyjny. Indeksy ARA i PSCMI-1 różnią się metodologią; m.in. indeks ARA zawiera koszty ubezpieczenia i dostawy. PSCMI-1 – jest indeksem typu loco kopalnia, bez kosztów ubezpieczenia oraz kosztów dostawy. Inne są także standardy kaloryczności (ARA – 25,12 GJ/t vs. kaloryczność PSCMI-1 w przedziale 20-24 GJ/t). Ilustracja ma na celu porównanie trendu a nie absolutnego poziomu. Na potrzeby ilustracji indeks ARA przeliczony z USD/t na PLN/GJ.

Wykres: Kwartalne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany handlowej w latach 2013-2024.



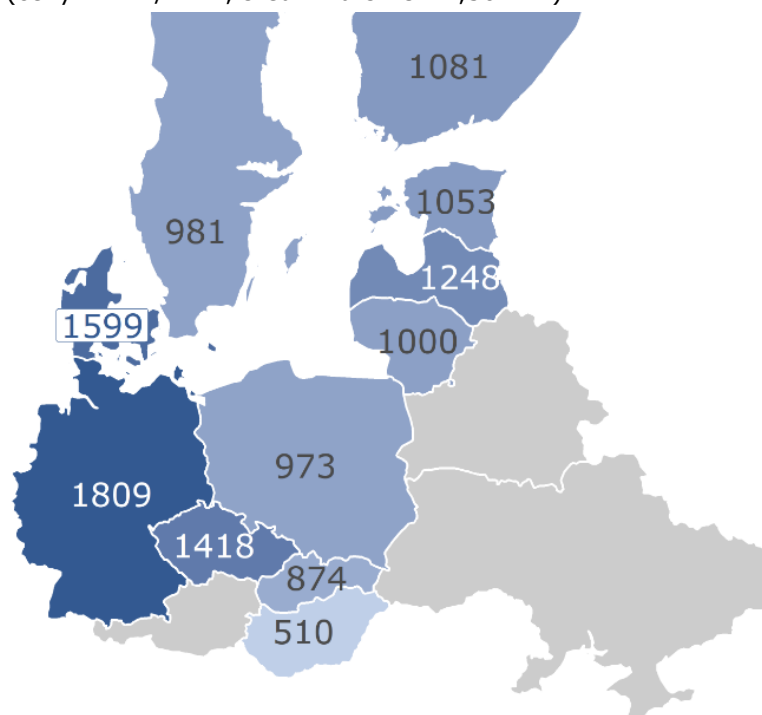
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

W I kwartale 2024 roku Polska była importerem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej było dodatnie i wyniosło +1,4 TWh (import 3,5 TWh, eksport 2,1 TWh) i było wyższe r/r o +0,7 TWh. Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import z Niemiec (1,4 TWh), ze Szwecji (0,8 TWh) oraz z Czech (0,5 TWh). Jednocześnie najwięcej energii elektrycznej eksportowano do Słowacji (0,8 TWh) oraz do Litwy (0,5 TWh).

#### RYNEK DETALICZNY

Zróźnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w UE zależy głównie od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej, systemu fiskalnego (podatki i opłaty), mechanizmów regulacji oraz systemów wsparcia w poszczególnych państwach. W II półroczu 2023 roku<sup>2</sup> dodatkowe obciążenia (ponad cenę sprzedaży i koszt dystrybucji energii elektrycznej) dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 46% ceny energii elektrycznej. Najwięcej za energię elektryczną płacili Niemcy, dla których dodatkowe obciążenia stanowiły 28% ceny końcowej.

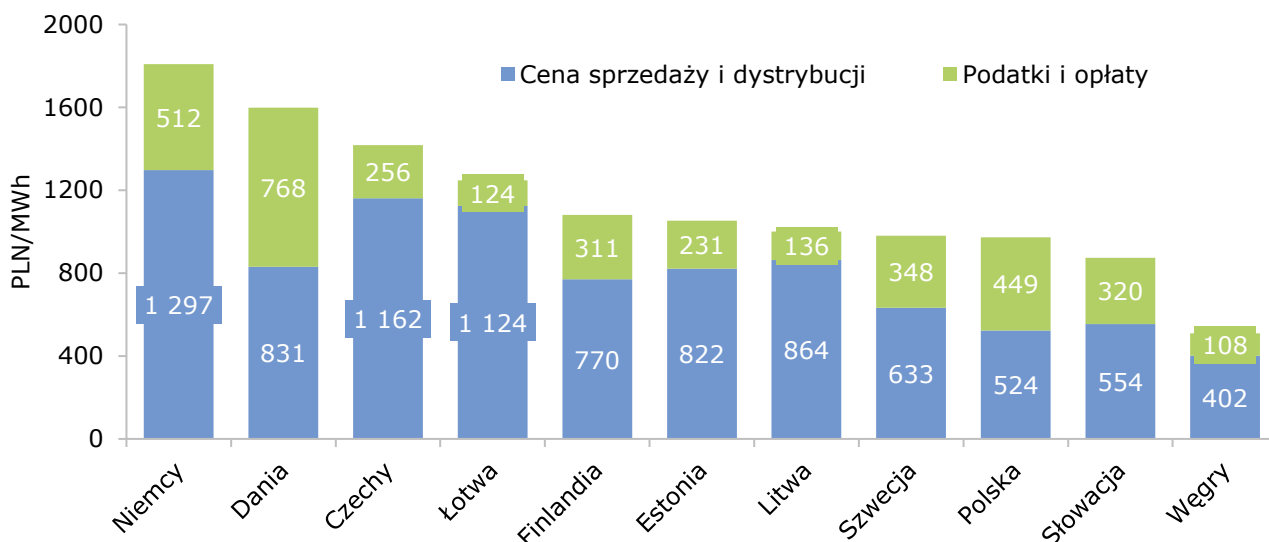
Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2023 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,50 PLN).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

<sup>2</sup> Dane Eurostatu dot. rynku detalicznego publikowane są w okresach półrocznych.

Wykres: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2023 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,50 PLN).

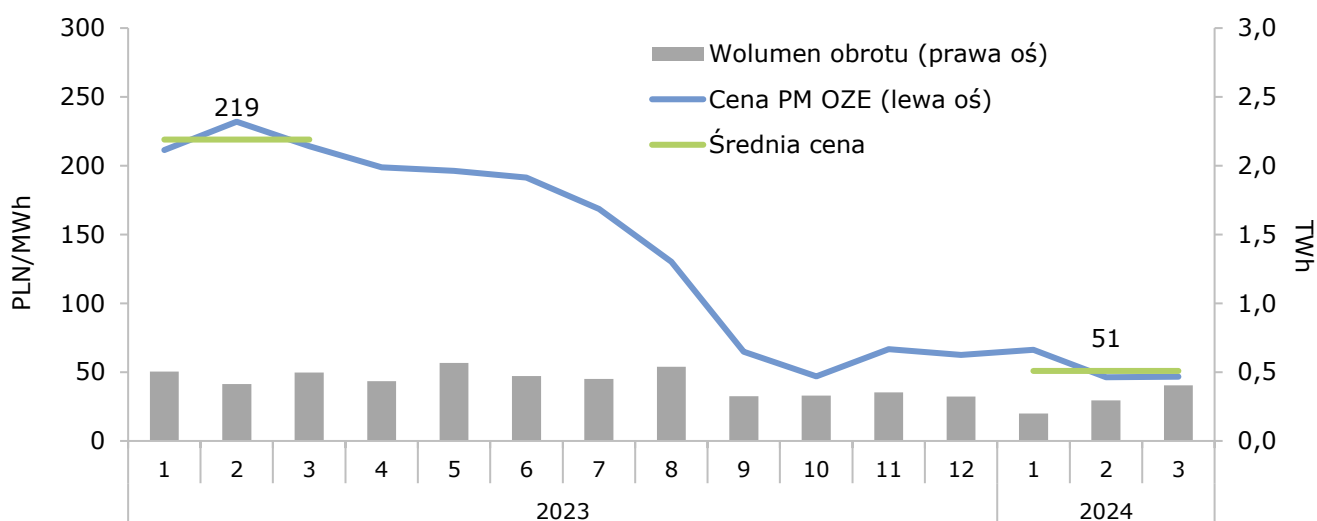


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

## 2.2.4 Ceny praw majątkowych

W I kwartale 2024 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks TGEoza) osiągnęła poziom 51 PLN/MWh i była o 77% niższa w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Obowiązek umarzania zielonych certyfikatów w porównaniu z rokiem 2023 (12%) uległ zmianie i wynosi 5% dla 2024 roku.

Wykres: Średnie miesięczne ceny zielonych praw majątkowych (TGEoza).



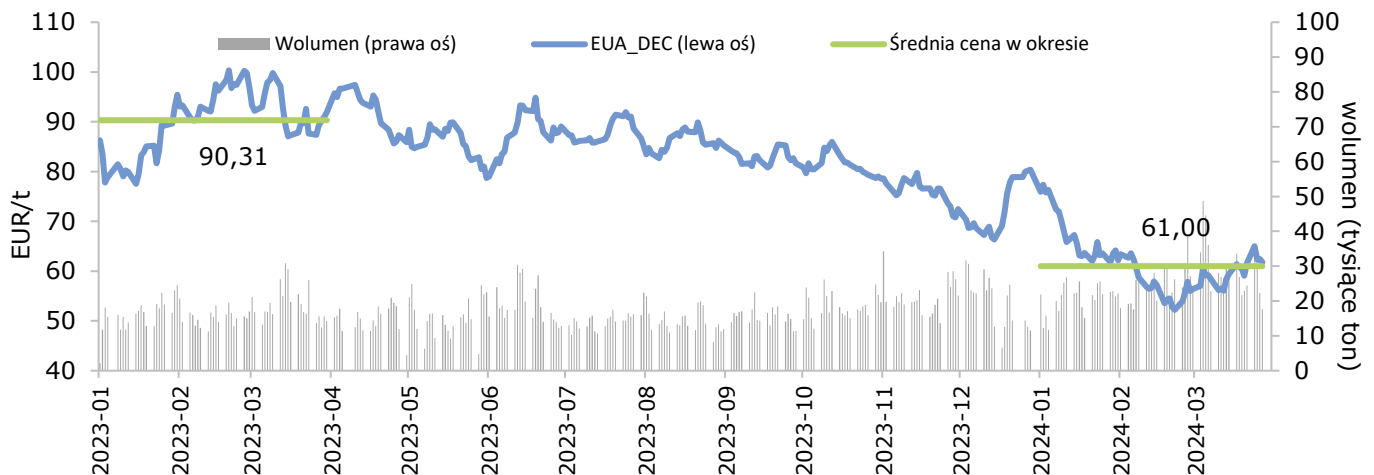
Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE.

## 2.2.5 Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

Notowania uprawnień EUAs (European Union Allowances) są jednym z kluczowych czynników determinujących wyniki finansowe Grupy PGE. Instalacje emitujące CO<sub>2</sub> w procesie produkcji energii elektrycznej lub ciepła ponoszą koszty związane z zakupem uprawnień EUA na pokrycie deficytu (czyli różnicy między emisją CO<sub>2</sub> w jednostkach wytwórczych Grupy PGE a darmowymi przydziałami otrzymywanymi w ramach tzw. derogacji, zgodnie z realizacją Krajowego Planu Inwestycyjnego). Przy czym ostatnie bezpłatne przydziały uprawnień były przewidziane za realizację zadań inwestycyjnych planowanych na 2019 rok. Oznacza to, że bezpłatny przydział uprawnień dla wytwarzania energii elektrycznej wedle obecnie stosowanej metody zakończył się wraz z wpływem przydziałów za 2019 rok.

W I kwartale 2024 roku średnia ważona notowań instrumentu wyniosła 61,00 EUR/t i była niższa (o ok. -32%) od średniej ceny 90,31 EUR/t obserwowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku.

Wykres: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla CO<sub>2</sub>.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE

### 2.3. Przydział darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

Zgodnie z rozporządzeniem wykonawczym Komisji Europejskiej (KE) nr 2019/1842 z 31 października 2019 roku, ustanawiającym zasady stosowania dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego (PE) i Rady w odniesieniu do dalszych ustaleń dotyczących dostosowań przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> ze względu na zmiany w poziomie działalności, właściwy organ może zawiesić wydawanie bezpłatnych uprawnień do emisji dla instalacji, dopóki nie zostanie stwierdzone, że nie ma wymogu dostosowania przydziału dla tej instalacji albo KE przyjmie decyzję, dotyczącą dostosowań przydziału dla tej instalacji.

W przepisach krajowych w Ustawie o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych wprowadzony został dodatkowy warunek dotyczący wydawania uprawnień do emisji dla instalacji. W związku ze zmianą Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z 10 maja 2023 roku zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii termin wydawania uprawnień do emisji zmienił się z 28 lutego na 30 czerwca każdego roku, po opublikowaniu informacji w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie urzędu obsługującego Ministerstwo Klimatu i Środowiska (MKiŚ).

Zgodnie z wymaganiami prawnymi raporty dotyczące poziomu działalności dla poszczególnych instalacji zostały przedłożone, w terminie do 31 marca 2024 roku za rok 2023. Z uwagi na zmianę terminu wydawania uprawnień, do dnia opublikowania raportu nie ogłoszono w Biuletynie Informacji Publicznej MKiŚ ostatecznej rocznej liczby uprawnień oraz nie zostały one wydane na rachunki instalacji.

Tabela: Emisja CO<sub>2</sub> w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na 2024 rok (tony).

Produkt	Emisja CO <sub>2</sub> w I kwartale 2024 roku	Przydział uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> na 2024 rok <sup>1</sup>
Energia elektryczna	12 780 147	-
Energia ciepła	1 835 653	622 830
<b>Razem</b>	<b>14 615 800</b>	<b>622 830</b>






<sup>1</sup>Przydziały uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dot. produkcji ciepła.





## 2.4. Otoczenie regulacyjne

Grupa PGE prowadzi działalność w otoczeniu o istotnym wpływie regulacji krajowych i zagranicznych. Poniżej zaprezentowane zostało zestawienie najbardziej istotnych rozstrzygnięć, które mogą mieć wpływ na działalność GK PGE w kolejnych latach.

Regulacje prawne dot. aktualnych zasad ustalania cen energii elektrycznej i ciepła oraz przysługujących z tego tytułu rekompensat zostały opisane w pkt. 4.1.2 Zmiany regulacyjne na rynku energii elektrycznej niniejszego sprawozdania.

### 2.4.1 Krajowe otoczenie regulacyjne

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	Ustawa o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii.	Ustawa obejmuje propozycje przepisów implementujących do polskiego porządku prawnego dyrektywę PE i Rady w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE. W szczególności przewiduje wdrożenie instytucji obywatelskich społeczności energetycznych, ułatwienia w zakresie agregacji, zawierania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej i innych usług elastyczności i odpowiedzi odbioru, zmiany w zakresie linii bezpośredniej.	Ustawa weszła w życie <b>7 września 2023 roku</b> .	Rozwiązania ustawowe mają wpływ na wszystkie segmenty działalności Grupy PGE, w szczególności na segment Obrót i Dystrybucja.
 	Ustawa o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.	Ustawa wprowadza zmianę kilku ustaw, w tym: ustawy o odnawialnych źródłach energii, ustawy - Prawo energetyczne, ustawy - Prawo ochrony środowiska w związku z zazielenianiem ciepła oraz inne zmiany w związku z koniecznością implementacji dyrektywy RED II (w sprawie promowania stosowania energii z OZE). Ponadto ustawa wprowadza nowe systemy wsparcia: dla biometanu, na modernizację instalacji OZE oraz dla istniejących instalacji OZE na pokrycie kosztów operacyjnych. Ustawa zmienia także definicję hybrydowych instalacji OZE. Określa również zasady współdzielenia przyłącza przez instalacje OZE (cable pooling).	Ustawa weszła w życie <b>1 października 2023 roku</b> .	Ustawa ma istotne znaczenie dla segmentu Energetyka Odnawialna ze względu na nowe systemy wsparcia i cable pooling oraz dla segmentu Ciepłownictwo w zakresie zwiększenia wykorzystania ciepła wytwarzanego z OZE.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz ustawy - Prawo ochrony środowiska.	Celem projektu ustawy jest ustalenie przepisów krajowych regulujących ustanowienie i zasady funkcjonowania Funduszu Transformacji Energetyki (FTE). Ze środków FTE mają być finansowane inwestycje w sektorze energetyki i przemysłu z wyłączeniem obszaru aktywów węglowych.	Projekt ustawy był procedowany na etapie rządowym jeszcze w minionej kadencji.  PGE S.A. zgłosiła uwagi do projektu ustawy.	Od 2025 roku możliwe jest do uzyskania finansowanie ze środków FTE dla inwestycji w obszarze: OZE, sieci, magazynów itd.
	Ustawa o zmianie ustawy o gospodarowaniu nieruchomościami rolnymi Skarbu Państwa oraz niektórych innych ustaw.	Ustawa wprowadza regulację, zgodnie z którą nieruchomości rolne należące do Zasobu Własności Rolnej Skarbu Państwa będą mogły być wdzierżawiane na cele związane z pozyskiwaniem energii elektrycznej z OZE.	<b>5 października 2023 roku</b> ustawa weszła w życie.	Ustawa ma istotne znaczenie dla segmentu Energetyka Odnawialna.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	Ustawa o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw.	Ustawa wprowadza zasadę, zgodnie z którą realizacja inwestycji w fotowoltaikę (PV) powyżej 1MW będzie możliwa jedynie na podstawie MPZP <sup>3</sup> . W innym przypadku nie będzie można realizować przedmiotowej inwestycji na podstawie decyzji o warunkach zabudowy. Projekt zakłada także możliwość zastosowania trybu uproszczonego dla uchwalenia bądź też zmiany MPZP, m.in. w przypadku inwestycji PV, przy czym nie dotyczy to inwestycji znacząco oddziałujących na środowisko.	<b>24 września 2023 roku</b> ustawa weszła w życie.	Ustawa może przyczynić się do spowolnienia realizacji inwestycji w PV w segmencie Energetyka Odnawialna ze względu na obowiązek wpisania takiej inwestycji w MPZP, co znacząco wydłuża czas realizacji.
	Ustawa o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw.	Ustawa dodaje nowe, kluczowe projekty przesyłowe oraz poszerza zakres ustawy o projekty dystrybucyjne o napięciu równym lub większym 110 kV, kluczowe dla wyprowadzania energii elektrycznej z sieci przesyłowej do sieci dystrybucyjnych. Umożliwi to skrócenie procesu uzyskiwania pozwoleń publicznoprawnych przez inwestorów, jak również pojawi się m.in. uproszczony model uzyskiwania gruntów pod te inwestycje. Proponowane jest ograniczenie listy inwestycji dystrybucyjnych jedynie do tych najbardziej kluczowych.	<b>3 września 2023 roku</b> ustawa weszła w życie.	Ustawa ma wpływ na segment Dystrybucja. Regulacje usprawnią i przyspieszą inwestycje w zakresie sieci dystrybucyjnych o napięciu równym i większym od 110 kV oraz w mniejszym stopniu sieci niższych napięć niż 110 kV.
	Ustawa o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych.	Ustawa wprowadza ułatwienia w procesie inwestycyjnym w zakresie ESP <sup>4</sup> - dotyczy zarówno budowy nowych, jak i przebudowy już istniejących instalacji.	<b>30 czerwca 2023 roku</b> ustawa weszła w życie.	Ustawa usprawni i przyspieszy inwestycje w zakresie ESP – będących w dyspozycji segmentu Energetyka Odnawialna.
	Rozporządzenie zmieniające rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną.	Rozporządzenie obniża odbiorcom w gospodarstwach domowych rachunki za energię elektryczną o 125,34 PLN w 2023 roku pod warunkiem spełnienia jednej z wymienionych przesłanek. Na przedsiębiorstwa energetyczne został nałożony obowiązek poinformowania o tym rozwiązaniu swoich klientów w terminie 7 dni od dnia wejścia w życie rozporządzenia, tj. do 26 września 2023 roku <sup>5</sup> .	<b>19 września 2023 roku</b> rozporządzenie weszło w życie.	Rozporządzenie nakłada na segment Obrót obowiązek aktualizacji rozliczeń z gospodarstwami domowymi.
	Ustawa o zmianie ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku, wprowadzana nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne.	Ustawa zmienia sposób kalkulacji wysokości odpisu na Fundusz WRC, w szczególności w zakresie doprecyzowania objęcia odpisem kontraktów PPA <sup>6</sup> .	Ustawa weszła w życie <b>1 września 2023 roku</b> .	Ustawa wpływa na wynik przedsiębiorstw energetycznych ze sprzedaży energii elektrycznej.

<sup>3</sup>MPZP-Miejscowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego.

<sup>4</sup>ESP – elektrownia szczytowo-pompowa.


<sup>5</sup>Szczegółowy opis celów regulacji oraz wpływ na GK PGE znajduje się w pkt. 4.1.2 Zmiany regulacyjne na rynku energii elektrycznej.

<sup>6</sup>J.w.




Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	Ustawa o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej oraz niektórych innych ustaw.	Ustawa zwiększa limity zużycia energii przez gospodarstwa domowe, dla których obowiązują ceny energii elektrycznej zamrożone na poziomie zeszłorocznych <sup>7</sup> .	Ustawa weszła w życie <b>19 września 2023 roku</b> .	Ustawa zmienia zakres obowiązków spółek segmentu Obrót w zakresie rozliczeń z odbiorcami energii elektrycznej w gospodarstwach domowych oraz wynikający z jej zastosowania poziom rekompensat.
	Projekt rozporządzenia w sprawie substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego oraz warunków, jakie należy spełnić przy wprowadzaniu do wód lub do ziemi ścieków, a także przy odprowadzaniu wód opadowych lub roztopowych do wód lub do urządzeń wodnych.	Celem projektu jest dostosowanie rozporządzenia do zmian wprowadzanych za pośrednictwem Ustawy o rewitalizacji rzeki Odry, w zakresie monitoringu ścieków przemysłowych (chlorki i siarczany).	Trwają prace nad projektem rozporządzenia. <b>21 grudnia 2023 roku</b> projektodawca opublikował raport z konsultacji.	Projektowane rozporządzenie wprowadza nowe obowiązki dla prowadzących instalacje w zakresie gospodarki wodno-ściekowej, co dotyczy segmentów Energetyka Konwencjonalna i Ciepłownictwo.
	Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie udostępniania informacji i danych niezbędnych do realizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących.	Rozporządzenie stanowi akt wykonawczy do Ustawy o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących. Określa zakres informacji i danych, wykaz rejestrów, ewidencji, wykazów i archiwów, z których będą udostępniane inwestorowi niezbędne dane na potrzeby wykonywania przez niego zadań związanych z realizacją inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej.	Publikacja w Dzienniku Ustaw <b>6 listopada 2023 roku</b> .	Rozporządzenie wpływa na poziom dostępnych źródeł danych i informacji niezbędnych do realizacji inwestycji w energetykę jądrową.
	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wymagań dotyczących obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii.	Rozporządzenie stanowi akt wykonawczy do Ustawy o odnawialnych źródłach energii. Określa wymagania dotyczące sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii, sposób dokonywania pomiarów ilości energii elektrycznej na potrzeby ustalenia rzeczywistego rozliczenia obowiązku wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przez wytwórcę, sposób przeliczania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu na ilość energii wyrażoną w MWh oraz miejsce i sposób dokonywania pomiarów ilości ciepła lub chłodu na potrzeby wydania gwarancji pochodzenia.	Rozporządzenie weszło w życie <b>30 marca 2024 roku</b> .	Rozporządzenie stanowi podstawę do dokonywania przez wytwórcę pomiarów ilości energii elektrycznej na potrzeby ustalenia rzeczywistego rozliczenia obowiązku wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii i tym samym umożliwia skorzystanie z przewidzianego dla niego wsparcia.
	Projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie szczegółowego zakresu przeprowadzania wstępnej oceny terenu przeznaczonego pod lokalizację obiektu energetyki	W projekcie rozporządzenia określono kryteria, które powinny podlegać ocenie przy każdym rodzaju obiektu energetyki jądrowej, choć sposób ich oceny może być odmienny w zależności od rodzaju obiektu. Celem wstępnego procesu oceny lokalizacji jest stworzenie katalogu zdarzeń zewnętrznych dla wybranej lokalizacji, które znajdują odzwierciedlenie w procesie szczegółowej oceny lokalizacji terenu przeznaczonego pod	Przeprowadzono konsultacje publiczne i opiniowanie projektu. PGE S.A. zgłosiła uwagi	Rozporządzenie nakłada na potencjalnych inwestorów obowiązek przygotowania wstępnej oceny terenu przeznaczonego pod lokalizację obiektu energetyki jądrowej




<sup>7</sup>J.w.



Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	<p>jądrowej będącego równocześnie obiektem jądrowym, przypadków wykluczających możliwość uznania terenu za nadający się do lokalizacji obiektu energetyki jądrowej będącego równocześnie obiektem jądrowym oraz szczegółowego zakresu wstępnego raportu lokalizacyjnego dla takiego obiektu.</p>	<p>lokalizację obiektu jądrowego oraz jego projektowania, jak też w całym czasie istnienia obiektu (plany zarządzania kryzysowego, planowanie i zagospodarowanie przestrzenne, itp.).</p>	<p>w trakcie konsultacji publicznych projektu.</p>	<p>będącego obiektem jądrowym oraz wstępnego raportu lokalizacyjnego.</p>
	<p>Ustawa o czasowym ograniczeniu cen za energię elektryczną, gaz ziemny i ciepło systemowe oraz o bonie energetycznym.</p>	<p>Ustawa reguluje m.in. zasady stosowania cen za energię elektryczną od 1 lipca 2024 roku do 31 grudnia 2024 roku. W odniesieniu do energii elektrycznej ustawa nałożyła obowiązek na przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną w postaci złożenia wniosku o zmianę obowiązującej taryfy na 2024 rok w terminie 7 dni od dnia wejścia w życie ustawy lub na wezwanie Prezesa URE. Zmieniona taryfa, zgodnie z projektem ustawy, ma obowiązywać od 1 lipca 2024 roku do 31 grudnia 2025 roku. W projekcie zakłada się również przedłużenie obowiązywania mechanizmu ceny maksymalnej za energię elektryczną. Cena ta obowiązywać będzie w II półroczu 2024 roku i ma być ustalona na poziomie 500 zł/MWh dla odbiorców w gospodarstwach domowych oraz na poziomie 693 zł/MWh dla jednostek samorządu terytorialnego oraz podmiotów użyteczności publicznej (m.in. szkoły, szpitale, jednostki pomocy społecznej), a także dla mikro, małych i średnich przedsiębiorców.</p> <p>Ponadto zgodnie z ustawą wprowadzono bon energetyczny, który będzie jednorazowym świadczeniem pieniężnym przeznaczonym dla gospodarstw domowych o niższych dochodach, wypłacanym w drugiej połowie 2024 roku. Wysokość bonu będzie zależała od liczby osób w gospodarstwie domowym.</p> <p>Dodatkowo Ustawa przewiduje czasowe zwolnienie z opłaty mocowej dla gospodarstw domowych.</p> <p>Nowe przepisy odnoszą się również do ograniczenia wzrostu kosztów ciepła, jednak przy stopniowym podnoszeniu maksymalnych cen i stawek.</p>	<p><b>29 kwietnia 2024 roku</b> projekt został przyjęty przez Stały Komitet Rady Ministrów oraz rekomendowany Radzie Ministrów.</p> <p><b>7 maja 2024 roku</b> projekt ustawy został wniesiony do Sejmu a następnie skierowany do Senatu.</p> <p><b>23 maja 2024 roku</b> Sejm przyjął poprawki Senatu. Ustawa została skierowana do podpisu Prezydenta.</p>	<p>Ustawa wpływa na wynik przedsiębiorstw energetycznych w zakresie rozliczeń z odbiorcami energii elektrycznej oraz wynikający z jej zastosowania poziom rekompensat, a także przewiduje stosowanie wobec odbiorców cen i stawek opłat za ciepło na poziomie nie wyższym niż wskazany w ustawie w zamian za wyrównanie.</p>

## 2.4.2 Zagraniczne otoczenie regulacyjne

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	Dyrektywa 2003/87/WE ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w UE (dyrektywa ETS). Decyzja (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej.	Przeciwdziałanie zmianom klimatu. Stworzenie poprzez odpowiedni sygnał cenowy CO <sub>2</sub> zachęt inwestycyjnych do rozwijania źródeł niskoemisyjnych.	KE obecnie implementuje reformę systemu ETS. <b>4 kwietnia 2024 roku</b> opublikowano zmianę rozporządzenia delegowanego dot. zasad przydziału bezpłatnych uprawnień. W kolejnych miesiącach KE będzie pracować nad zmianą rozporządzenia dot. dostosowania przydziałów bezpłatnych uprawnień do emisji, a którego publikacja przewidziana jest na <b>IV kwartał 2024 roku</b> .	Poprawa konkurencyjności źródeł odnawialnych, w porównaniu do jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwa wysokoemisyjne. Wzrost kosztów operacyjnych konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Możliwe uzyskanie wsparcia inwestycyjnego w ramach Funduszu Modernizacyjnego i Funduszu Innowacyjnego oraz dodatkowej bezpłatnej alokacji uprawnień dla ciepłownictwa systemowego.
	Komunikat (COM(2024)63) - Europejski klimatyczny na rok 2040 i droga do neutralności klimatycznej do roku 2050 (cel na rok 2040)	KE Wyznaczenie celu pośredniego na drodze do osiągnięcia cel neutralności klimatycznej w 2050 roku (zgodnie z wymogiem Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady 2021/1119 w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej - Europejskie prawo o klimacie).	<b>6 lutego 2024 roku</b> KE opublikowała komunikat w sprawie celu na 2040 rok, wynoszący 90% redukcji emisji w porównaniu z 1990 rokiem. Implementacją celu na 2040 rok do Europejskiego prawa o klimacie oraz dostosowaniem do tego celu pozostałej legislacji klimatyczno-energetycznej zajmie się kolejna KE, wyłoniona po europejskich wyborach do PE.	Szybsza dekarbonizacja i rozwój OZE w perspektywie do 2040 roku.
 	Dyrektywa 2010/31/UE ws. charakterystyki energetycznej budynków (dyrektywa EPBD).	Dostosowanie legislacji związanej z poprawą charakterystyki energetycznej budynków w odniesieniu do celu neutralności klimatycznej do 2050 roku oraz do nowego, wyższego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE w 2030 roku.	<b>12 kwietnia 2024 roku</b> Rada UE zatwierdziła porozumienie wypracowane w ramach trilogów. Treść dyrektywy zakłada m.in. że ciepło systemowe pochodzące z efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, zgodnie z definicją przyjętą w dyrektywie EED, będzie mogło dostarczać energię do budynków, które mają status zeroemisyjnych. <b>8 maja 2024 roku</b> dyrektywa (UE) 2024/1275 została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE i wchodzi w życie dwudziestego dnia po publikacji a następnie państwa członkowskie będą miały 24 miesiące na jej implementację do prawa krajowego.	Poprawa konkurencyjności odnawialnych źródeł energii jako źródła ciepła w budynkach. Zmniejszenie zapotrzebowania budynków na ciepło w związku z poprawą ich charakterystyki energetycznej. Szybsze tempo wypierania wszystkich paliw kopalnych w sektorach ciepłownictwa, w tym systemowego.

	<p>Dyrektywa 2010/75/UE ws. emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola – dyrektywa IED).</p>	<p>Wprowadzenie nowych wymagań określających poziom emisji w pozwoleniu zintegrowanym, zasady uzyskiwania derogacji od wymagań BAT i przyznających nowe kompetencje KE. Zwiększany jest udział społeczeństwa w postępowaniu odwoławczym.</p>	<p><b>29 listopada 2023 roku</b> PE i Rada osiągnęły wstępne porozumienie dotyczące zmian w IED. <b>12 marca 2024 roku</b> zostało ono przyjęte przez PE, a <b>12 kwietnia 2024 roku</b> przez Radę. Zrewidowana dyrektywa musi jeszcze zostać opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE i wejście w życie dwudziestego dnia po publikacji. Państwa członkowskie będą miały następnie 22 miesiące na implementację przepisów do prawa krajowego.</p>	<p>Wejście w życie uzgodnionych rozwiązań wiąże się z dodatkowymi kosztami administracyjnymi, wynikającymi z potrzeby dostosowania systemu zarządzania ochroną środowiska (w tym w związku z potrzebą przygotowania planu transformacji). Zwiększona zostanie rola społeczeństwa w wydawaniu pozwoleń oraz w monitorowaniu realizacji obowiązków wynikających z dyrektywy IED przez operatorów instalacji.</p>
	<p>Dyrektywa (UE) ws. należytej staranności przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju (dyrektywa CSDDD).</p>	<p>Ustanowienie ram sprzyjających wnoszeniu przez przedsiębiorstwa wkładu w dążenie do zapewnienia poszanowania praw człowieka i przepisów w zakresie ochrony środowiska w podejmowanych przez nie działaniach i za pośrednictwem ich łańcuchów wartości.</p>	<p><b>14 grudnia 2023 roku</b> osiągnięte zostało porozumienie polityczne w ramach trilogów. <b>15 marca 2024 roku</b> porozumienie zatwierdził Komitet Stałych Przedstawicieli w Radzie, a <b>19 marca 2024 roku</b> porozumienie to zostało zatwierdzone w komisji JURI w PE. Następnie <b>24 kwietnia 2024 roku</b> porozumienie to zostało zatwierdzone na posiedzeniu plenarnym PE. Wejście w życie dyrektywy, po jeszcze oczekiwanym formalnym zatwierdzeniu przez Radę, przewidywane jest na <b>II połowę 2024 roku</b>.</p>	<p>Zwiększenie obowiązków w zakresie raportowania w odniesieniu do łańcucha wartości GK PGE pod kątem ochrony środowiska i poszanowania praw człowieka. Uwzględnienie polityki należytej staranności (<i>due diligence</i>) w zakresie zrównoważonego rozwoju w działaniach GK PGE.</p>
	<p>Rozporządzenie (UE) ws. zmiany rozporządzeń (UE) 2019/943 i 2019/942 w celu udoskonalenia struktury unijnego rynku energii elektrycznej.</p> <p>Dyrektywa (UE) ws. zmiany dyrektyw (UE) 2018/2001 i 2019/944 w celu udoskonalenia struktury unijnego rynku energii elektrycznej.</p>	<p>Ochrona odbiorców przed nadmiernymi zmianami cen energii elektrycznej, zapewnienie dostępu do czystej i pewnej energii, zwiększenie odporności rynku na wahania cen gazu ziemnego. Upowszechnienie korzystania z umów PPA, wzmocnienie pozycji odbiorców końcowych na rynku, uproszczenie reguł stosowania kontraktów różnicowych (Cfd)<sup>8</sup>.</p>	<p><b>11 kwietnia 2024 roku</b> plenum Parlamentu Europejskiego przyjęło finalne wersje rozporządzenia i dyrektywy. Następnie formalne zatwierdzenie przez Radę miało miejsce <b>21 maja 2024 roku</b>. Publikacja w Dzienniku Urzędowym UE spodziewana jest w <b>II kwartale 2024 roku</b>. Termin transpozycji zmian dyrektyw został określony na 6 miesięcy od wejścia w życie (20 dni po publikacji) oraz na 24 miesiące od wejścia w życie w przypadku kilku wybranych artykułów.</p>	<p>Uzgodniona treść reformy wprowadza szereg zmian dotyczących kształtu kontraktów różnicowych (i analogicznych rozwiązań), które potencjalnie mogą pozytywnie wpływać na rozwój inwestycji w OZE oraz w nowe bloki jądrowe. Efektem wprowadzonych zmian może być też stopniowa popularyzacja kontraktów PPA. Istotne zmiany regulacyjne będą dotyczyć spółek segmentu Obrót (wzmocnienie pozycji konsumentów względem dostawców energii, zmiany dot. taryf i ofert) oraz segmentu Dystrybucja (nowy sposób kształtowania taryf, zachęty do korzystania z usług elastyczności). W kontekście wyzwań dla stabilności polskiego systemu elektroenergetycznego pozytywnie należy ocenić możliwość wydłużenia (za zgodą KE) tymczasowej derogacji dla źródeł węglowych na Rynku Mocy.</p>

<sup>8</sup> Cfd – Contract for difference; kontrakt różnicowy, określający model wsparcia, w którym strona wspierająca i strona wspierana uzgadniają pewną cenę referencyjną. W przypadku, gdy rynkowe ceny energii są niższe niż cena referencyjna, dodatnia różnica jest wypłacana stronie wspieranej; w przeciwnym razie, gdy ceny energii są wyższe niż cena referencyjna, strona wspierająca otrzymuje tę różnicę.










Projekt rozporządzenia (UE) ws. zmiany rozporządzeń (UE) 1227/2011 i 2019/942 w celu poprawy ochrony UE przed manipulacjami na hurtowym rynku energii.

Zwiększenie przejrzystości rynku i zdolności jego monitorowania oraz zapewnienie skuteczniejszego dochodzenia przypadków naruszeń transgranicznych w UE, tak aby konsumenci i uczestnicy rynku mieli zaufanie do integralności rynków energii, ceny odzwierciedlały uczciwą i konkurencyjną zależność między podażą a popytem i nie można było czerpać żadnych zysków z nadużyć na rynku.

**16 listopada 2023 roku** osiągnięte zostało porozumienie polityczne w ramach trilogów. **22 grudnia 2023 roku** porozumienie to zatwierdził Komitet Stałych Przedstawicieli w Radzie, a **15 stycznia 2024 roku** zostało ono zgłoszone na posiedzeniu komisji ITRE. Porozumienie to zostało następnie zatwierdzone na posiedzeniu plenarnym PE **29 lutego 2024 roku**. Rada zatwierdziła porozumienie **18 marca 2024 roku**. Rozporządzenie (UE) 2024/1106 zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE **17 kwietnia 2024 roku** i weszło w życie dwudziestego dnia po publikacji.

Zwiększenie obowiązków dotyczących raportowania informacji wewnętrznej, jak również obowiązków związanych z zarządzaniem taką informacją, jej rejestracją i monitorowaniem.

### 3. Działalność GK PGE oraz segmentów działalności

Podstawowe dane operacyjne GK PGE	 <b>Energetyka Odnawialna</b>	 <b>Energetyka Gazowa</b>	 <b>Energetyka Konwencjonalna</b>	 <b>Ciepłownictwo</b>	 <b>Dystrybucja</b>	 <b>Energetyka Kolejowa</b>	 <b>Obrót</b>
<b>Kluczowe aktywa segmentu</b>	21 farm wiatrowych 33 elektrownie fotowoltaiczne 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	1 elektrownia gazowa <sup>1</sup>	5 elektrowni konwencjonalnych 2 kopalnie węgla brunatnego	16 elektrociepłowni	301,7 tys. km linii dystrybucyjnych	18,4 tys. km linii dystrybucyjnych	-
<b>Moc zainstalowana energia elektryczna/ energia cieplna</b>	2 513 MWe/-	683 MWe/ <sup>-1</sup>	12 392 MWe/958 MWt	2 580 MWe/6 193 MWt	-	-	-
<b>Wolumeny energii elektrycznej</b>	Produkcja energii elektrycznej netto 1,09 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 0,03 TWh <sup>1</sup>	Produkcja energii elektrycznej netto 10,72 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 2,75 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 9,55 TWh <sup>2</sup>	Dystrybuowana energia elektryczna 1,13 TWh; Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 0,78 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 8,32 TWh <sup>3</sup>
<b>Wolumeny energii cieplnej</b>	-	-	Produkcja ciepła netto 1,11 PJ	Produkcja ciepła netto 19,19 PJ	-	-	-
<b>Pozycja Rynkowa</b>	GK PGE jest największym producentem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (bez uwzględniania biomasy i biogazu) z rynkowym udziałem ok. 6%	-	GK PGE jest liderem w dziedzinie wydobycia węgla brunatnego w Polsce (96%)  Krajowy lider w produkcji energii elektrycznej oraz największy wytwórca ciepła sieciowego	-	Drugi pod względem ilości klientów dystrybutor energii elektrycznej w kraju	Lider usług energetycznych dla infrastruktury kolejowej oraz największy dystrybutor i sprzedawca energii elektrycznej do sieci trakcyjnej	Lider w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce

<sup>1</sup>Blok nie został jeszcze przekazany do eksploatacji; 13 kwietnia 2024 roku rozpoczął się ruch regulacyjny.

<sup>2</sup>Dane dotyczą PGE Dystrybucja S.A.

<sup>3</sup>Dane dotyczą PGE Obrót S.A.

### KLUCZOWE WYNIKI OPERACYJNE GK PGE

Tabela: Kluczowe dane operacyjne.

Kluczowe dane operacyjne	Jedn.	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
Produkcja energii elektrycznej netto	TWh	14,60	15,72	-7%
w tym produkcja OZE	TWh	0,89	0,85	5%
Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE	TWh	17,25	20,48	-16%
Sprzedaż energii do odbiorców finalnych <sup>1</sup>	TWh	9,12	8,87	3%
Produkcja ciepła	PJ	20,30	20,70	-2%
Sprzedaż ciepła	PJ	19,93	20,22	-1%
Dystrybucja energii elektrycznej	TWh	10,68	9,47	13%

<sup>1</sup>Po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE, sprzedaż realizowana głównie przez PGE Obrót S.A. oraz w I kwartale 2024 roku dodatkowo przez segment Energetyka Kolejowa.

### BILANS ENERGII GK PGE

Tabela: Zestawienie sprzedaży, zakupu, produkcji i zużycia energii elektrycznej w Grupie Kapitałowej PGE (TWh).

Wolumen sprzedaży	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
<b>A. Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, w tym:</b>	<b>17,25</b>	<b>20,48</b>	<b>-16%</b>
▪ Sprzedaż do odbiorców finalnych <sup>1</sup>	9,12	8,87	3%
▪ Sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym	8,13	11,61	-30%
<b>B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)</b>	<b>3,96</b>	<b>6,31</b>	<b>-37%</b>
<b>C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE</b>	<b>14,60</b>	<b>15,72</b>	<b>-7%</b>
<b>D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)</b>	<b>1,31</b>	<b>1,55</b>	<b>-15%</b>

<sup>1</sup>Sprzedaż realizowana głównie przez PGE Obrót S.A. oraz w I kwartale 2024 roku dodatkowo przez segment Energetyka Kolejowa.

Łączny wolumen zakupionej i wyprodukowanej energii jest większy niż wolumen sprzedanej energii. Różnica prezentowana w punkcie D wynika z konieczności pokrycia strat sieciowych w działalności dystrybucyjnej, zużycia energii w kopalniach węgla brunatnego oraz zużycia energii w elektrowniach szczytowo-pompowych.

Niższa sprzedaż energii na rynku hurtowym z uwzględnieniem rynku bilansującego wynika z niższego zapotrzebowania na energię elektryczną, większego udziału importu energii elektrycznej oraz większego udziału produkcji z OZE. Niższy zakup na rynku hurtowym to głównie efekt niższej sprzedaży do odbiorców finalnych w PGE Obrót S.A. w segmentach klientów korporacyjnych i dużego biznesu, którzy skłaniają się w kierunku dywersyfikacji źródeł energii, głównie z większym wykorzystaniem OZE. Jednocześnie wystąpiła wyższa sprzedaż do odbiorców finalnych w efekcie ujęcia sprzedaży energii elektrycznej realizowanej przez segment Energetyka Kolejowa w I kwartale 2024 roku, która nie wystąpiła w analogicznym okresie roku poprzedniego.

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej netto (TWh).

Wolumen produkcji	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
<b>PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:</b>	<b>14,60</b>	<b>15,72</b>	<b>-7%</b>
Elektrownie opalane węglem brunatnym	7,63	8,15	-6%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	3,09	3,43	-10%
w tym współspalanie biomasy	0,01	0,00	-
Elektrownie gazowe	0,03	0,00	-
Elektrociepłownie węglowe	1,24	1,52	-18%
Elektrociepłownie gazowe	1,41	1,48	-5%
Elektrociepłownie biomasowe	0,10	0,12	-17%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,01	0,00	-
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,32	0,29	10%
Elektrownie wodne	0,17	0,16	6%
Elektrownie wiatrowe	0,59	0,57	4%
Elektrownie fotowoltaiczne	0,01	0,00	-
w tym produkcja OZE	0,89	0,85	5%

Poziom produkcji energii elektrycznej w I kwartale 2024 roku ukształtował się na poziomie niższym o 7% w porównaniu do I kwartału 2023 roku.

Niższy poziom produkcji energii elektrycznej w GK PGE głównie ze względu na wysokie pokrycie zapotrzebowania krajowego przez źródła odnawialne i gaz oraz efekt wyższego importu w pokryciu zapotrzebowania.

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (spadek o 0,5 TWh) wynika z niższego wykorzystania przez PSE S.A. bloków Elektrowni Bełchatów i Elektrowni Turów, które pozostawały dłużej w rezerwie: o 1 964 h w Elektrowni Bełchatów i o 388 h w Elektrowni Turów. Jednocześnie średnio-blokowe obciążenie w Elektrowni Turów było niższe o 23 MW. Dodatkowo dłużej o 1 417 h w remontach pozostawały bloki Elektrowni Turów, głównie na skutek remontu bieżącego bloku nr 4 w lutym 2024 roku.

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym miała miejsce w Elektrowni Opole, Elektrowni Dolna Odra i Elektrowni Rybnik (łącznie spadek o 0,3 TWh) w efekcie niższego średnio-blokowego obciążenia w Elektrowni Opole o 30 MW oraz w Elektrowni Dolna Odra o 8 MW. Dodatkowo dłużej o 1 997 h w remontach pozostawały bloki Elektrowni Rybnik, głównie na skutek trwającego od stycznia do marca 2024 roku remontu średniego bloku nr 7.

Na początku marca 2024 roku rozpoczęto produkcję w Elektrowni Gryfino (blok gazowy nr 9) w ramach realizacji procesu inwestycyjnego.

Niższa produkcja w elektrociepłowniach węglowych i elektrociepłowniach gazowych (łącznie spadek o 0,4 TWh) jest efektem niższej produkcji energii w skojarzeniu z ciepłem ze względu na warunki pogodowe (wyższe średnie temperatury).

Produkcja w elektrociepłowniach biomasowych, elektrowniach szczytowo-pompowych, elektrowniach wodnych, wiatrowych i fotowoltaicznych utrzymała się na poziomie okresu porównywalnego.

#### PRODUKCJA CIEPŁA

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła netto (PJ).

Wolumen produkcji ciepła	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
<b>Produkcja ciepła netto w PJ</b>	<b>20,30</b>	<b>20,70</b>	<b>-2%</b>
Elektrownie opalane węglem brunatnym	0,88	0,90	-2%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,24	0,24	0%
Elektrociepłownie węglowe	14,65	15,79	-7%
Elektrociepłownie gazowe	3,41	3,08	11%
Elektrociepłownie biomasowe	0,81	0,48	69%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,03	0,05	-40%
Elektrociepłownie pozostałe	0,28	0,16	75%

Główny wpływ na niższy poziom produkcji ciepła netto w I kwartale 2024 roku r/r miała temperatura zewnętrzna. Średnie temperatury w I kwartale 2024 roku były wyższe o 1,0°C r/r, co przełożyło się na niższą produkcję ciepła.

#### SPRZEDAŻ CIEPŁA

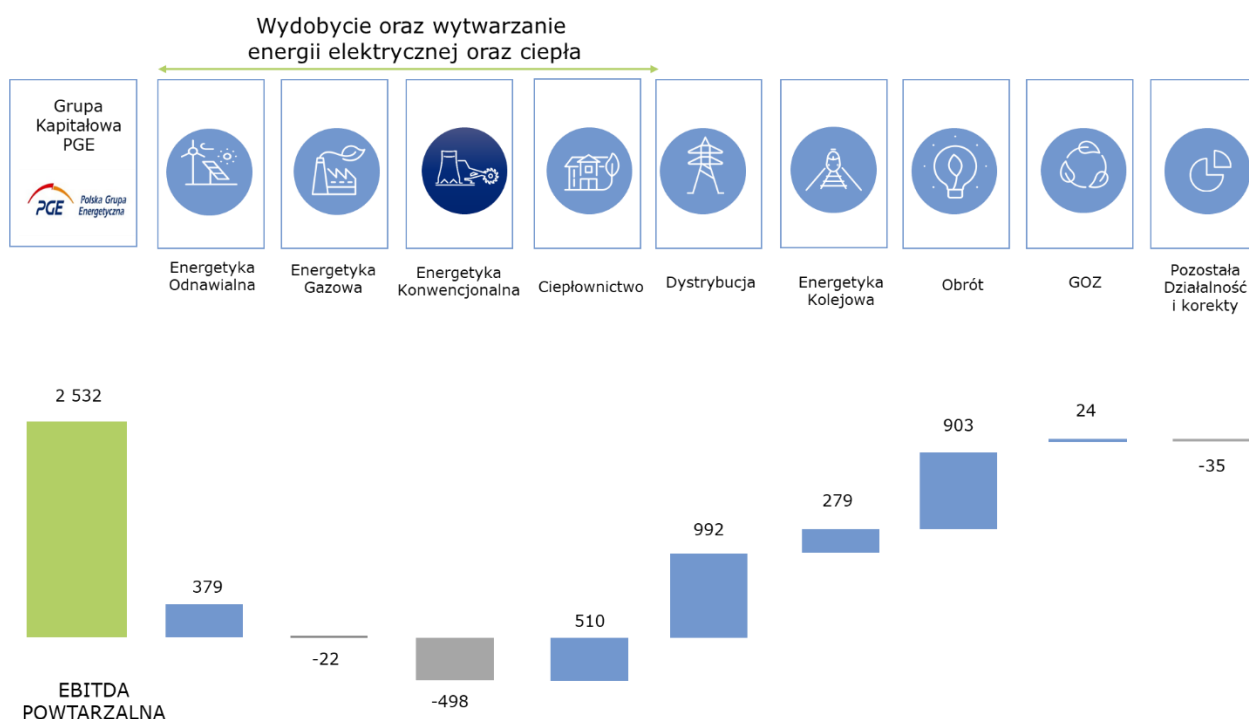
W I kwartale 2024 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 19,9 PJ i był niższy o 0,3 PJ r/r. Na powyższy wynik wpływ miało głównie niższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane wyższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi w porównaniu do I kwartału 2023 roku.

### 3.1. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE

Najlepszym miernikiem oceny rentowności i poziomu zyskowności spółek z branży energetycznej jest wynik EBITDA powtarzalna. Jest to wynik przed potrąceniem kosztów amortyzacji, podatków dochodowych oraz działalności finansowej, w tym odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych. EBITDA umożliwia porównywanie wyników spółek, abstrahując od wartości ich majątku, poziomu zadłużenia oraz obowiązujących stawek podatku dochodowego. Ponadto EBITDA powtarzalna jest skorygowana o zdarzenia jednorazowe.

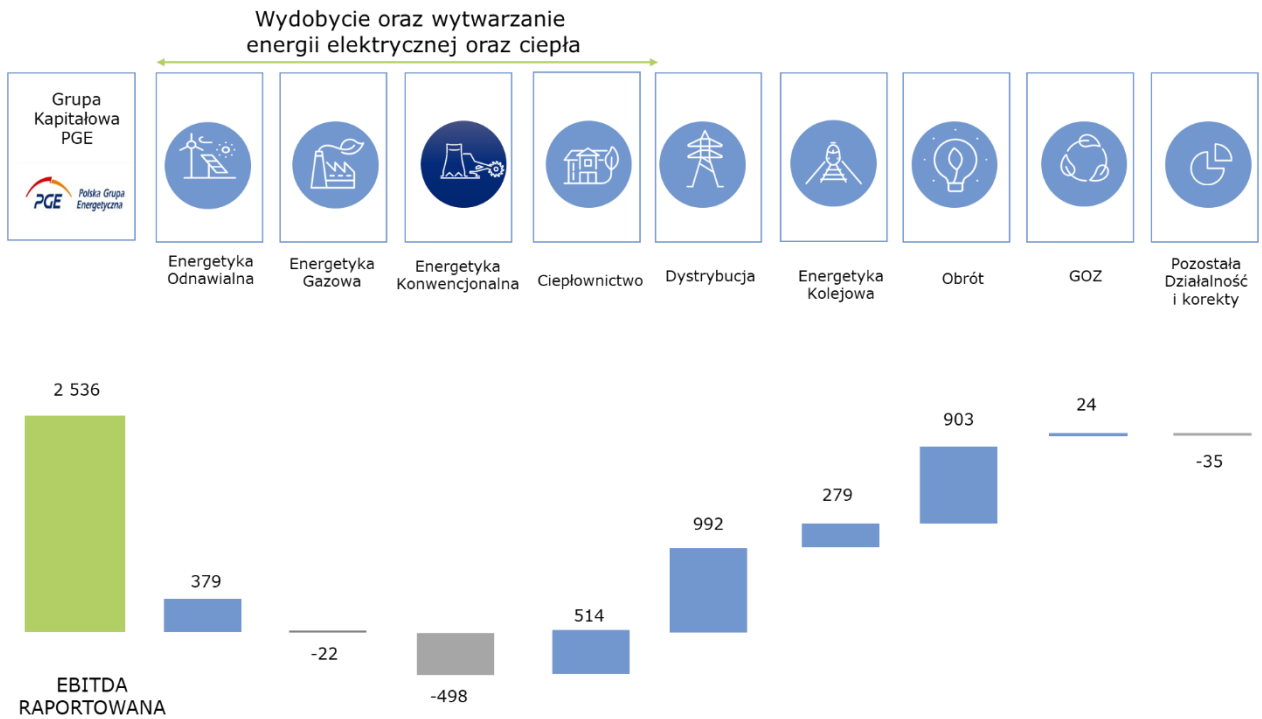
Na skonsolidowany wynik EBITDA Grupy PGE składają się wyniki finansowe poszczególnych segmentów działalności. Największy udział w wyniku EBITDA powtarzalna Grupy za I kwartał 2024 roku mają segmenty: Dystrybucja (39%), Obrót (36%) Ciepłownictwo (20%), Energetyka Odnawialna (15%) oraz Energetyka Kolejowa (11%). Segment Energetyka Konwencjonalna wpływa ujemnie na wynik EBITDA powtarzalna Grupy Kapitałowej, natomiast pozostałe segmenty mają nieznaczący udział w wyniku.

Wykres: EBITDA powtarzalna GK PGE (mln PLN)

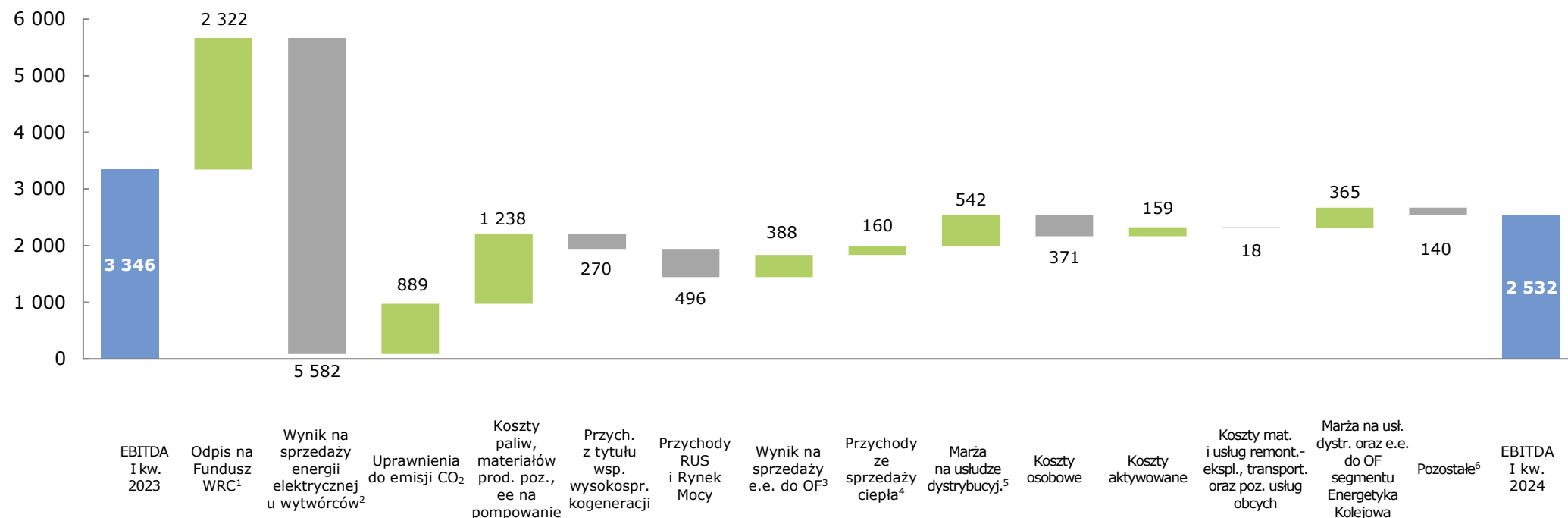




Wykres: EBITDA raportowana GK PGE (mln PLN)



Wykres: Główne czynniki kształtujące wynik EBITDA GK PGE (mln PLN).



Odchylenie	2 322	-5 582	889	1 238	-270	-496	388	160	542	-371	159	-18	365	-140	
EBITDA raportowana I kw. 2023	<b>3 427</b>														
Zdarzenia jednoraz. I kw. 2023	<b>81</b>														
EBITDA powtarzalna I kw. 2023	<b>3 346</b>	2 317	14 044	6 636	4 214	293	1 332	-205	1 730	1 228	1 624	210	467	0	28
EBITDA powtarzalna I kw. 2024		-5	8 462	5 747	2 976	23	836	183	1 890	1 770	1 995	369	485	365	168
Zdarzenia jednoraz. I kw. 2024															<b>4</b>
EBITDA raportowana I kw. 2024															<b>2 536</b>

<sup>1</sup>Bez uwzględnienia wpływu korekty szacunku odpisu za 2022 rok (zdarzenie jednorazowe).

<sup>2</sup>Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej pomniejszony o koszt zakupu energii elektrycznej.

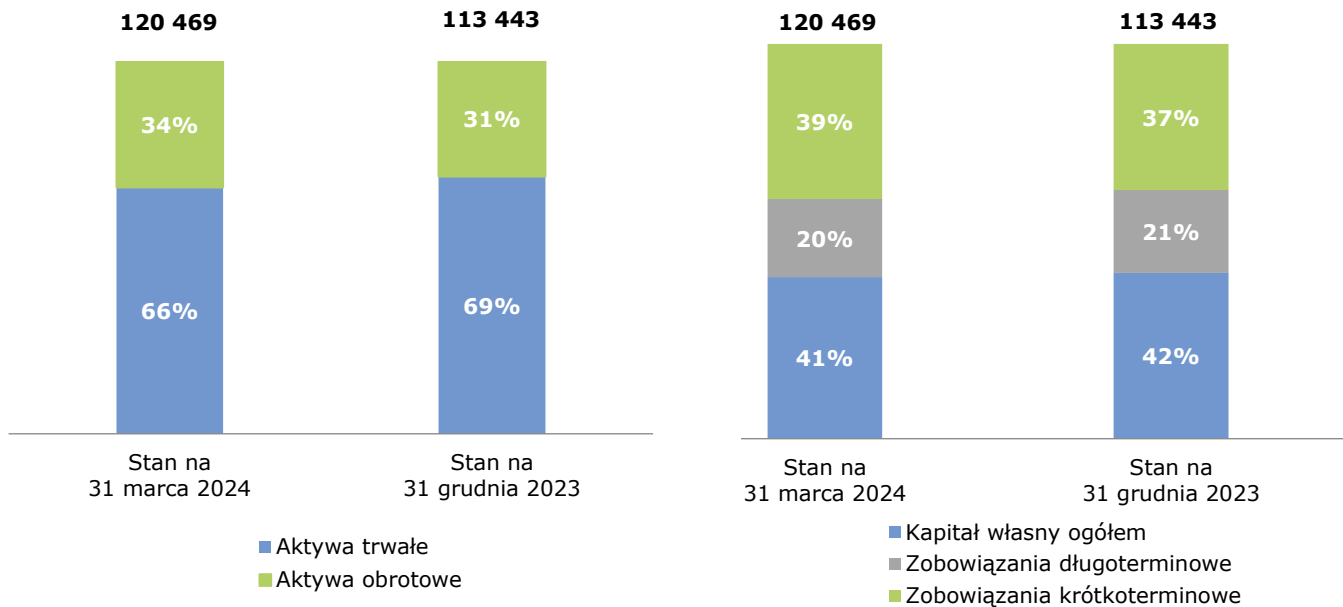
<sup>3</sup>Z uwzględnieniem rekompensat, korekty marży na prawach majątkowych (PM) na GK PGE; bez doszacowania kosztów różnicy bilansowej; OF-odbiorcy finalni.

<sup>4</sup>Z uwzględnieniem rekompensat.

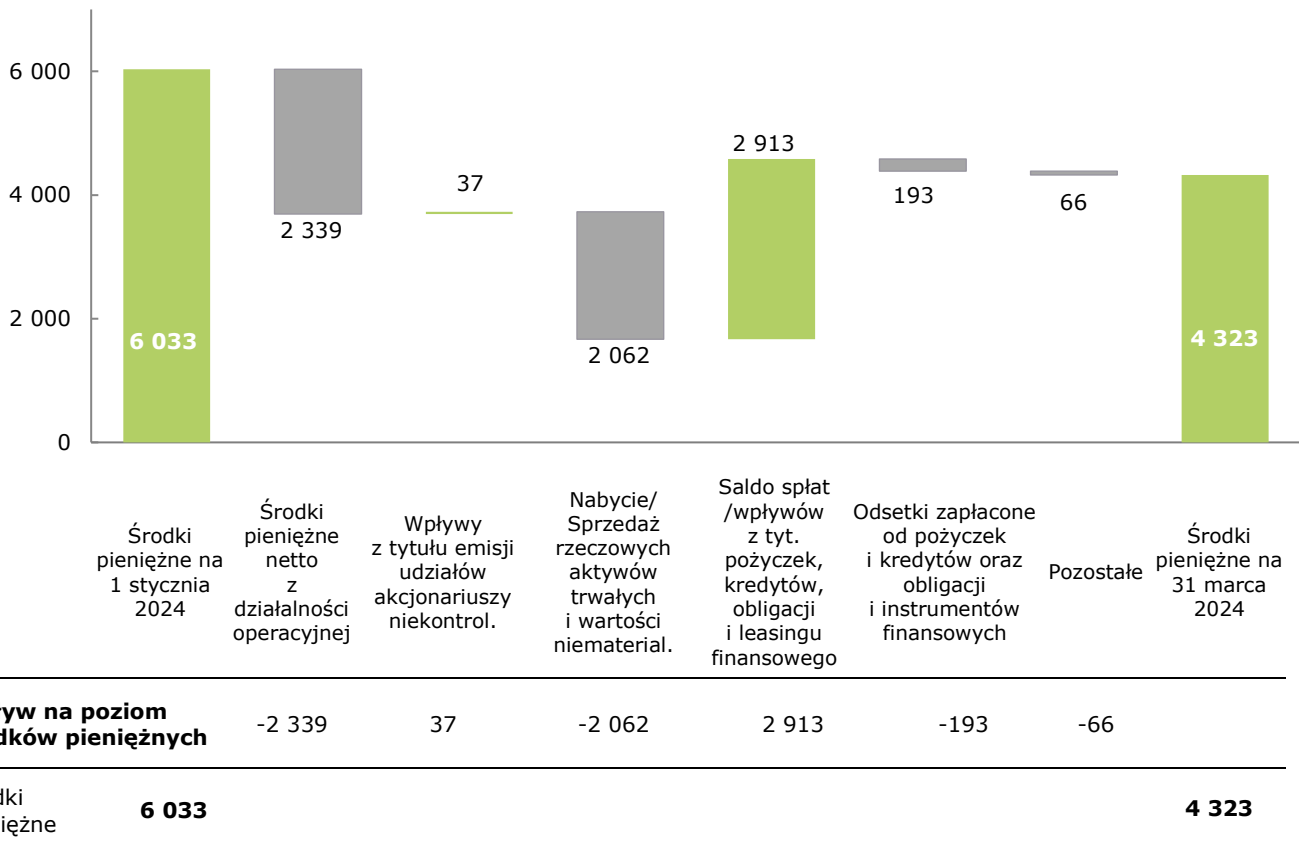
<sup>5</sup>Z uwzględnieniem przychodów z tytułu usług dystrybucyjnych, rekompensat, kosztów usług przesyłowych PSE S.A., salda opłat przenoszonych oraz tranzytowych, kosztów zakupu e.e. na pokrycie różnicy bilansowej; bez doszacowania kosztów różnicy bilansowej.

<sup>6</sup>Pozycja pozostałe bez uwzględnienia rekompensat KDT (zdarzenia jednorazowe).

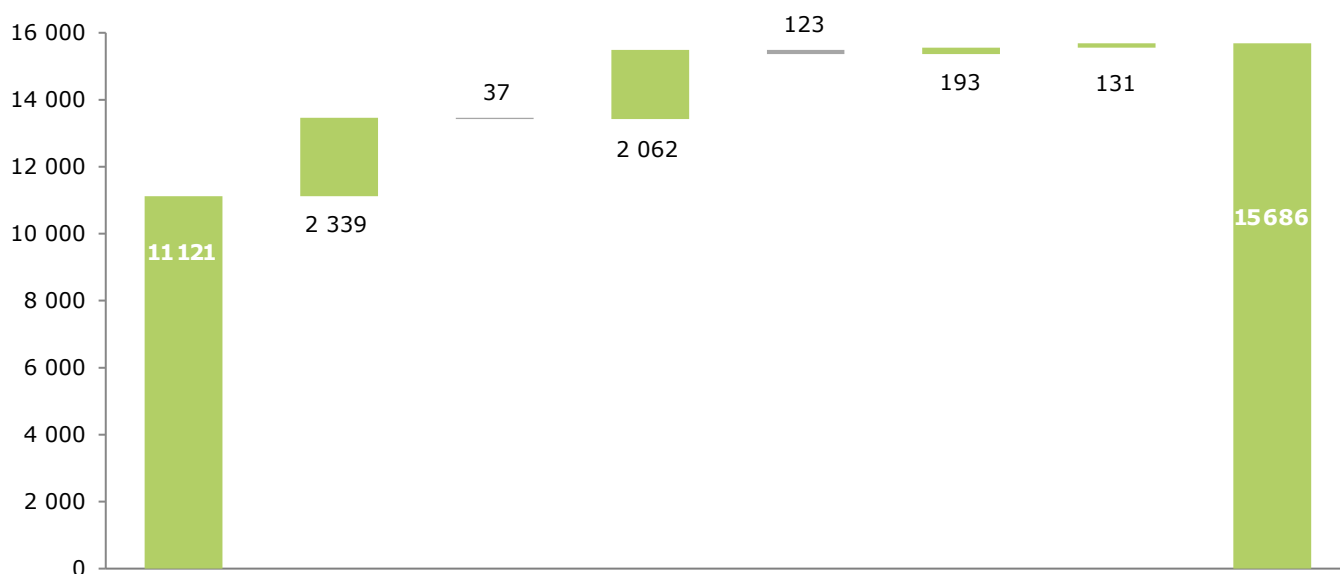
Wykres: Struktura Aktywów oraz Kapitałów i Zobowiązań (mIn PLN).



Wykres: Zmiana stanu środków pieniężnych (mIn PLN).



Wykres: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).



Zadłużenie finansowe netto 31 grudnia 2023	Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	Wpływy z tytułu emisji akcji akcjonariuszy niekontrol.	Nabycie/Sprzedaż rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerial.	Zmiana środków o ogranicz. możliwości dyspon.	Obsługa zadłużenia - odsetki	Pozostałe	Zadłużenie finansowe netto 31 marca 2024 <sup>1</sup>
--	---	--	--	---	------------------------------	-----------	---

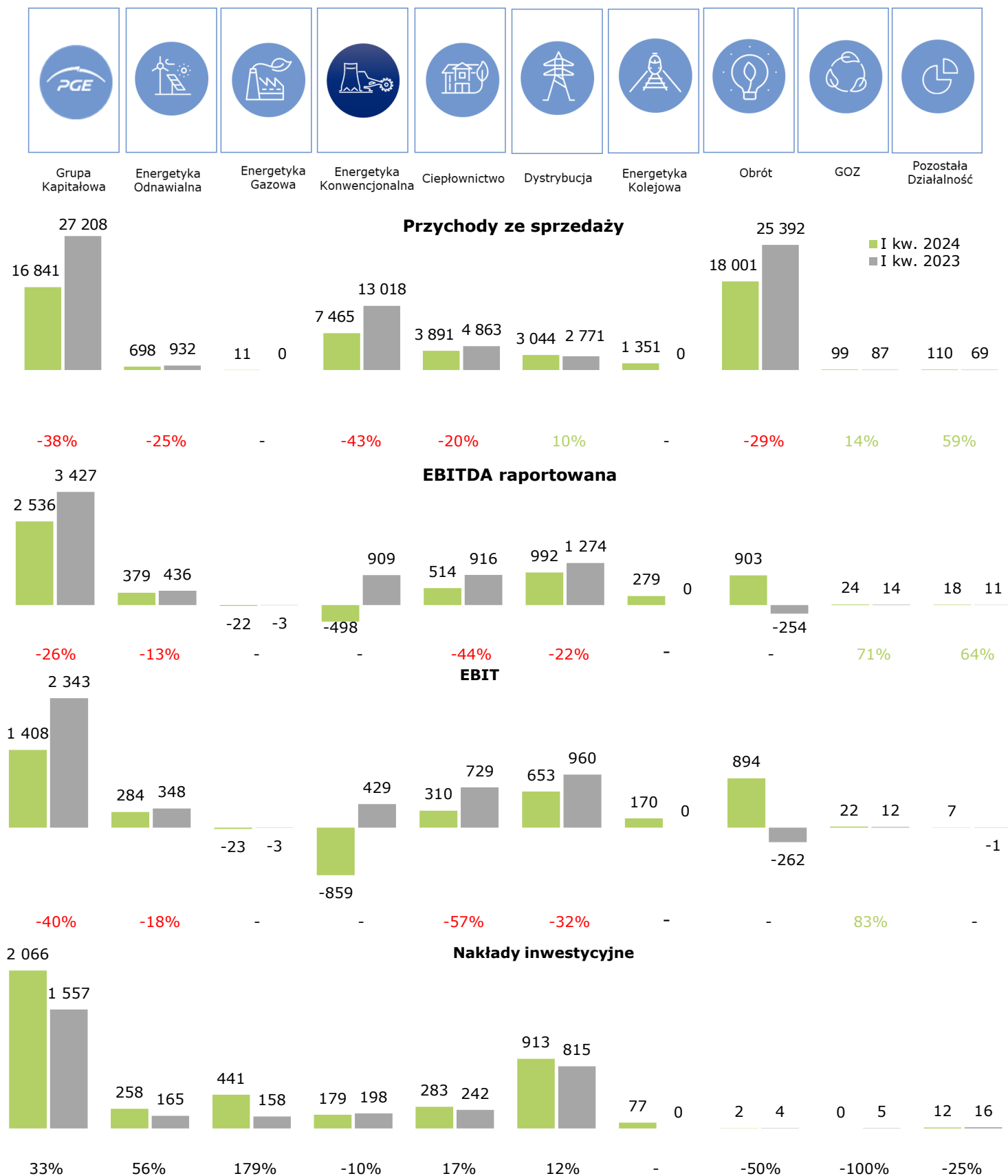
**Wpływ na poziom zadłużenia netto**

Zadłużenie finansowe netto	<b>11 121</b>	2 339	-37	2 062	-123	193	131	<b>15 686</b>
----------------------------	---------------	-------	-----	-------	------	-----	-----	---------------

<sup>1</sup>Szacunkowy poziom ekonomicznego zadłużenia netto (uwzględniającego przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>) wynosi 21 227 mln PLN.

## 3.2. Charakterystyka segmentów działalności

### 3.2.1 Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności<sup>1</sup>



<sup>1</sup>Od I kwartału 2024 roku utworzono segment Energetyka Gazowa oraz dostosowano do porównywalności dane segmentu Pozostała Działalność za I kwartał 2023 roku, w którym w poprzednich okresach raportowych prezentowane były spółki przeniesione do nowoutworzonego segmentu.

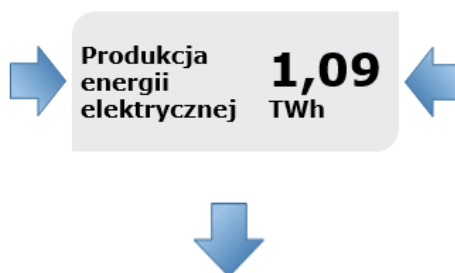
### 3.2.2 Segment działalności – Energetyka Odnawialna

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz w elektrowniach szczytowo-pompowych.

## Energetyka Odnawialna



Główne pozycje przychodowe	mIn PLN
Sprzedaż energii elektrycznej	514
Rynek Mocy	79
Sprzedaż praw majątkowych	69
Regulacyjne usługi systemowe	5



Główne pozycje kosztowe	mIn PLN
Zużycie energii w tym energia na potrzeby pompowania	171 169
Amortyzacja	95
Usługi Obce	56
Koszty osobowe	53
Podatki i opłaty w tym podatek od nieruchomości	23 18

Główne pozycje wynikowe	mIn PLN
<b>EBIT</b>	284
<b>EBITDA</b>	379

Segment Energetyka Odnawialna oparty jest przede wszystkim o **przychody ze sprzedaży energii elektrycznej**, przy czym, w odróżnieniu od produkcji w elektrowniach systemowych segmentu Energetyka Konwencjonalna, przychody te uzależnione są w większym stopniu od zmienności warunków atmosferycznych i ceny na rynku spot ze względu na przyjęty model sprzedaży energii ze źródeł odnawialnych. Wolumen produkcji energii elektrycznej przekłada się równocześnie na produkcję praw majątkowych (zielonych) i przychody z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia energii uzyskiwane przez aktywa segmentu, z wyłączeniem elektrowni wodnych powyżej 5 MWe.

Istotną pozycję w przychodach segmentu od 2021 roku stanowią **przychody z Rynku Mocy**, mechanizmu wprowadzonego w celu zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w KSE. Wybrane elektrownie segmentu Energetyka Odnawialna, otrzymują wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (pozostawanie przez Jednostkę Rynku Mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do KSE oraz zobowiązanie do dostawy określonej mocy w okresie zagrożenia). Przychody z Rynku Mocy skompensowały częściową utratę przychodów z tyt. świadczenia regulacyjnych usług systemowych. Wycofana została usługa rezerwy interwencyjnej gotowość (RIG).

Po stronie kosztowej najważniejsze pozycje stanowią: **zużycie energii na potrzeby pompowania wody w elektrowniach szczytowo-pompowych, amortyzacja aktywów segmentu oraz usługi obce**, głównie usługi remontowe. Istotną pozycję kosztową działalności w ramach segmentu stanowi również podatek od nieruchomości oraz wynagrodzenia pracowników. Na podstawie przepisów Ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku wytwórcy energii elektrycznej zobowiązani byli do dokonywania **odpisu na Fundusz WRC**.

### AKTYWA I DANE OPERACYJNE

W ramach Grupy Kapitałowej PGE działalnością operacyjną w zakresie energetyki odnawialnej zarządza spółka PGE Energia Odnawialna S.A. Ze względu na charakter działalności w składzie segmentu prezentowane są również spółki z obszaru Energetyka Morska, które odpowiadają za wszelkie działania związane z wiatrową energetyką morską.

Na aktywa segmentu składa się:

- 21 farm wiatrowych,
- 33 elektrownie fotowoltaiczne,
- 29 elektrowni wodnych przepływowych,
- 4 elektrownie wodne szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym.

Wykres: Główne aktywa segmentu Energetyka Odnawialna i ich moc zainstalowana.

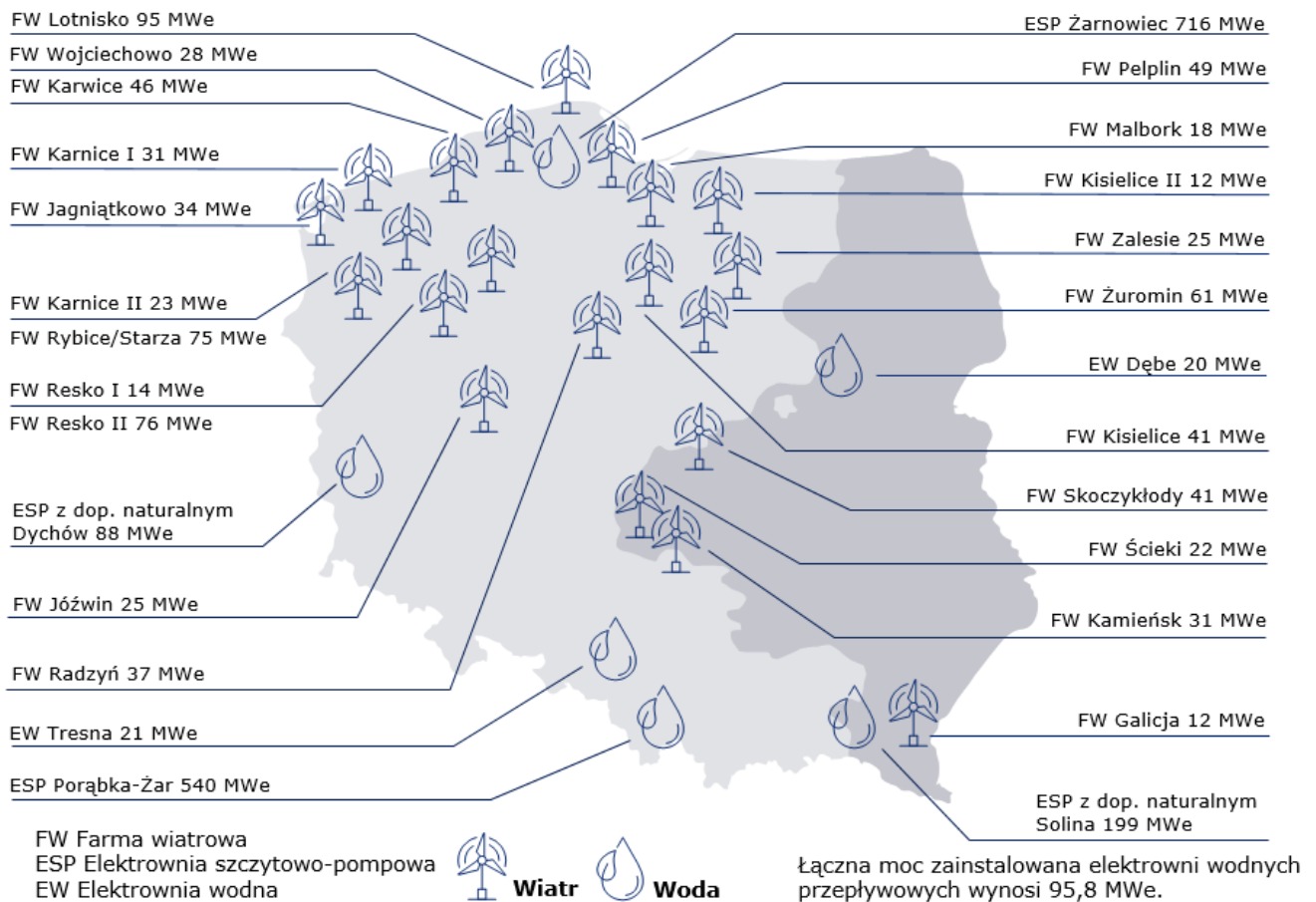
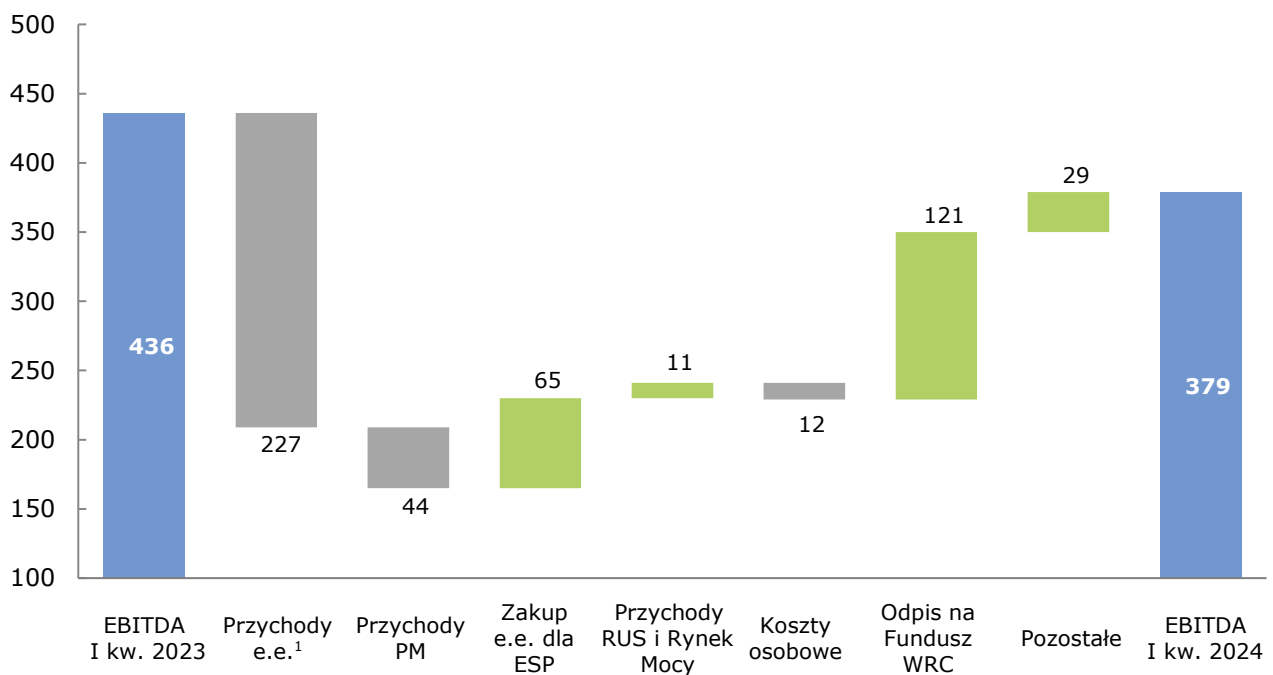


Tabela: Produkcja energii (GWh).

Rodzaje Elektrowni	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
Elektrownie wodne szczytowo-pompowe	317	291	9%
Elektrownie wodne przepływowe	174	163	7%
Elektrownie wiatrowe	588	574	2%
Elektrownie fotowoltaiczne	10	2	400%
<b>Razem</b>	<b>1 089</b>	<b>1 030</b>	<b>6%</b>

KLUCZOWE WIELKOŚCI FINANSOWE W SEGMENTCIE

Wykres: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Energetyka Odnawialna w ujęciu zarządczym (mln PLN).



	EBITDA I kw. 2023	Przychody e.e. <sup>1</sup>	Przychody PM	Zakup e.e. dla ESP	Przychody RUS i Rynek Mocy	Koszty osobowe	Odpis na Fundusz WRC	Pozostałe	EBITDA I kw. 2024
<b>Odchylenie</b>		<b>-227</b>	<b>-44</b>	<b>65</b>	<b>11</b>	<b>-12</b>	<b>121</b>	<b>29</b>	
EBITDA I kw. 2023	<b>436</b>	741	113	234	73	41	120	96	
EBITDA I kw. 2024		514	69	169	84	53	-1	67	<b>379</b>

<sup>1</sup>Pozycja zawiera przychody e.e. z podstawowych technologii wytwarzania (wiatr, woda, PV, ESP).

Kluczowe czynniki wpływające na wyniki segmentu Energetyka Odnawialna r/r:

- **Niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej** wynikają z: niższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 316 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o 432 mln PLN, wyższego wolumenu sprzedaży o 269 GWh, co wpłynęło na powiększenie przychodów o 205 mln PLN.
- **Niższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych**, które wynikają z niższej średniej ceny sprzedaży o 83 PLN/MWh r/r, w wyniku czego przychody spadły o 42 mln PLN, niższego wolumenu sprzedaży o 7 GWh, co wpłynęło na spadek przychodów o 2 mln PLN.
- **Niższe koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby pompowania** w elektrowniach szczytowo-pompowych w wyniku niższej średniej ceny zakupu energii elektrycznej o 249 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek kosztów o 147 mln PLN oraz wyższego wolumenu zakupu o 154 GWh, wpływającego na wzrost kosztów o 82 mln PLN.
- **Wzrost przychodów z Rynku Mocy oraz Regulacyjnych Usług Systemowych** związane głównie z większym wykorzystaniem jednostek w systemie.



- **Wzrost kosztów osobowych** jest głównie efektem wyższego zatrudnienia ze względu na rozwój obszarów Energetyki Morskiej i Energetyki Odnawialnej oraz podpisanych porozumień płacowych.
- **Brak odpisu na Fundusz WRC**, który występował w 2023 roku.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** wynika głównie z przesunięcia w czasie kosztów prowadzenia działalności operacyjnej obszarów Energetyki Morskiej oraz Energetyki Odnawialnej.

#### NAKLADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna.

mIn PLN	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	255	162	57%
▪ Rozwojowe	219	132	66%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	36	30	20%
Pozostałe	3	3	0%
<b>Razem</b>	<b>258</b>	<b>165</b>	<b>56%</b>

#### KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA ODNAWIALNA

##### ▪ **Program Budowy Morskich Farm Wiatrowych**

Grupa dysponuje 8 pozwoleniami lokalizacyjnymi dla elektrowni morskich na Morzu Bałtyckim. 5 postępowań (z łącznym potencjałem mocy ok. 3,9 GW) zostało rozstrzygniętych na korzyść GK PGE w 2023 roku, natomiast 3 pozwolenia lokalizacyjne Grupa PGE uzyskała w 2012 roku, w oparciu o które przygotowuje inwestycje na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy ok. 3,5 GW (z czego 2,5 GW w JO z Ørsted). Uruchomienie obu etapów projektu prowadzonego wspólnie z Ørsted - Baltica 2 o mocy do 1,5 GW i Baltica 3 o mocy do 1,0 GW planowane jest do 2030 roku, natomiast projektu Baltica 1 po 2030 roku.

18 stycznia 2024 roku podpisano umowę z GE Vernova – spółką reprezentowaną w Polsce przez GE Power sp. z o.o. – oraz Polimex Mostostal S.A., które jako konsorcjum zbudują lądową infrastrukturę niezbędną do wyprowadzenia mocy z projektu Baltica 2, jednego z dwóch etapów morskiej farmy wiatrowej Baltica. Lądowa infrastruktura przyłączeniowa dla projektu Baltica 2 powstanie na Pomorzu w okolicach miejscowości Osieki Lęborskie w gminie Choczewo, w powiecie wejherowskim. Generalny wykonawca zbuduje ją w tzw. formule „pod klucz”. Zadanie wybudowania przyłącza lądowego obejmuje wykonanie stacji najwyższych napięć oraz lądowych linii eksportowych niezbędnych do wyprowadzenia mocy do KSE. Prace budowlane rozpoczną się w maju 2024 roku. Testowanie i uruchomienie lądowej stacji zaplanowano na lata 2026-2027.

W lutym 2024 roku Grupa PGE i Ørsted zakontraktowały statki do transportu i instalacji fundamentów oraz turbin wiatrowych dla projektu Baltica 2.

16 lutego 2024 roku Wojewoda Pomorski wydał pozwolenia na budowę części morskiej projektu farmy wiatrowej Baltica 2. Dotyczą one budowy turbin wiatrowych i morskich stacji transformatorowych. To ostatnie pozwolenia niezbędne do rozpoczęcia budowy.

Grupa PGE i Ørsted mają zakontraktowane już wszystkie niezbędne komponenty dla morskiej farmy wiatrowej Baltica 2 oraz podpisane umowy na instalację fundamentów, turbin, kabli i lądowej infrastruktury przyłączeniowej. Uzyskali też wszystkie pozwolenia niezbędne do rozpoczęcia prac budowlanych. Ostatnim krokiem przed rozpoczęciem budowy będzie podjęcie przez inwestorów ostatecznej decyzji inwestycyjnej.

Celem strategicznym Grupy PGE w obszarze energetyki morskiej jest zbudowanie co najmniej 6,5 GW mocy do 2040 roku.

##### ▪ **Program Budowy Instalacji Fotowoltaicznych GK PGE**

Dotychczas w ramach Programu odebrano projekty o łącznej mocy ok. 83 MW, w tym w I kwartale 2024 roku do eksploatacji przekazano farmy o łącznej mocy 35 MW (m.in. dwa duże projekty takie jak PV Augustynka o mocy 25 MW i Pasterzowice – 8 MW).

W fazie realizacji znajduje się ok. 320 MW projektów, w tym m.in. PV Jeziórko (100 MW), PV Pokrzywnica (7 MW) i PV Krotoszyn (5 MW), gdzie przekazanie do eksploatacji planowane jest na przełomie I i II półrocza 2024 roku.

W I kwartale 2024 roku kontynuowano działania na rzecz rozwoju kolejnych projektów farm fotowoltaicznych, w tym pozyskiwanie praw do gruntów oraz uzyskiwanie wymaganych decyzji administracyjnych, zmierzających do pozyskania pozwoleń na budowę.

▪ **Modernizacja wyposażenia technologicznego Elektrowni Wodnej Dębe**

Dotychczas zakończono modernizację trzech z czterech hydrozespołów Elektrowni Wodnej Dębe. W I kwartale 2024 roku zakończono również demontaże i kontynuowano prace modernizacyjne na ostatnim (czwartym) hydrozespolu. Zakończenie modernizacji planowane jest w II półroczu 2024 roku.

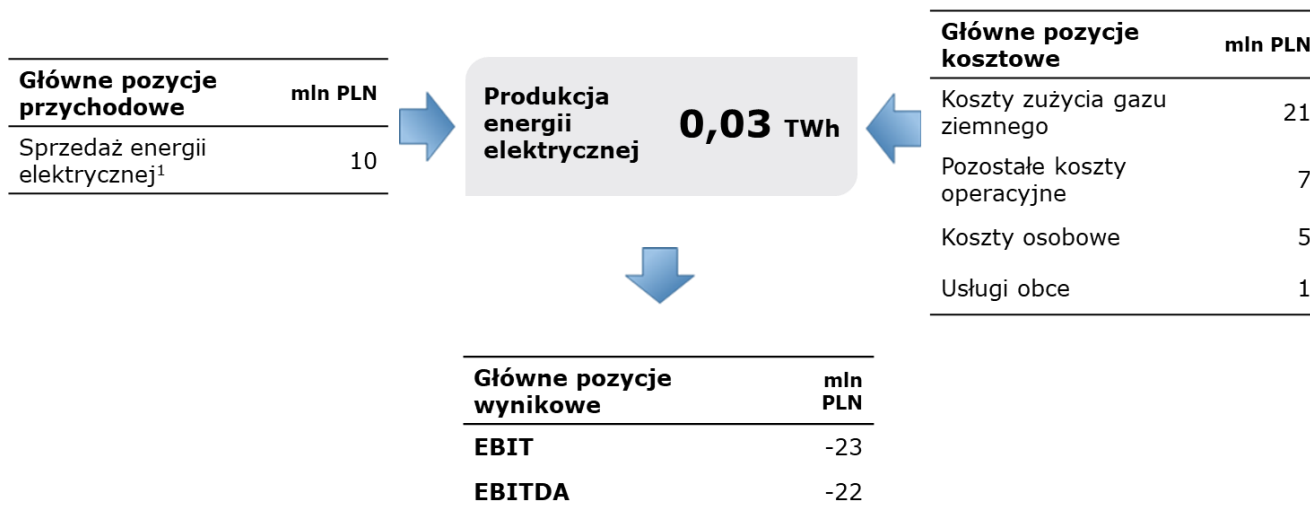
▪ **Program Kompleksowej Modernizacji ESP Porąbka-Żar**

Zakres prac obejmuje modernizację części technologicznej, zbiornika górnego oraz obiektów budowlanych toru wodnego. Na górze Żar zainstalowano otaczarnię, niezbędną do przygotowania mieszanki asfaltobetonowej na potrzeby wymiany asfaltu na zbiorniku górnym. Na początku maja 2024 roku rozpoczęto całkowite odstawienie elektrowni, które planowo potrwa do końca września 2024 roku. Odstawienie elektrowni umożliwi rozpoczęcie tych prac modernizacyjnych na obiekcie, które możliwe są do wykonania przy całkowitym odwodnieniu elektrowni - głównie prace na torze wodnym i w komorze elektrowni. Prace na części technologicznej (modernizacja hydrozespołów) zaplanowane są na IV kwartał 2024 roku. Dla tej części zakresu prac trwają prace projektowe.

### 3.2.3 Segment działalności – Energetyka Gazowa

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach gazowych.

## Energetyka Gazowa



<sup>1</sup>W ujęciu zarządczym

W I kwartale 2024 roku trwały prace rozruchowe bloku nr 9 w Elektrowni Gryfino. Tym samym segment uzyskiwał przychody ze sprzedaży energii elektrycznej na Rynek Bilansujący oraz ponosił koszty zużycia gazu ziemnego. Jednocześnie zgodnie z ustawą z 12 czerwca 2015 roku o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, do momentu oddania bloku do eksploatacji segment nie ponosi kosztów opłat za emisje CO<sub>2</sub>.

Docelowo podstawowym źródłem przychodów segmentu Energetyka Gazowa będą **przychody ze sprzedaży energii elektrycznej** na rynku hurtowym oparte na cenie energii elektrycznej ustalonej przez mechanizmy równoważenia podaży i popytu przy uwzględnieniu kosztów zmiennych wytwarzania. Jednocześnie najistotniejszymi pozycjami kosztowymi segmentu, z racji wielkości i zmienności, a tym samym wpływu na wynik operacyjny, będą **koszty opłat za emisje CO<sub>2</sub>** oraz **koszty zużycia gazu ziemnego**.

Istotną pozycję w przychodach segmentu będą stanowić **przychody z Rynku Mocy**, mechanizmu wprowadzonego w celu zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w KSE. Elektrownie segmentu będą otrzymywać wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (pozostawanie przez jednostkę Rynku Mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu oraz zobowiązanie do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia). Dodatkową pozycję w przychodach segmentu będą stanowić **przychody z tyt. świadczenia regulacyjnych usług systemowych**.

#### AKTYWA

W skład segmentu Energetyka Gazowa będą wchodzić 2 elektrownie pracujące w oparciu o paliwo gazowe, tj.: Elektrownia Gryfino (2 bloki, każdy o mocy zainstalowanej 683 MW) oraz Elektrownia Rybnik (1 blok o mocy 882 MW).

W marcu 2024 roku blok nr 9 w Elektrowni Gryfino został zsynchronizowany z KSE i na 31 marca 2024 roku trwały prace rozruchowe. 13 kwietnia 2024 roku rozpoczął się ruch regulacyjny.

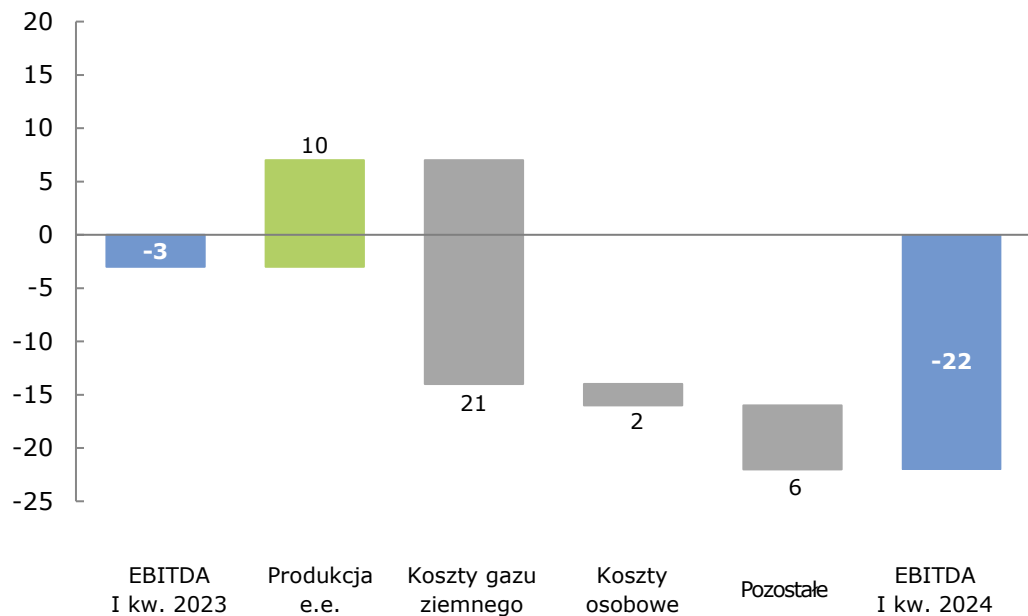
Wykres: Główne aktywa segmentu Energetyka Gazowa i ich moc zainstalowana.



<sup>1</sup>Blok nie został jeszcze przekazany do eksploatacji; 13 kwietnia 2024 roku rozpoczął się ruch regulacyjny.

#### KLUCZOWE WIELKOŚCI FINANSOWE W SEGMENTCIE

Wykres: Kluczowe odchylenia powtarzalnego wyniku EBITDA w segmencie Energetyka Gazowa w ujęciu zarządczym (mln PLN).



	EBITDA I kw. 2023	Produkcja e.e.	Koszty gazu ziemnego	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I kw. 2024
<b>Odchylenie</b>		<b>10</b>	<b>-21</b>	<b>-2</b>	<b>-6</b>	
EBITDA I kw. 2023	<b>-3</b>	0	0	3	0	
EBITDA I kw. 2024		10	21	5	6	<b>-22</b>

Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu Energetyka Gazowa r/r:

- **Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej**, jako efekt sprzedaży 0,03 TWh energii elektrycznej na Rynku Bilansującym.

- **Koszty zużycia gazu ziemnego**, jako efekt zużycia 0,37 PJ paliwa w procesie produkcyjnym.
- **Wyższe koszty osobowe**, głównie w związku z rozpoczęciem procesu produkcyjnego w Elektrowni Gryfino.
- **Pozycja pozostałe** uwzględnia głównie koszty niespełnienia Operacyjnego Kamienia Milowego (OKM) dotyczącego Rynku Mocy o wartości 7 mln PLN, które obciążą pozostałe koszty operacyjne PGE Gryfino 2050 sp. z o.o. w związku z przesunięciem w czasie rozpoczęcia procesu produkcyjnego.

#### NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Gazowa<sup>1</sup>

mIn PLN	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	441	158	179%
▪ Rozwojowe	441	158	179%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	0	0	-
Pozostałe	0	0	-
<b>Razem</b>	<b>441</b>	<b>158</b>	<b>179%</b>

<sup>1</sup>Segment wydzielony z segmentu Pozostała Działalność od 2024 roku.

#### KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA GAZOWA

- W I kwartale 2024 roku kontynuowano prace związane z realizacją projektu budowy **bloku gazowo-parowego** o mocy 882 MW brutto w **Rybniku (Rybnik 2050 sp. z o.o.)**. Do czasu uzyskania Pozwolenia na Budowę (PnB) na terenie budowy kontynuowano prace przygotowawcze: zainstalowano zaplecze kontenerowe wraz z przyłączem elektrycznym i wodno-kanalizacyjnym. Wykonywano prace makroniwelacyjne, geotechniczne i geologiczne. 12 marca 2024 roku uzyskano decyzję PnB z rygiorem natychmiastowej wykonalności. Po uzyskaniu PnB Wykonawca rozpoczął właściwe prace budowlane przygotowujące do wykonania fundamentów pod główny budynek bloku. Wykonawca realizuje zamówienia głównych elementów budowy elektrowni (turbozespołu, kotłowni, urządzeń pomocniczych) oraz zawierane są umowy z kolejnymi podwykonawcami prac i urządzeń.
- W I kwartale 2024 roku kontynuowano prace związane z realizacją **budowy dwóch nowych bloków gazowo-parowych** o mocy 683 MWe każdy (**PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.**). W styczniu 2024 roku z wynikiem pozytywnym zakończono proces chemicznego czyszczenia (tzw. trawienia) instalacji bloku 10. W lutym 2024 roku zakończono przygotowanie do rozruchu bloku 9. 27 lutego 2024 roku nastąpił pierwszy zapłon Turbiny Gazowej Bloku nr 9 (TG9), natomiast pierwszą synchronizację z KSE przeprowadzono 4 marca 2024 roku. Aktualnie na terenie budowy prowadzony jest ruch regulacyjny bloku nr 9 oraz prace przygotowawcze do pierwszego rozpalenia bloku nr 10.

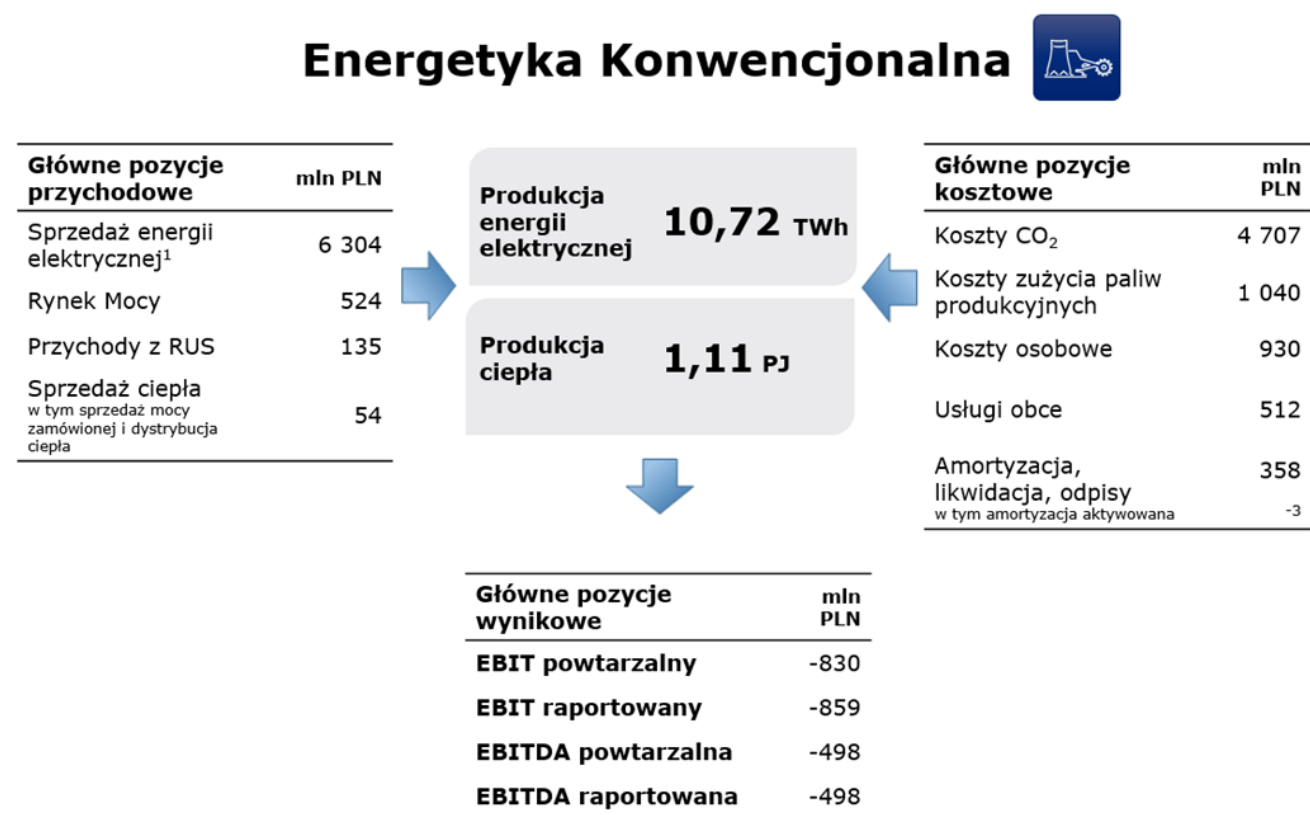
#### KLUCZOWE PROJEKTY W SEGMENTCIE ENERGETYKA GAZOWA

Cel projektu	Budżet	Nakłady łącznie <sup>1</sup>	Nakłady w I kw. 2024 roku <sup>1</sup>	Paliwo/sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa dwóch bloków gazowo-parowych w PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.	4,3 mld PLN	3,4 mld PLN	223 mln PLN	Gaz ziemny/ 63,2 %	Konsorcjum firm: General Electric (lider konsorcjum) i Polimex Mostostal S.A.	Termin kontraktowy - kwiecień 2024 roku. Obecnie prowadzone są rozmowy z GRI dot. ostatecznego terminu przekazania do eksploatacji.
Budowa bloku gazowo-parowego w Rybnik 2050 sp. z o.o.	4,0 mld PLN	241 mln PLN	142 mln PLN	Gaz ziemny/ 63,9 %	Konsorcjum firm: Polimex Mostostal S.A. (lider konsorcjum), Siemens Energy sp. z o.o., Siemens Energy Global GmbH & Co. KG	Grudzień 2026 roku

<sup>1</sup>Nakłady inwestycyjne nie uwzględniają kosztów finansowania oraz wydatków w postaci wypłaconych zaliczek dla Generalnego Realizatora Inwestycji (GRI) oraz pozostałych wykonawców.

### 3.2.4 Segment działalności – Energetyka Konwencjonalna

Przedmiotem działalności segmentu jest wydobywanie węgla brunatnego i wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach konwencjonalnych.



<sup>1</sup>Ujęcie zarządcze

Podstawowym źródłem przychodów segmentu Energetyka Konwencjonalna są **przychody ze sprzedaży energii elektrycznej** na rynku hurtowym oparte na cenie energii elektrycznej ustalonej przez mechanizmy równoważenia podaży i popytu przy uwzględnieniu kosztów zmiennych wytwarzania. Jednocześnie najistotniejszymi pozycjami kosztowymi segmentu, z racji wielkości i zmienności, a tym samym wpływu na wynik operacyjny, są **koszty opłat za emisję CO<sub>2</sub>** oraz **koszty zużycia paliw produkcyjnych**, przede wszystkim węgla kamiennego. Kluczowa dla Grupy produkcja z węgla brunatnego oparta jest o własne wydobywanie, stąd też jego koszt, relatywnie stabilny, odzwierciedlony jest głównie w pozycjach kosztów o charakterze stałym, tj. kosztach osobowych, usługach obcych oraz amortyzacji.

Istotną pozycję w przychodach segmentu od 2021 roku stanowią **przychody z Rynku Mocy**, mechanizmu wprowadzonego w celu zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w KSE. Elektrownie PGE GiEK S.A. otrzymują wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (pozostawanie przez jednostkę Rynku Mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu oraz zobowiązanie do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia). Przychody z Rynku Mocy skompensowały przychody z tyt. świadczenia regulacyjnych usług systemowych. Wycofane zostały usługi interwencyjnej rezerwy zimnej (IRZ) oraz operacyjna rezerwa mocy (ORM), pozostały natomiast głównie przychody z realokacji mocy.

Dodatkowo segment uzyskuje **przychody ze sprzedaży ciepła**, produkowanego w elektrowniach systemowych.

Na podstawie przepisów Ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku wytwórcy energii elektrycznej zobowiązani byli do dokonywania **odpisu na Fundusz WRC**.

## AKTYWA

W skład segmentu Energetyka Konwencjonalna wchodzi: 2 kopalnie węgla brunatnego i 5 elektrowni konwencjonalnych.

Segment Energetyka Konwencjonalna jest liderem w branży wydobywczej węgla brunatnego (jego udział w rynku wydobywczym tego surowca stanowi 96%<sup>9</sup> krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii elektrycznej – wytwarza ok. 27%<sup>10</sup> krajowej produkcji energii elektrycznej brutto. Produkcja oparta jest na węglu brunatnym, wydobywanym z własnych kopalni oraz węgla kamiennym.

Wykres: Główne aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna i ich moc zainstalowana.

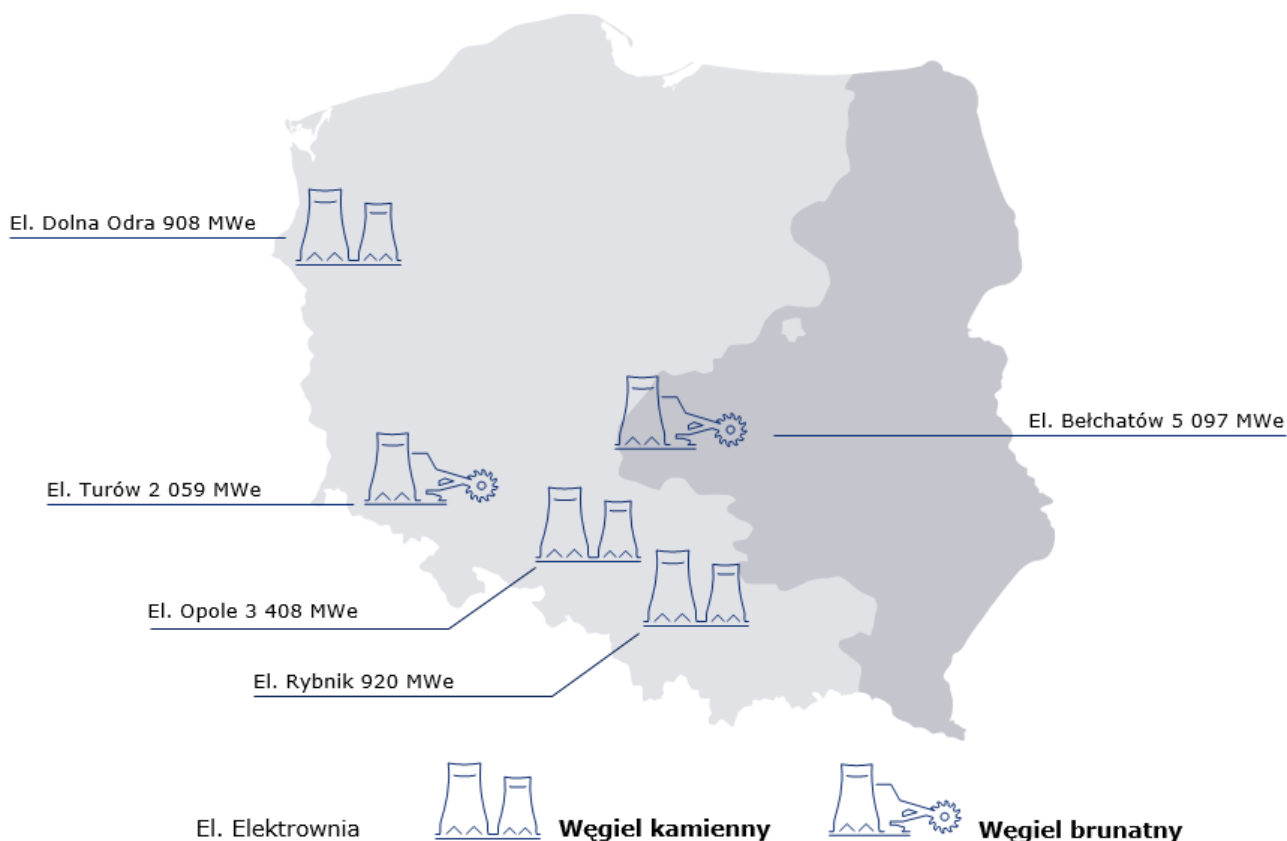


Tabela: Produkcja energii (TWh).

Główne typy paliwa	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
Węgiel kamienny	3,08	3,44	-10%
Węgiel brunatny	7,63	8,12	-6%
Biomasa	0,01	0,00	-
<b>Razem</b>	<b>10,72</b>	<b>11,56</b>	<b>-7%</b>

Tabela: Produkcja ciepła (PJ).

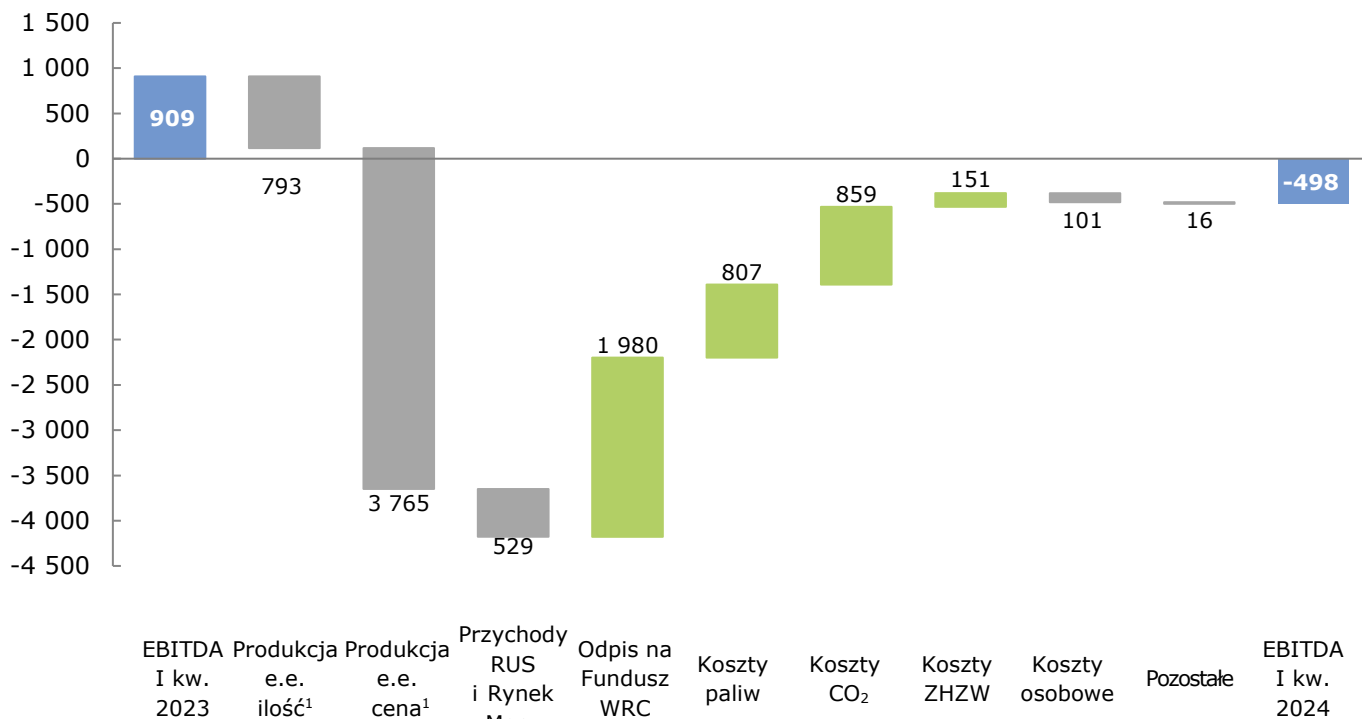
Główne typy paliwa	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
Węgiel kamienny	0,23	0,24	-4%
Węgiel brunatny	0,88	0,90	-2%
<b>Razem</b>	<b>1,11</b>	<b>1,14</b>	<b>-3%</b>

<sup>9</sup> Wyliczenia własne w oparciu o dane GUS.

<sup>10</sup> Wyliczenia własne w oparciu o dane PSE S.A.

### KLUCZOWE WIELKOŚCI FINANSOWE W SEGMENTCIE

Wykres: Kluczowe odchylenia powtarzalnego wyniku EBITDA w segmencie Energetyka Konwencjonalna w ujęciu zarządczym (mln PLN).



Odchylenie	-793	-3 765	-529	1 980	807	859	151	-101	-16	
EBITDA I kw. 2023	909	10 862	1 188	1 977	1 847	5 566	397	829	525	
EBITDA I kw. 2024		6 304	659	-3	1 040	4 707	246	930	541	-498

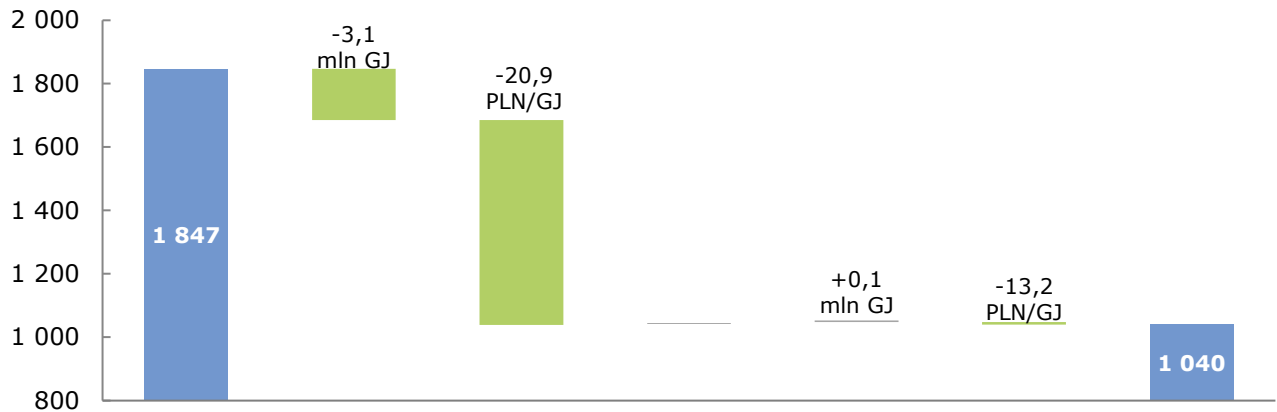
<sup>1</sup>Ujęcie zarządcze.

Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu Energetyka Konwencjonalna r/r:

- **Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**, który wynika z: niższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 360 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o ok. 3 765 mln PLN; niższego wolumenu sprzedaży o 0,8 TWh, co wpłynęło na pomniejszenie przychodów o ok. 793 mln PLN.
- **Niższe przychody z RUS**, głównie w efekcie wysokiej bazy 2023 roku, t.j. przychody z rozliczeń z OSP z tytułu realokacji produkcji energii elektrycznej pomiędzy oddziałami PGE GiEK S.A. w ramach Rynku Bilansującego oraz **niższy wynik uzyskany z Rynku Mocy** na skutek niższego wolumenu Obowiązku Mocowego skompensowanego wzrostem średniej ceny oraz na skutek niższego udziału jednostek PGE GiEK S.A. w sumie mocy dyspozycyjnych GK PGE.
- **Brak odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny**, który występował w 2023 roku.
- **Niższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego na skutek niższej ceny o 20,9 PLN/GJ oraz niższego zużycia tego paliwa z powodu niższej produkcji energii elektrycznej. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższe koszty CO<sub>2</sub>** spowodowane niższym średnim kosztem CO<sub>2</sub> o 36,3 PLN/t oraz niższym poziomem emisji CO<sub>2</sub> na skutek niższej produkcji energii elektrycznej. Główne odchylenia zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższe koszty ZHZW** głównie w związku z niższą średnią ceną energii elektrycznej.
- **Wyższe koszty osobowe** głównie w związku z realizacją porozumień zawartych ze stroną społeczną.



Wykres: Koszty zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Energetyka Konwencjonalna (mln PLN).

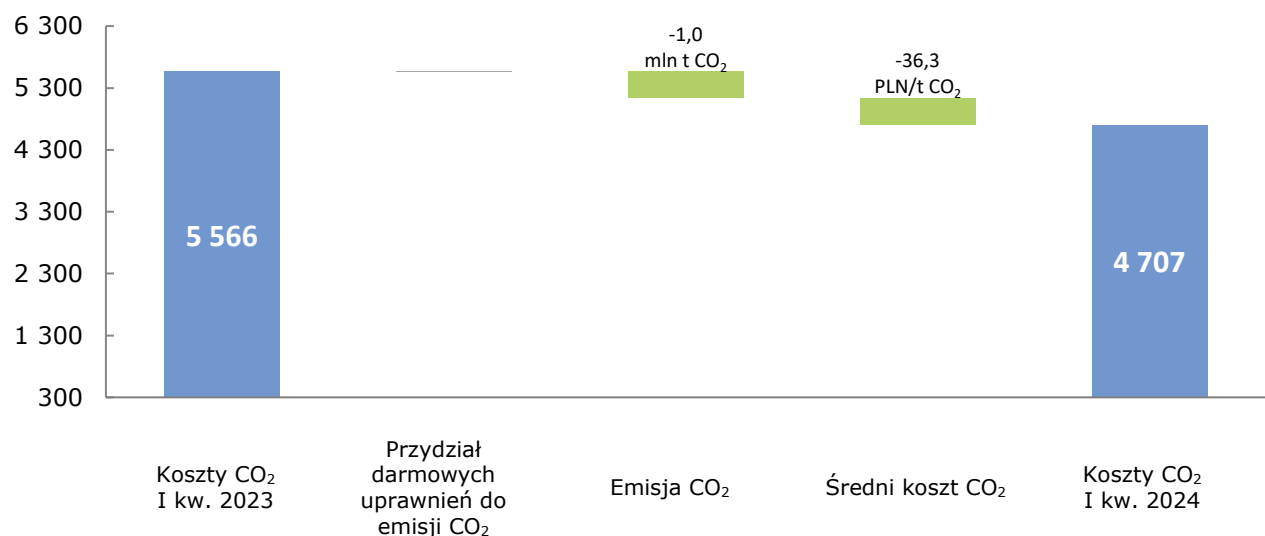


	Koszty paliw I kw. 2023	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Biomasa Ilość i cena	Olej opałowy lekki i ciężki ilość	Olej opałowy lekki i ciężki cena	Koszty paliw I kw. 2024
<b>Odchylenie</b>		<b>-162</b>	<b>-646</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>-8</b>	
Koszty paliw I kw. 2023	<b>1 847</b>		1 798	0		49	
Koszty paliw I kw. 2024			990	3		47	<b>1 040</b>

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

Rodzaj paliwa	I kw. 2024		I kw. 2023	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 387	990	1 533	1 798
Biomasa	4	3	0	0
Olej opałowy lekki i ciężki	16	47	14	49
<b>Razem</b>		<b>1 040</b>		<b>1 847</b>

Wykres: Koszty CO<sub>2</sub> w segmencie Energetyka Konwencjonalna (mln PLN).



	Przydział darmowych uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>	Emisja CO <sub>2</sub>	Średni koszt CO <sub>2</sub>	Koszty CO <sub>2</sub> I kw. 2024
<b>Odchylenie</b>	<b>0</b>	<b>-433</b>	<b>-426</b>	
Koszty CO <sub>2</sub> I kw. 2023				<b>5 566</b>
Koszty CO <sub>2</sub> I kw. 2024				<b>4 707</b>

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO<sub>2</sub> w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

Dane dot. CO <sub>2</sub>	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> (tony)	14 991	15 682	-4%
Emisja CO <sub>2</sub> (tony)	11 781 145	12 774 471	-8%
Średni koszt CO <sub>2</sub> (PLN/t)	400,0	436,3	-8%

#### NAKLADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna

mIn PLN	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	164	177	-7 %
▪ Rozwojowe	1	4	-75 %
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	163	173	-6 %
Pozostałe	15	21	-29%
<b>Razem</b>	<b>179</b>	<b>198</b>	<b>-10 %</b>

#### KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA KONWENCJONALNA

- W ramach **Zabudowy Stacji Rozruchowej w Elektrowni Dolna Odra** 17 stycznia 2024 roku odebrano Etap nr 8, tj. „Wykonanie prac montażowych instalacji pomocniczych”, a 27 marca 2024 roku Etap nr 9 i 10, tj. „Wykonanie prac montażowych w branży elektrycznej i Aparatury Kontrolno-Pomiarowej i Automatyki (AKPiA), sterowania” oraz „Pozostałe prace montażowe”. Dodatkowo podpisano dwa Aneksy (nr 3 i 4) dot. zmian: zakresu prac dodatkowych, terminu zakończenia realizacji z 13 lutego 2024 roku na 6 kwietnia 2024 roku i wartości umowy do finalnej kwoty 40 mln PLN.
- W styczniu 2024 roku w ramach zadania **Budowa Wytwornicy Pary w Elektrowni Rybnik** przeprowadzono z wynikiem pozytywnym hydrostatyczną próbę szczelności zbiornika ZOM1, a 28 lutego 2024 roku próbę ciśnieniową rurociągów pary. Dodatkowo w lutym 2024 roku podpisano Aneks nr 1 do umowy ze spółką Energopomiar sp. z o.o. na pomiary gwarancyjne. 29 marca 2024 roku podpisano Protokół Przejęcia Obsługi i Protokół Przekazania do Eksploatacji z wykazem usterek nielimitujących.
- 2 lutego 2024 roku zawarto Aneks nr 5 do kontraktu na rozbudowę **oczyszczalni ścieków w Elektrowni Turów**, zgodnie z którym rozszerzony został zakres przedmiotu kontraktu, m.in. o: budowę odczepu od rurociągu z instalacji tłocznej ścieków z pompowni wraz ze sterowaniem z nastawni i niezbędnymi pomiarami przepływu dodatkowego układu napowietrzania ścieków (zmiana terminu zakończenia realizacji do 31 grudnia 2024 roku oraz wzrost wartości kontraktu do kwoty 3,7 mln PLN). 4 marca 2024 roku przekazano do modernizacji osadnik popiołów w Elektrowni Turów.
- 19 lutego 2024 roku do kancelarii prawnej reprezentującej PGE GiEK S.A. wpłynęło z sądu pismo przedłużające wstrzymanie nadania dalszego biegu i ponownie zobowiązujące Zamawiającego do przedstawienia do 14 maja 2024 roku informacji dotyczącej efektów prowadzonych mediacji pomiędzy PGE GiEK S.A. i Wykonawcami **bloku nr 7 w Elektrowni Turów**. 30 kwietnia 2024 roku kancelaria, w imieniu PGE GiEK S.A. złożyła w Sądzie Okręgowym w Łodzi pismo wnoszące o dalsze wstrzymanie nadawania biegu sprawie do 14 sierpnia 2024 roku.

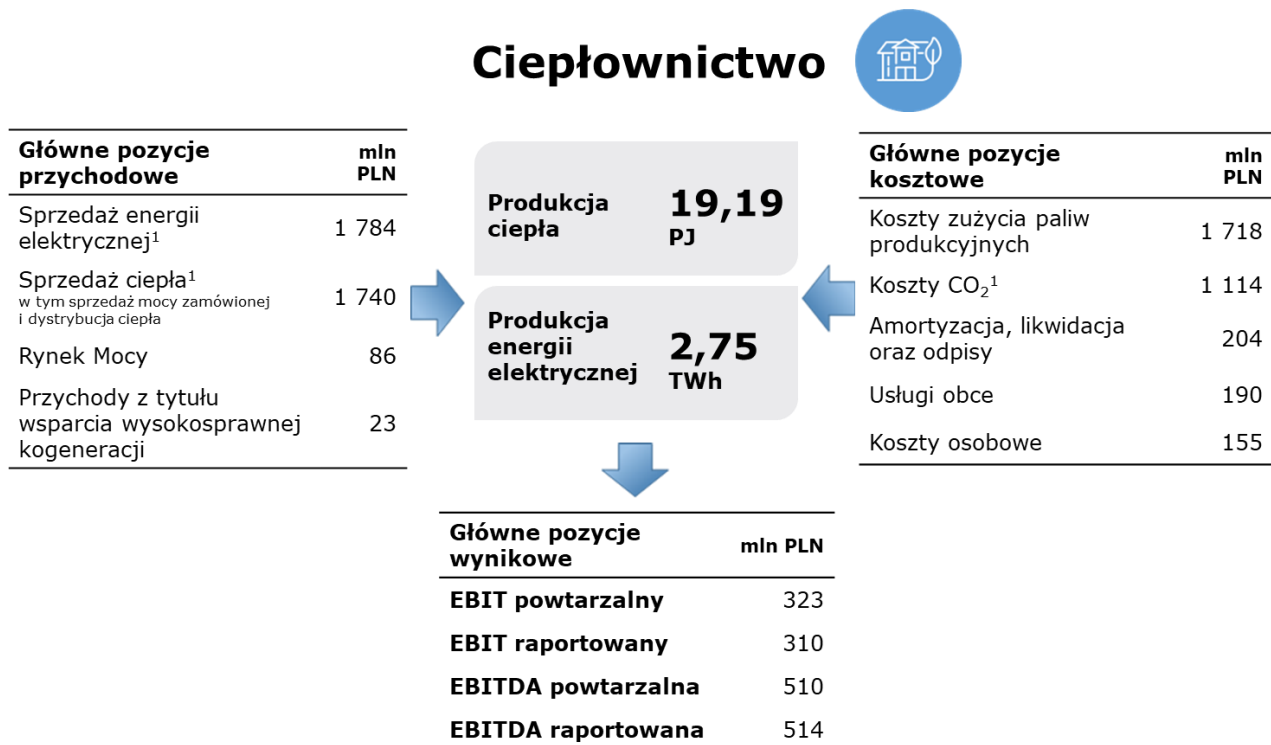
Powyższe wynikało ze złożenia w sądzie 24 października 2023 roku pozwu przeciwko Wykonawcy, związanego z możliwością skorzystania z Gwarancji Należytego Wykonania lub wypłatą odszkodowania w wysokości 200 mln PLN, wynikającego z podejmowania nieprawidłowych i niewystarczających działań w celu usuwania głównych wad w okresie gwarancji, w szczególności związanych z: wymianą młynów węglowych, podwyższoną emisją CO<sub>2</sub> oraz erozją podgrzewaczy spalinowych wody.

Złożenie przez PGE GiEK S.A. pozwu nie ma wpływu na proces prowadzonych z Wykonawcą mediacji w związku z wnioskiem złożonym 15 czerwca 2023 roku w Prokuraturii Generalnej RP o przeprowadzenie mediacji z udziałem mediatora Sądu Polubownego przy Prokuraturii Generalnej RP. Celem mediacji jest podjęcie próby ugodowego rozstrzygnięcia sporów wynikających z kontraktu na budowę bloku w Elektrowni Turów. 13 marca 2024 roku mediatorzy przekazali do wiadomości otrzymane od Wykonawcy roszczenia i propozycję wartości rozliczenia finansowego budowy bloku nr 7 w ramach ugody.

Wykonawcy bloku nr 7 w Elektrowni Turów dokonali (na wniosek Zamawiającego) przedłużenia do 31 lipca 2024 roku ważności Gwarancji Zwrotu Zaliczki i Gwarancji Należytego Wykonania dla Budimex S.A., Mitsubishi Power Europe i Tecnicas Reunidas.

### 3.2.5 Segment działalności - Ciepłownictwo

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach kogeneracyjnych oraz przesył i dystrybucja ciepła.



<sup>1</sup>W ujęciu zarządczym

Podobnie jak w przypadku segmentu Energetyka Konwencjonalna istotnym źródłem przychodów segmentu są **przychody ze sprzedaży energii elektrycznej**, przy czym związane są one zwykle bezpośrednio z produkcją ciepła, zależną od zapotrzebowania, cechując się wysoką sezonowością i zależnością od temperatur zewnętrznych. Z tego względu, w odróżnieniu od elektrowni systemowych segmentu Energetyka Konwencjonalna, elektrociepłownie z reguły nie pełnią aktywnej roli w procesie kształtowania się cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.

**Przychody ze sprzedaży i dystrybucji ciepła** mają charakter regulowany. Przedsiębiorstwa energetyczne samodzielnie ustalają taryfy i przedstawiają je Prezesowi URE do zatwierdzenia. Produkcja ciepła w Grupie PGE odbywa się w jednostkach kogeneracyjnych, których taryfy na ciepło kalkulowane są z wykorzystaniem metody uproszczonej (w odróżnieniu od taryfowania na bazie pełnej struktury kosztów) w oparciu o tzw. ceny referencyjne, przede wszystkim warunkowane średnimi cenami sprzedaży ciepła z jednostek o określonym paliwie, nie będących jednostkami kogeneracji. Publikowane są one co roku przez Prezesa URE. Taryfa na wytwarzanie ciepła dla jednostek kogeneracyjnych na dany rok taryfowy odzwierciedla tym samym zmianę poziomu kosztów ponoszonych przez jednostki ciepłownicze (niekogeneracyjne) w poprzednim roku kalendarzowym. W przypadku taryf na dystrybucję ciepła wykorzystywana jest metoda kosztowa, która pozwala pokryć koszty uzasadnione (głównie koszty strat ciepła oraz podatek od nieruchomości) oraz zwrot z zainwestowanego kapitału, zgodnie z wytycznymi Prezesa URE. Taryfy dystrybucyjne dla ciepła są wykorzystywane przez oddziały w Gorzowie i Zgierzu, a także przez KOGENERACJA S.A., PGE Toruń S.A. oraz EC Zielona Góra S.A.

Produkcja ciepła i energii elektrycznej bezpośrednio związana jest z kluczowymi kosztami zmiennymi segmentu – **kosztem zużycia paliw produkcyjnych** (przede wszystkim węgla kamiennego i gazu ziemnego) oraz **kosztem opłat za emisję CO<sub>2</sub>**.

Wytwarzanie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest dodatkowo wynagradzane. Elektrociepłownie uzyskują wsparcie na poziomie pokrywającym zwiększone koszty operacyjne produkcji. Mechanizm wsparcia w postaci certyfikatów funkcjonuje także dla źródeł wytwórczych opalanych biomasą. Ten rodzaj produkcji jest dodatkowo wynagradzany poprzez przyznawanie świadectw pochodzenia w postaci tzw. zielonych certyfikatów, których sprzedaż stanowi dodatkowy przychód. W ramach segmentu taki przychód uzyskiwany jest w EC Szczecin oraz z bloku biomasowego w EC Kielce.

Istotną pozycję w przychodach segmentu stanowią **przychody z Rynku Mocy**, mechanizmu wprowadzonego w celu zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w KSE. Elektrociepłownie otrzymują

wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (pozostawanie przez jednostkę Rynku Mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu oraz zobowiązanie do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia).

Na wyniki segmentu znacząco wpływają warunki atmosferyczne. Temperatury kształtują bezpośrednio poziom zapotrzebowania na ciepło. Jednocześnie poziom produkcji ciepła determinuje poziom produkcji energii elektrycznej w kogeneracji, która jest dodatkowym, istotnym źródłem przychodów, w decydujący sposób wpływając na rentowność elektrociepłowni.

Na podstawie przepisów Ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku wytwórcy energii elektrycznej byli zobowiązani do dokonywania **odpisu na Fundusz WRC**.

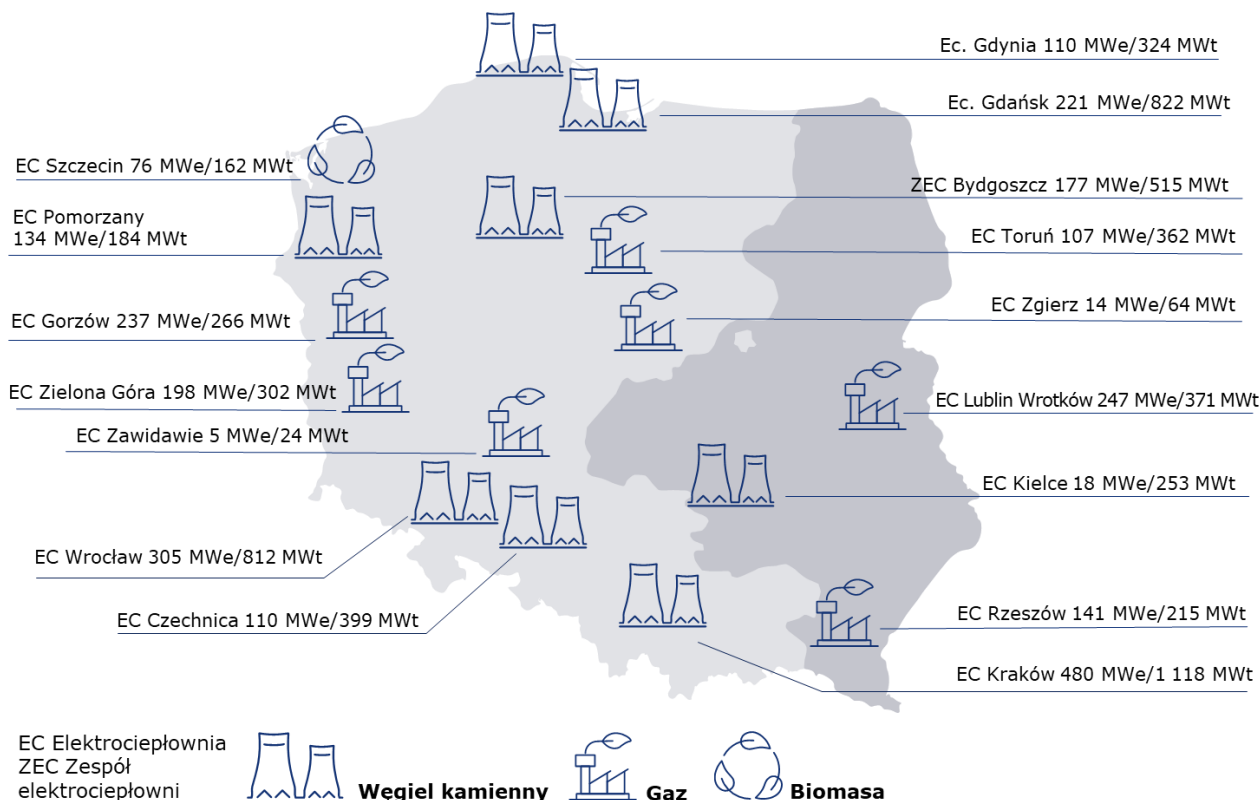
### AKTYWA

W skład segmentu wchodzi spółki: PGE Energia Ciepła S.A., KOGENERACJA S.A., EC Zielona Góra S.A., PGE Toruń S.A., MEGAZEC sp. z o.o. oraz sieć ciepłownicza w Gryfinie.

W skład segmentu wchodzi obecnie 16 elektrociepłowni.

Segment Ciepłownictwo jest największym wytwórcą ciepła w kraju. Produkcja oparta jest głównie na węglu kamiennym i gazie ziemnym.

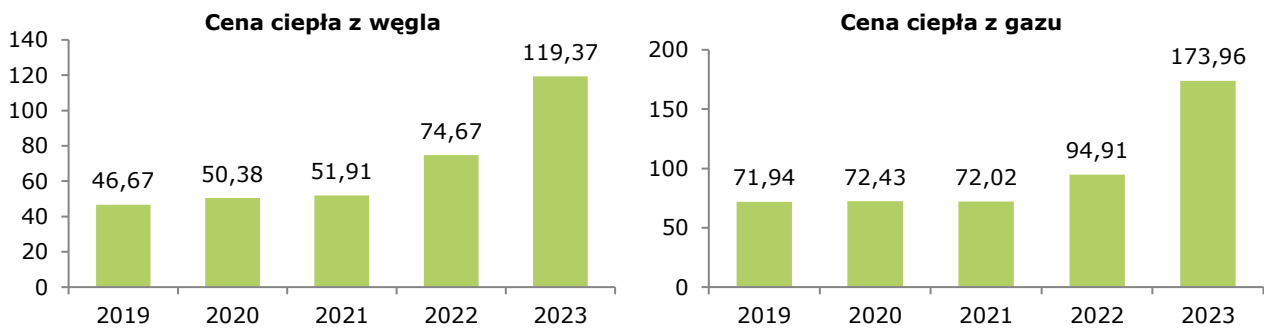
Wykres: Główne aktywa segmentu Ciepłownictwo i ich moc zainstalowana.



### TARYFY W SEGMENTCIE CIEPŁOWNICTWO

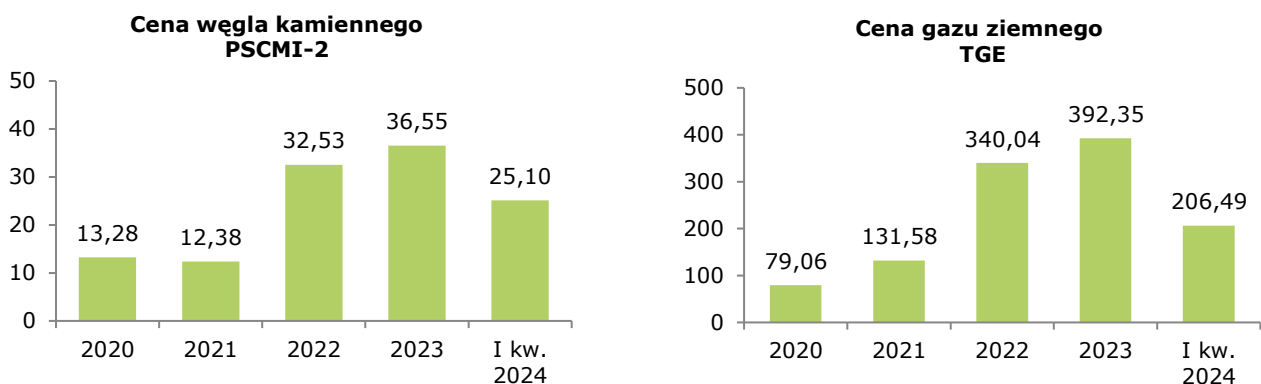
W związku z tym, że przychody ze sprzedaży ciepła dla elektrociepłowni są taryfowane w ramach tzw. metody uproszczonej, cechuje je względne opóźnienie w przenoszeniu kosztów (roczne lub dwuletnie). Bazują one bowiem na dynamice r/r średnich kosztów (uwzględniającej wykorzystywane paliwa) ponoszonych przez jednostki niebędące jednostkami kogeneracji za rok poprzedzający moment ustalania taryfy.

Wykresy: Zmiany referencyjnej ceny ciepła dla węgla kamiennego oraz gazu ziemnego (PLN/GJ).



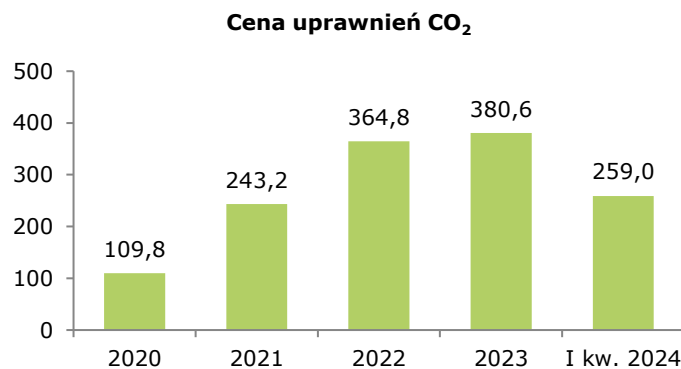
Źródło: URE.

Wykresy: Zmiany kosztów paliw – węgla kamiennego (PLN/GJ) – PSCMI-2<sup>11</sup> i gazu (PLN/MWh) - TGE.



Źródło: ARP, TGE.

Wykres: Zmiana kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub><sup>12</sup> (PLN/t).



Źródło: ICE.

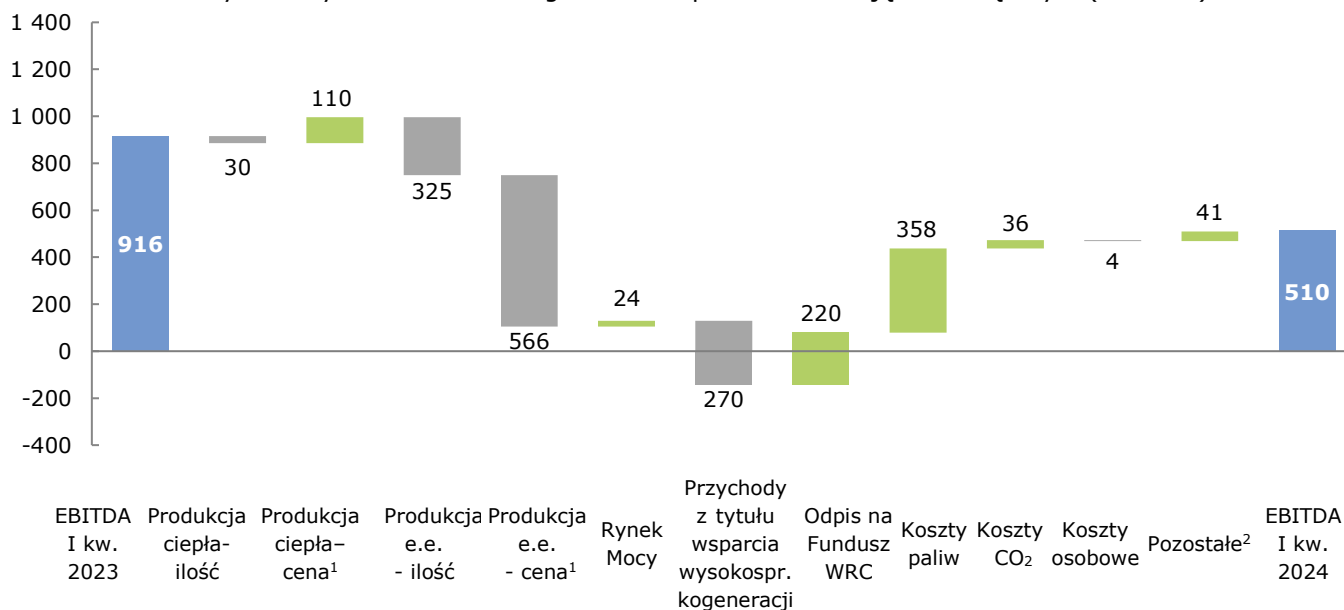
Referencyjna cena ciepła z węgla, odzwierciedlając wcześniejsze zwiększenie kosztów, wzrosła w 2023 roku o 60%. Jest to baza dla wzrostu cen ciepła dla jednostek kogeneracji ustalających taryfę w trakcie 2024 roku. W 2024 roku odnotowano natomiast średni rynkowy spadek ceny węgla o 31%, z kolei średnia cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> zmalała o 32% w stosunku do 2023 roku.

Taryfy dla produkcji ciepła z gazu w 2024 roku ustalane są na bazie zmiany ceny referencyjnej, przy czym w 2024 roku obserwowane są niższe ceny gazu niż we wcześniejszych okresach. Ceny gazu w kontraktach terminowych na TGE kształtowały się na poziomie ok. 206 PLN/MWh (tj. spadek o 47%).

<sup>11</sup> PSCMI-2 Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen miał w energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku ciepła.

<sup>12</sup> Średnia arytmetyczna z notowań dziennych i miesięcznych w danym okresie (cena spot).

Wykres: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Ciepłownictwo w ujęciu zarządczym (mln PLN).



Odchylenie	-30	110	-325	-566	24	-270	220	358	36	-4	41
EBITDA raportowana I kw. 2023	<b>916</b>										
Zdarzenia jednorazowe I kw. 2023	<b>0</b>										
EBITDA powtarzalna I kw. 2023	<b>916</b>	1 660	2 675	62	293	220	2 076	1 150	151	177	
EBITDA powtarzalna I kw. 2024		1 740	1 784	86	23	0	1 718	1 114	155	136	<b>510</b>
Zdarzenia jednorazowe I kw. 2024											<b>4</b>
EBITDA raportowana I kw. 2024											<b>514</b>

<sup>1</sup>Wartość skorygowana o koszty umorzenia praw majątkowych.

<sup>2</sup>Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rekompensat KDT (zdarzenia jednorazowe).

Tabela: Dane dotyczące zdarzeń jednorazowych w segmencie Ciepłownictwo (mln PLN).

Zdarzenia jednorazowe	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
Rekompensaty KDT	4	0	-
<b>Razem</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>-</b>

Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu Ciepłownictwo r/r:

- **Niższy wolumen produkcji ciepła netto** w I kwartale 2024 roku r/r jest efektem wyższych temperatur zewnętrznych w porównaniu do analogicznego okresu 2023 roku. Średnie temperatury były wyższe o ok. 1,0°C r/r, co przełożyło się na niższą o 0,4 PJ produkcję ciepła.
- **Wzrost cen sprzedaży ciepła** jest wynikiem wzrostu taryf na ciepło dla elektrociepłowni w II połowie 2023 roku, jako pochodnych opublikowania przez URE cen referencyjnych na wytwarzanie ciepła w jednostkach niebędących jednostkami kogeneracji.
- **Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**, który wynika z: niższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 206 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o ok. 566 mln PLN; niższego wolumenu sprzedaży o 0,4 TWh, co wpłynęło na pomniejszenie przychodów o ok. 325 mln PLN.
- **Wyższe przychody z tyt. Rynku Mocy**, ze względu na wyższy wolumen mocy dyspozycyjnej.
- **Niższe przychody z tyt. wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji**, ze względu na przyznanie niższej premii kogeneracyjnej indywidualnej dla jednostek zasilanych gazem.
- **Brak odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny**, który występował w 2023 roku.

- **Niższe koszty zużycia paliw**, które spowodowane są niższą ceną gazu ziemnego. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższe koszty CO<sub>2</sub>**, które są głównie skutkiem niższego wolumenu emisji CO<sub>2</sub>. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższy poziom kosztów osobowych** głównie w związku z realizacją porozumień zawartych ze stroną społeczną.

Wykres: Koszty zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo (mln PLN).

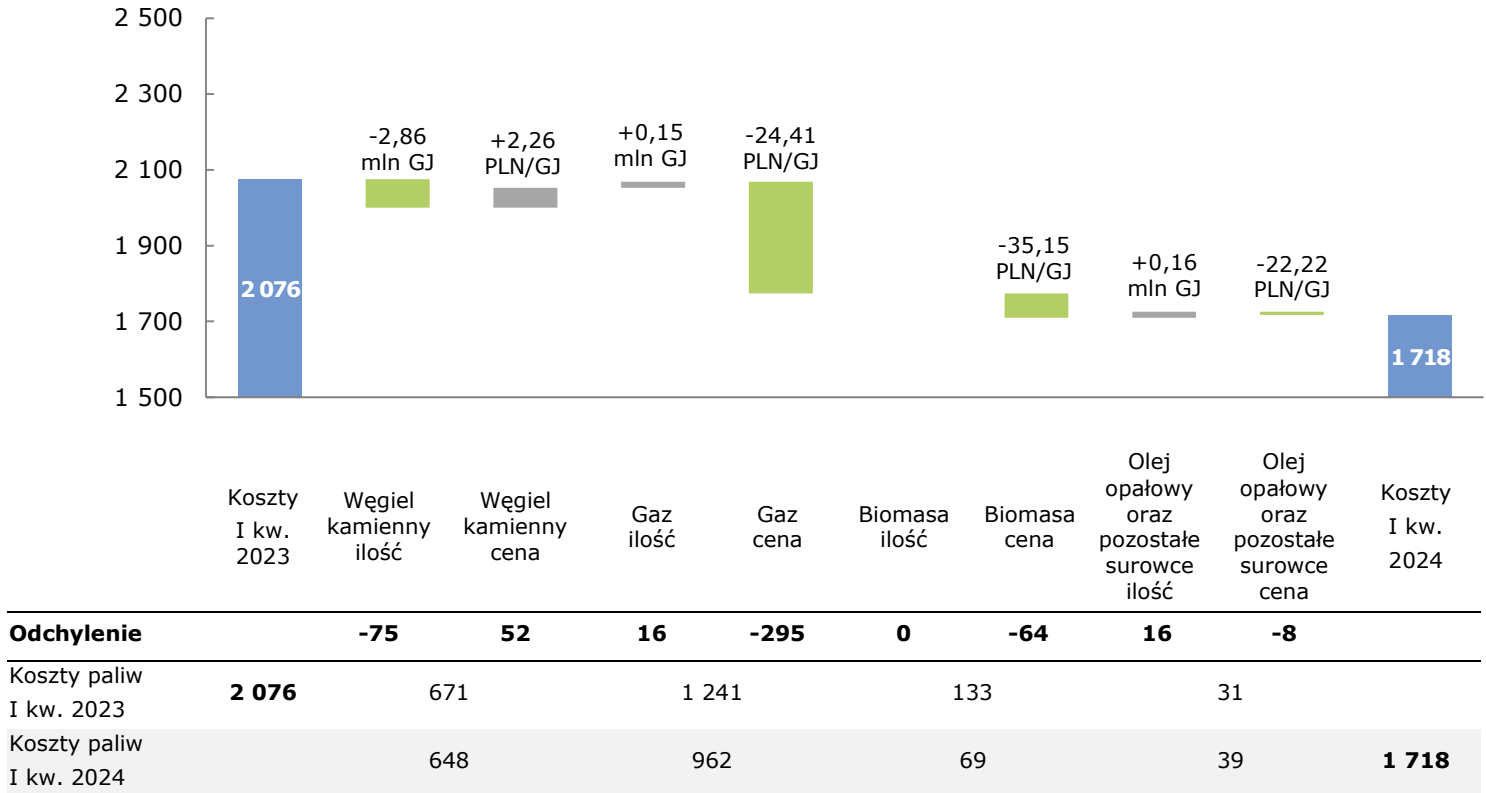
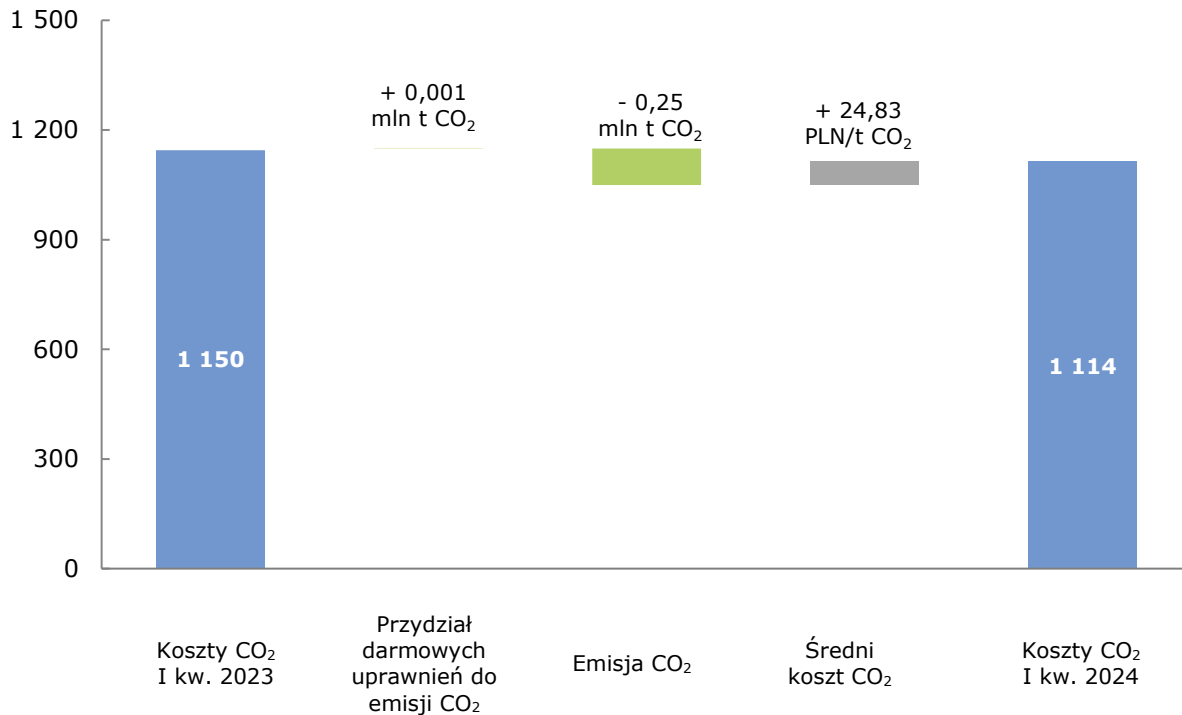


Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	I kw. 2024		I kw. 2023	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 016	648	1 160	671
Gaz (tys. m <sup>3</sup> )	384 281	962	383 169	1 241
Biomasa	227	69	220	133
Olej opałowy oraz pozostałe surowce	-	39	-	31
<b>Razem</b>		<b>1 718</b>		<b>2 076</b>

Wykres: Koszty CO<sub>2</sub> w segmencie Ciepłownictwo (mln PLN).



Odchylenie	-1	-99	64
Koszty CO <sub>2</sub> I kw. 2023	<b>1 150</b>		
Koszty CO <sub>2</sub> I kw. 2024	<b>1 114</b>		

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO<sub>2</sub> w segmencie Ciepłownictwo.

Dane dot. CO <sub>2</sub>	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> (tony)	241 707	240 393	1%
Emisja CO <sub>2</sub> (tony)	2 834 655	3 082 444	-8%
Średni koszt CO <sub>2</sub> (PLN/t) <sup>1</sup>	429,47	404,64	6%

<sup>1</sup>Ujęcie zarządcze.

### NAKLADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Ciepłownictwo.

mIn PLN	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	282	239	18%
▪ Rozwojowe	240	216	11%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	42	23	83%
Pozostałe	1	3	-67%
<b>Razem</b>	<b>283</b>	<b>242</b>	<b>17%</b>

### KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE CIEPŁOWNICTWO

- Trwa budowa w formule „pod klucz” **Nowej EC Czechnica, tj. bloku gazowo-parowego** o łącznej mocy elektrycznej 179 MWe i mocy cieplnej 163 MWt, akumulatora ciepła oraz czterech kotłów wodnych o łącznej mocy 152 MWt. Kotłownia wodna, która została przekazana do eksploatacji 16 listopada 2023 roku, pracuje na potrzeby ciepłownicze miasta Siechnice. W zakresie bloku w I kwartale 2024 roku



głównym frontem robót montażowych było kablowanie instalacji elektrycznych i AKPIA. Ponadto rozpoczęto odbiory instalacji do rozruchu, na których prowadzony jest rozruch zimny.

- W **EC w Gorzowie Wielkopolskim, Lublinie i Rzeszowie** kontynuowano budowę **kotłowni rezerwowo-szczytowych (KRS)** o łącznej mocy 430 MWt. W lutym 2024 roku w EC Gorzów zakończono etap rozruchów, natomiast 15 marca 2024 roku kotłownia została przekazana do eksploatacji. W EC Rzeszów i w EC Lublin budowy są na etapie prac rozruchowych. Przekazanie do eksploatacji planowane jest do końca II kwartału 2024 roku.
- W **EC Rzeszów** trwa budowa drugiej nitki **Instalacji Termicznego Przetwarzania Odpadów z Odzyskiem Energii (ITPOE)** o wydajności 80 tys. ton odpadów rocznie. W I kwartale 2024 roku realizowane były prace montażowe w zakresie głównych urządzeń i instalacji pomocniczych, w tym m.in. zamontowano turbozespół oraz przeprowadzono próbę wodną kotła zakończoną odbiorem Urzędu Dozoru Technicznego. Oddanie do eksploatacji planowane jest na I kwartał 2025 roku.
- W **EC Bydgoszcz (EC II)** realizowana jest umowa dotycząca budowy źródła kogeneracyjnego w oparciu o 5 silników gazowych o łącznej mocy 52,6 MWe / 50,8 MWt oraz źródła ciepłowniczego rezerwowo – szczytowego. W I kwartale 2024 roku kontynuowano prace budowlane związane z halą silników. Dostawa silników planowana jest w II kwartale 2024 roku. Przekazanie do eksploatacji planowane na I kwartał 2025 roku.
- W **EC Kielce** w I kwartale 2024 roku kontynuowano budowę układu kogeneracyjnego w oparciu o turbinę gazową o mocy 7,32 MWe i 12,42 MWt z kotłem odzysknicowym. W marcu 2024 roku zakończono prace montażowe i rozpoczęto prace rozruchowe.
- W ramach **Programu budowy elektrowni fotowoltaicznych** z przeznaczeniem pokrycia w części potrzeb własnych w wybranych lokalizacjach PGE Energia Ciepła S.A. rozpoczęto fazę realizacji. Zakres programu dotyczy 8 lokalizacji, w których przewidywana jest budowa instalacji PV o łącznej mocy ok. 13 MW. W I kwartale 2024 roku zawarte zostały trzy pierwsze umowy wykonawcze na budowę instalacji fotowoltaicznych dla: EC Rzeszów, EC Kielce oraz EC Zgierz, o łącznej mocy ok. 1 MW. Równolegle trwa pozyskiwanie wymaganych decyzji administracyjnych oraz prowadzenie postępowań przetargowych na wybór Generalnych Wykonawców dla pozostałych lokalizacji.

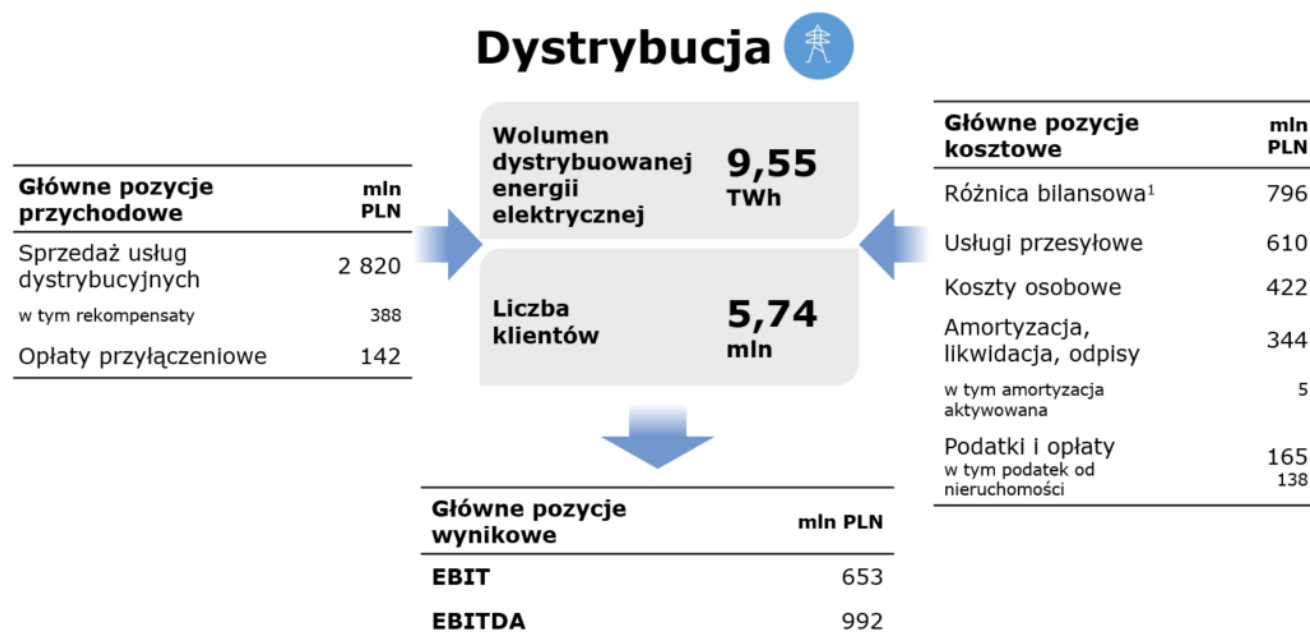
#### KLUCZOWY PROJEKT W SEGMENTIE CIEPŁOWNICTWO

Cel projektu	Budżet <sup>1</sup>	Nakłady suma <sup>1</sup>	Nakłady w I kw. 2024 roku <sup>1</sup>	Paliwo/ sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa Nowej EC Czechnica	1,2 mld PLN	ok. 999 mln PLN	52 mln PLN	Gaz ziemny/ Kogeneracja 85%	Konsorcjum firm: Polimex Mostostal S.A. (Lider) / Polimex Energetyka sp. z o.o.	II kwartał 2024 roku

<sup>1</sup>Nakłady inwestycyjne nie uwzględniają kosztów finansowania oraz wydatków w postaci wypłaconych zaliczek dla Generalnego Realizatora Inwestycji (GRI) oraz pozostałych wykonawców.

### 3.2.6 Segment działalności – Dystrybucja

Przedmiotem działalności segmentu jest świadczenie usług dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych za pomocą sieci i urządzeń elektroenergetycznych wysokich, średnich i niskich napięć.



<sup>1</sup> W ujęciu zarządczym

**Przychody segmentu oparte są przede wszystkim o taryfę dla usług dystrybucji energii elektrycznej** zatwierdzaną co roku przez Prezesa URE na wniosek spółki, co oznacza, iż mają charakter regulowany. W taryfie uwzględnione są uzasadnione koszty operacyjne związane z działalnością operatora systemu dystrybucyjnego, koszty amortyzacji, koszty podatków od majątku dystrybucyjnego, koszty związane z koniecznością pokrycia strat sieciowych przy dystrybucji energii elektrycznej oraz zakupu usług przesyłowych od Operatora Systemu Przesyłowego. Równocześnie taryfa uwzględnia **koszty przenoszone**, takie jak opłata OZE, opłata przejściowa, opłata kogeneracyjna oraz opłata mocowa.

Kluczowym elementem kształtującym wynik segmentu dystrybucji jest uzasadnione **wynagrodzenie za zainwestowany przez spółkę kapitał**. W tym celu wyznaczana jest tzw. Wartość Regulacyjna Aktywów (WRA), kalkulowana w oparciu o realizowane inwestycje z uwzględnieniem amortyzacji majątku. WRA jest podstawą do obliczenia zwrotu z zaangażowanego kapitału, przy wykorzystaniu średnioważonego kosztu kapitału (WACC), który jest wyznaczany przez Prezesa URE w procesie taryfowym. W kompetencjach Prezesa URE leży możliwość różnicowania wynagrodzenia z zaangażowanego kapitału, uwzględniającego hierarchizację celów rozwojowych OSD, wobec czego priorytetowe projekty inwestycyjne mogą być wynagradzane z wykorzystaniem mechanizmu dodatkowej premii za reinwestowanie. Ponadto wysokość zwrotu z kapitału uzależniona jest od wykonania indywidualnych celów regulacji jakościowej wyznaczonych przez Prezesa URE na lata 2018-2025 dla wskaźników efektywności obejmujących: czas trwania przerw, częstość przerw oraz czas realizacji przyłączenia.

W ramach rządowej Tarczy Solidarnościowej w 2022 roku przyjęty został pakiet ustaw, mający na celu ochronę konsumentów, w tym w zakresie cen usług dystrybucji energii elektrycznej. Zgodnie z jej założeniami dla części uprawnionych odbiorców, w ramach określonych limitów, ceny usług dystrybucji energii elektrycznej w 2023 roku zostały zamrożone na poziomie cen z 2022 roku. Operatorom OSD przysługuje rekompensata pokrywająca stosowanie obniżonych cen dla usług dystrybucji. Rekompensatę stanowi różnica między wysokością opłat naliczonych za usługi dystrybucji energii elektrycznej, wynikających ze stawek opłat taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2023 rok, a wysokością opłat naliczonych za usługi dystrybucji energii elektrycznej wynikających ze stawek opłat taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2022 rok do maksymalnego limitu. Podmiotem odpowiedzialnym za wypłatę rekompensat jest Zarządca Rozliczeń S.A.

Dodatkowo na podstawie przepisów Ustawy z dnia 7 grudnia 2023 roku o zmianie ustaw w celu wsparcia odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła został przedłużony do 30 czerwca 2024 roku system rekompensat dla spółek obrotu z tytułu stosowania cen maksymalnych oraz upustów.

OBSZAR, WOLUMENY, KLIENCI

PGE Dystrybucja S.A. działa na obszarze<sup>13</sup> 129 938 km<sup>2</sup> i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,7 mln klientów.

Wykres: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.



Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh)

Taryfy	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
Grupa taryfowa A	1,21	1,20	1%
Grupa taryfowa B	3,59	3,56	1%
Grupa taryfowa C+R	1,76	1,77	-1%
Grupa taryfowa G	2,99	2,94	2%
<b>Razem</b>	<b>9,55</b>	<b>9,47</b>	<b>1%</b>

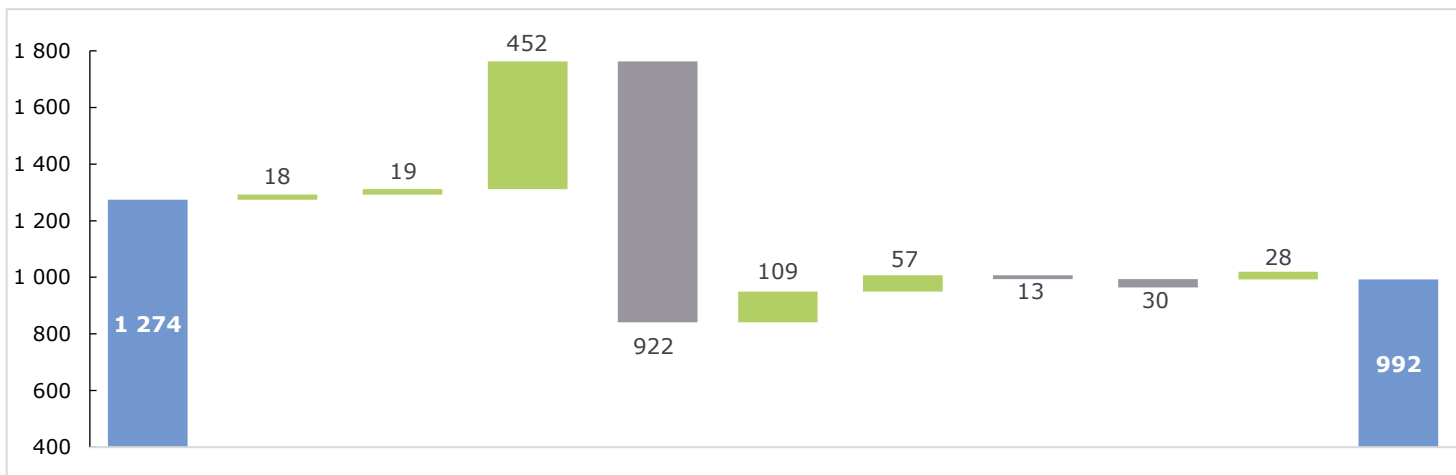
Tabela: Liczba klientów wg punktów poboru energii (szt.).

Taryfy	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
Grupa taryfowa A	152	135	13%
Grupa taryfowa B	14 226	13 599	5%
Grupa taryfowa C+R	473 440	477 438	-1%
Grupa taryfowa G	5 254 565	5 178 581	1%
<b>Razem</b>	<b>5 742 383</b>	<b>5 669 753</b>	<b>1%</b>

<sup>13</sup>Obszar gmin, na których działa PGE Dystrybucja S.A.

**KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU**

Wykres: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Dystrybucja w ujęciu zarządczym (mln PLN).



	EBITDA I kw. 2023	Wolumen dystryb. e.e.	Zmiana taryfy dystryb. <sup>1</sup>	Koszt różnicy bilansowej <sup>2</sup>	Doszacow. kosztów różnicy bilansowej <sup>3</sup>	Przychody z opłaty przył.	Pozostałe przychody z usług dystryb.	Podatek od nieruchom.	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I kw. 2024
<b>Odchylenie</b>		<b>18</b>	<b>19</b>	<b>452</b>	<b>-922</b>	<b>109</b>	<b>57</b>	<b>-13</b>	<b>-30</b>	<b>28</b>	
EBITDA I kw. 2023	<b>1 274</b>	2 019		895	-569	33	98	125	392	33	
EBITDA I kw. 2024		2 056		443	353	142	155	138	422	5	<b>992</b>

<sup>1</sup> Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A. oraz z uwzględnieniem przychodów z tytułu rekompensat.

<sup>2</sup> Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

<sup>3</sup> Pozycja neutralna dla wyniku GK PGE.

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Dystrybucja r/r były:

- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej** o 0,08 TWh, wynikający głównie z większego zapotrzebowania na energię elektryczną w gospodarstwach domowych oraz u odbiorców na wysokim i średnim napięciu. Dodatkowo nastąpił wzrost liczby odbiorców wg punktu poboru energii o 72,6 tys., głównie w taryfie gospodarstw domowych (+76,0 tys.) skompensowane spadkiem w taryfie małych przedsiębiorstw i gospodarstw rolnych (-4,0 tys.).
- **Wzrost stawek w Taryfie 2024** uwzględniający przepisy Ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2024 roku, średnio o 1,99 PLN/MWh w porównaniu do taryfy obowiązującej w ubiegłym roku.
- **Niższe koszty zakupu energii elektrycznej** na pokrycie różnicy bilansowej głównie spowodowane znaczącym spadkiem cen energii elektrycznej.
- **Negatywny wpływ pozycji doszacowanie kosztów różnicy bilansowej** w wyniku zmiany cen energii elektrycznej. Doszacowanie ma neutralny wpływ na wyniki GK PGE.
- **Wzrost przychodów z opłaty przyłączeniowej** w wyniku realizacji dużych projektów przyłączeniowych oraz wcześniejszego zakończenia prac inwestycyjnych.
- **Wzrost pozostałych przychodów z usług dystrybucyjnych** głównie wynikający z opłat za energię bierną.
- **Wzrost podatku od nieruchomości** wynikający z wyższych stawek podatkowych oraz wzrostu wartości budowli w efekcie realizacji inwestycji i rozbudowy sieci elektroenergetycznej.
- **Wzrost kosztów osobowych** głównie w związku z realizacją porozumień zawartych ze stroną społeczną.
- **Zmiana wartości w pozycji pozostałe** wynikający głównie ze wzrostu kosztów aktywowanych, częściowo skompensowanych wyższymi kosztami remontowo – eksploatacyjnymi.

## NAKLĄDY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja.

mIn PLN	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	913	808	13%
▪ Rozwojowe	450	360	25%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	463	448	3%
Pozostałe	0	7	-100%
<b>Razem</b>	<b>913</b>	<b>815</b>	<b>12%</b>

## KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE DYSTRYBUCJA

### ▪ **Przyłączanie nowych odbiorców**

Realizowano Program przyłączenia odbiorców (PNO) do sieci dystrybucyjnej, w ramach którego w I kwartale 2024 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 411 mln PLN.

### ▪ **Program LTE450**

Celem Programu jest budowa nowoczesnej sieci łączności specjalnej w technologii LTE450 na potrzeby świadczenia usług m.in. łączności krytycznej, sterowania infrastrukturą energetyczną oraz zdalnego odczytu dla PGE Dystrybucja S.A. Zadanie w ramach GK PGE realizuje spółka PGE Systemy S.A.

W I kwartale 2024 roku zgodnie z harmonogramami umownymi prowadzone były prace wdrożeniowe w głównych strumieniach Programu obejmujących kolejne komponenty sieci rdzeniowej CORE, sieci radiowej RAN oraz szkieletowej i agregacyjnej sieci teletransmisyjnej.

Równolegle prowadzono prace modernizacyjne wież telekomunikacyjnych wymaganych do posadawienia elementów radiowych systemu i odebrano pierwsze zmodernizowane obiekty. Zakończono adaptację centrum nadzoru dla budowanej sieci i rozpoczęto instalację i uruchamianie poszczególnych systemów OSS (Operations Support Systems). Kontynuowane są dwa ostatnie z kluczowych postępowań zakupowych na systemy zasilania oraz dzierżawę powierzchni na wieżach operatorów komercyjnych mających stanowić uzupełnienie szkieletu budowanej sieci.

Uruchomienie usługi LTE450 planowane jest w IV kwartale 2024 roku a pełne pokrycie zasięgiem obszaru działania PGE Dystrybucja S.A. do końca 2025 roku.

### ▪ **Program Kablowania**

Grupa PGE w I kwartale 2024 roku kontynuowała realizację Programu Kablowania sieci średniego napięcia (SN) do poziomu skablowania 30% sieci SN stanowiących własność PGE Dystrybucja S.A., ponosząc nakłady w wysokości 83 mln PLN.

Od początku uruchomienia Programu w 2019 roku zrealizowano 4 120 km linii kablowych SN.

### ▪ **Projekt instalacji liczników zdalnego odczytu (LZO)**

Realizacja Projektu ma charakter obligatoryjny i wynika z wymagań stawianych OSD przez Ustawodawcę w zmienionej ustawie Prawo energetyczne. W I kwartale 2024 roku realizowane były zadania o wartości 139 mln PLN, mające na celu:

- dostawy liczników dla odbiorców końcowych przyłączanych do sieci nN i na stacje SN/nN,
- modernizacje stacji SN/nN w zakresie zapewnienia możliwości montażu liczników zdalnego odczytu bilansujących,
- montaż liczników u odbiorców i na stacjach,
- wyłonienie dostawców liczników zdalnego odczytu dla odbiorców końcowych na lata 2024 – 2025.

Zgodnie z zapisami ustawy OSD ma do 31 grudnia 2028 roku zainstalować LZO skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych.

### ▪ **Wdrożenie centralnych systemów CRM i Billing (Program NCB)**

Celem Programu NCB jest wdrożenie kompleksowego, centralnego rozwiązania informatycznego wspierającego kluczowe procesy biznesowe w Grupie Kapitałowej PGE, realizowane przez PGE Obrót S.A. i PGE Dystrybucja S.A., składającego się z 2 systemów billingowych – odrębnych dla każdej ze spółek oraz systemu CRM dla PGE Obrót S.A. Program w ramach GK PGE realizowany jest przez spółkę PGE Systemy S.A.

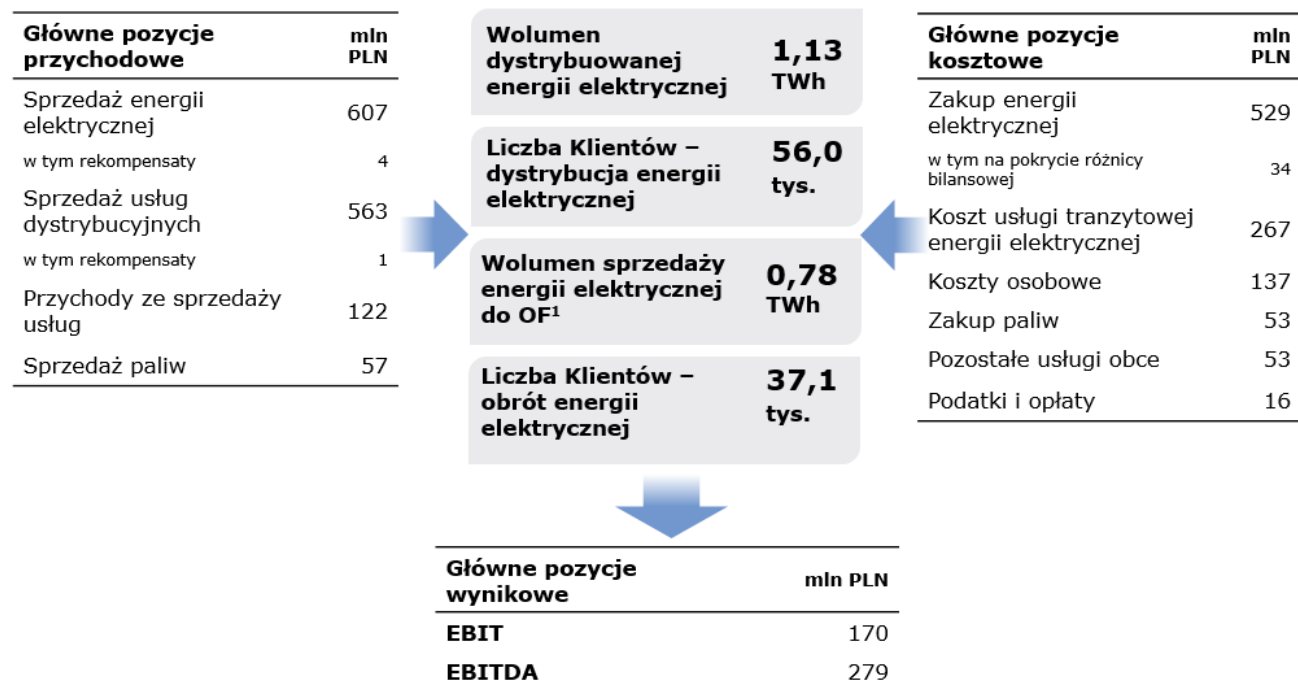
W I kwartale 2024 roku kontynuowane były prace wdrożeniowe etapu pilotażowego obejmującego swym zakresem wybrane lokalne systemy bilingowe. Równolegle w ramach dedykowanych projektów towarzyszących wchodzących w skład Programu realizowane były prace mające na celu niezbędne integracje nowego rozwiązania z innymi komponentami środowiska IT w Grupie PGE. W strumieniu dedykowanym dostosowaniu środowiska IT GK PGE do wymogów budowanego obecnie Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE) zakończono fazę analizy wdrożeniowej dla modułu komunikacyjnego.

Zgodnie z aktualnymi aneksami do umowy wykonawczej start systemu w ramach etapu pilotażowego planowany jest na II kwartał 2024 roku, a zakończenie wdrożenia całego systemu na II kwartał 2025 roku.

### 3.2.7 Segment działalności – Energetyka Kolejowa

Segment Energetyka Kolejowa obejmuje działalność prowadzoną przez Grupę PGE przede wszystkim w obszarze dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej do przewoźników kolejowych oraz klientów skupionych wokół linii kolejowych, sprzedaży paliw oraz utrzymania i modernizacji sieci trakcyjnej wraz z pozostałymi usługami elektroenergetycznymi.

## Energetyka Kolejowa



<sup>1</sup>OF – Odbiorcy Finalni

Jednym z podstawowych źródeł przychodów w segmencie Energetyka Kolejowa są przychody **ze sprzedaży energii elektrycznej**. Pochodzą one z dostaw energii do przewoźników kolejowych oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej segmentu. Przewoźnicy kolejowi obsługiwani są dodatkowo w zakresie sprzedaży paliw.

Kolejnym ważnym źródłem **przychodów są przychody z dystrybucji energii elektrycznej**. Podobnie jak w segmencie Dystrybucja, przychody te mają charakter regulowany i oparte są na taryfie zatwierdzonej przez URE. Co do zasady zapewniają przeniesienie uzasadnionych kosztów oraz zwrot z zainwestowanego kapitału w sieć dystrybucyjną. Działalność Energetyki Kolejowej jako operatora sieci dystrybucyjnej ograniczona jest do terenów wokół linii kolejowych na obszarze całego kraju.

Najistotniejsze pozycje kosztowe segmentu stanowią koszty zakupu usługi dystrybucyjnej, koszty zakupu energii elektrycznej oraz paliw.

W zakresie działalności segmentu Energetyka Kolejowa są prace związane z utrzymaniem sieci trakcyjnej i wykonywanie lokalnych robót modernizacyjnych sieci trakcyjnej. Realizowane są także usługi dotyczące elektroenergetyki nietrakcyjnej, jak np. utrzymanie urządzeń, a także budowa i utrzymanie systemów sterowania ruchem kolejowym. Najbardziej znaczącymi kosztami przy tym rodzaju działalności są **koszty osobowe**.

Dodatkowo na podstawie przepisów Ustawy z dnia 7 grudnia 2023 roku o zmianie ustaw w celu wsparcia odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła został przedłużony do 30 czerwca 2024 roku system rekompensat dla spółek obrotu z tytułu stosowania cen maksymalnych oraz upustów.

**WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE**

Główną część aktywów segmentu stanowi majątek związany z dystrybucją energii elektrycznej, będący w posiadaniu spółki PGE Energetyka Kolejowa S.A. W jego skład wchodzi m.in. 543 podstacje trakcyjnych zasilających linie kolejowe w całym kraju. Łączna długość sieci spółki wynosi 18,4 tys. kilometrów. Do sieci tej jest podłączonych około 56 tys. odbiorców.

Tabela: Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych oraz liczba klientów wg punktów poboru energii (szt.).

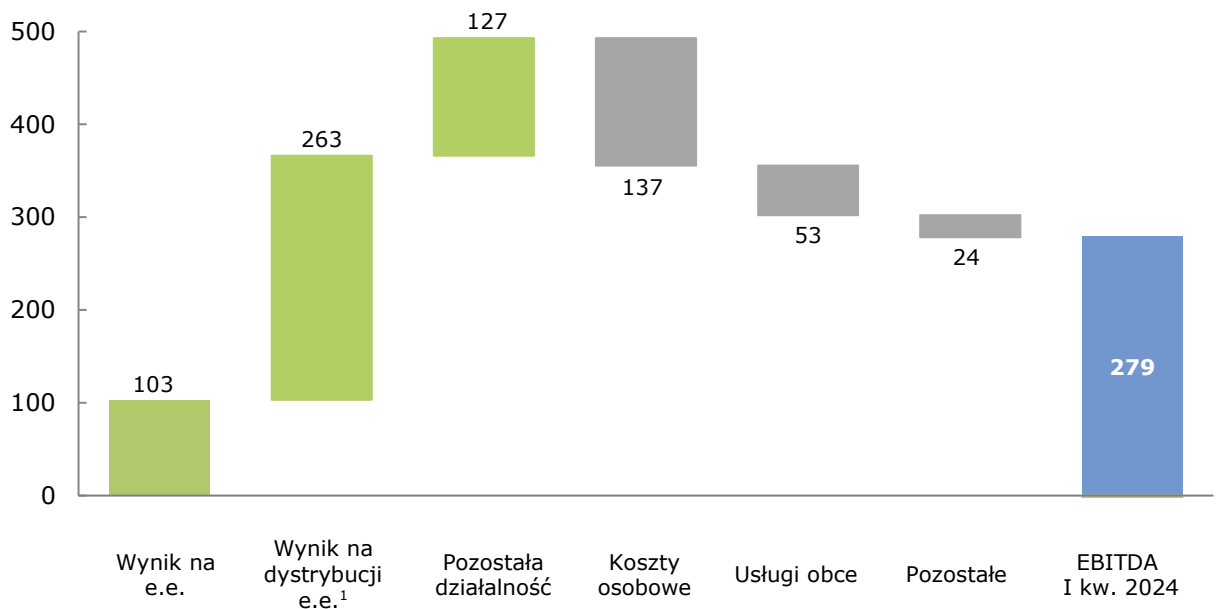
Taryfy	Wolumen (TWh)	Liczba klientów
Grupa taryfowa B	0,74	283
Grupa taryfowa C+R	0,03	8 120
Grupa taryfowa G	0,01	28 728
<b>Razem</b>	<b>0,78</b>	<b>37 131</b>

Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej oraz liczba klientów wg punktów poboru energii (szt.).

Taryfy	Wolumen (TWh)	Liczba klientów
Grupa taryfowa B	0,94	641
Grupa taryfowa C+R	0,18	26 319
Grupa taryfowa G	0,01	29 034
<b>Razem</b>	<b>1,13</b>	<b>55 994</b>

**KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU**

Wykres: Kluczowe czynniki budowy wyniku EBITDA w segmencie Energetyka Kolejowa w ujęciu zarządczym (mln PLN).



Czynnik budowy EBITDA	103	263	127	-137	-53	-24	279
EBITDA I kw. 2024	103	263	127	137	53	-24	279

<sup>1</sup> Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A., z uwzględnieniem przychodów z tytułu rekompensat, przychodów z tytułu przyłączeń, wznowienia dostaw oraz skorygowane o koszt różnicy bilansowej.



Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu Energetyka Kolejowa:

- **Wynik na sprzedaży energii elektrycznej**, będący efektem sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w liczbie ok. 37,1 tys. (w tym 77% stanowią klienci z grupy taryfowej G) z łącznym wolumenem sprzedaży energii 0,78 TWh (w tym 95% stanowią klienci z grupy taryfowej B).
- **Wynik na dystrybucji**, który jest efektem dystrybucji energii do 56 tys. klientów (w tym 52% stanowią klienci z grupy taryfowej G) z łącznym wolumenem dystrybucji energii elektrycznej 1,13 TWh (w tym 83% stanowią klienci z grupy taryfowej B) oraz przychodów z opłaty przyłączeniowej w wysokości 1 mln PLN.
- **Wynik na pozostałej działalności** na poziomie 127 mln PLN dotyczący działalności w zakresie usług trakcyjnych, elektroenergetycznych oraz sprzedaży paliw.
- **Koszty osobowe** w wysokości 137 mln PLN, przy średnim poziomie zatrudnienia ok. 3,9 tys. etatów.
- **Koszty usług obcych** na poziomie 53 mln PLN dotyczą głównie pozostałych usług 32 mln PLN, związanych z realizacją umów utrzymaniowych sieci trakcyjnej i kontraktacji kolejowej, realizowanych projektów inwestycyjnych oraz usług informatycznych i telekomunikacyjnych w kwocie 14 mln PLN.
- **Pozycja pozostałe**, w skład której wchodzi głównie pozostałe koszty operacyjne, zużycie materiałów oraz podatki i opłaty skompensowane o koszty aktywowane.

#### NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Kolejowa

mIn PLN	I kw. 2024
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	77
▪ Rozwojowe	73
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	4
Pozostałe	0
<b>Razem</b>	<b>77</b>

#### KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE

##### ▪ **Program Modernizacji Układów Zasilania (MUZa)**

Kontynuowano realizację Programu Modernizacji Układów Zasilania, który realizowany jest na bazie „Porozumienia w sprawie zasad przyłączenia do sieci dystrybucyjnej”, zawartego z PKP Polskie Linie Kolejowe S.A (PKP PLK), a jego celami są:

- umożliwienie zwiększenia przepustowości linii kolejowych (zwiększenie ruchu pociągów),
- wprowadzenie lokomotyw o większych mocach (rzędu 6 MW) pozwalających zwiększyć prędkość do 200 km/h,
- elektryfikacja linii kolejowych,
- zmniejszenie awaryjności sieci i urządzeń dystrybucyjnych oraz poprawa parametrów jakościowych energii elektrycznej,
- spełnienie wymogów zasilania według standardów określonych Technicznymi Specyfikacjami Interoperacyjności (TSI) podsystemu „Energia” – uzyskanie zezwolenie Prezesa Urzędu Transportu Kolejowego (UTK).

Po stronie segmentu Energetyka Kolejowa program polega na modernizacji i budowie podstacji trakcyjnych zgodnie z zawartymi z PKP PLK umowami przyłączeniowymi. W I kwartale 2024 roku poniesione nakłady wyniosły 41 mln PLN. Od początku uruchomienia Programu w 2012 roku podpisano 296 umów przyłączeniowych, z czego zrealizowano 262.

##### ▪ **Przyłączanie nowych odbiorców energii elektrycznej**

Realizowano Program przyłączania nowych odbiorców do sieci dystrybucyjnej, w ramach którego w I kwartale 2024 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 6 mln PLN.

## ▪ **Projekt ZUBI**

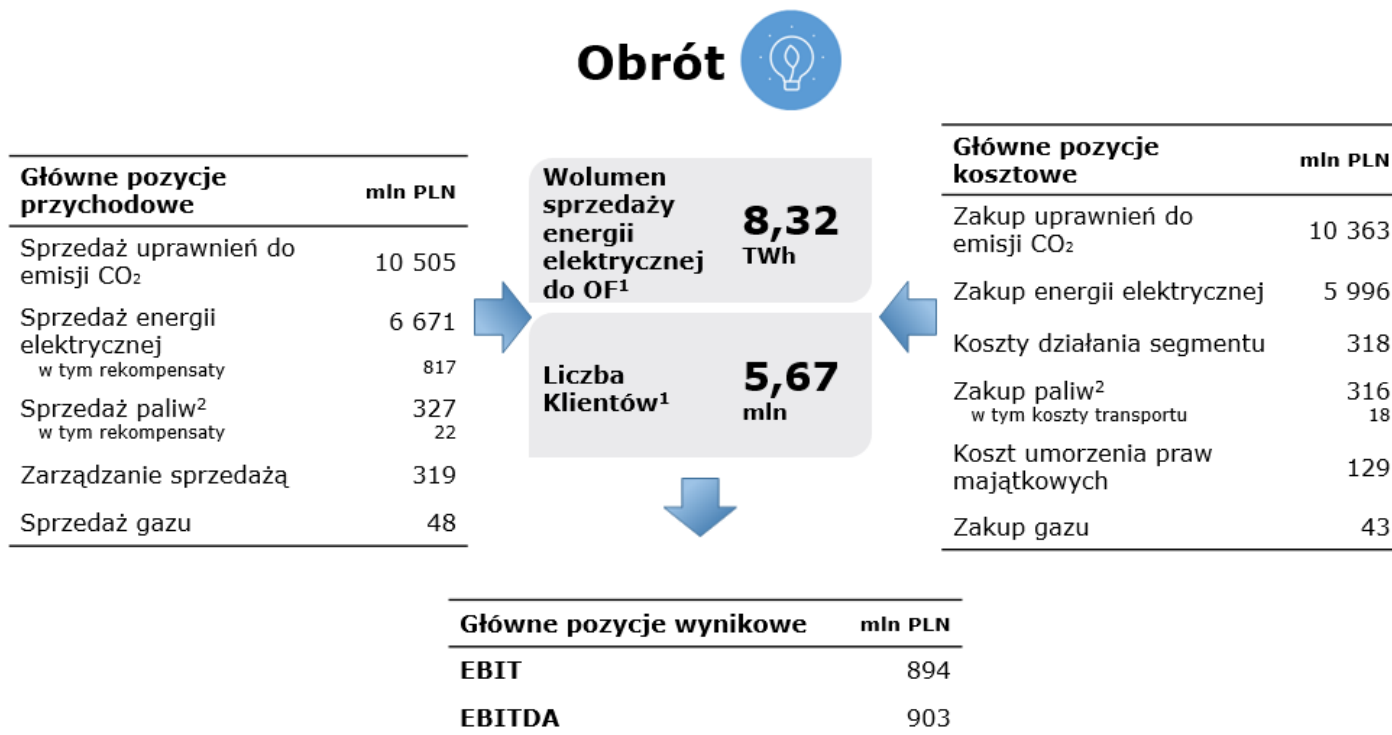
Kontynuowano projekt instalacji bilansujących liczników zdalnego odczytu ZUBI. Realizacja Projektu ma charakter obligatoryjny i wynika z wymagań stawianych OSD przez Ustawodawcę w Ustawie Prawo Energetyczne z 20 maja 2021 roku. Termin realizacji zadania do dnia 31 grudnia 2025 roku. W I kwartale 2024 roku realizowane były zadania mające na celu:

- zakup szaf bilansujących z zainstalowanym licznikiem zdalnego odczytu dla stacji SN/nN,
- zakup przekładników prądowych dla stacji SN/nN,
- zakup usługi montażu szaf bilansujących w stacjach SN/nN,
- montaż 572 szaf bilansujących w stacjach SN/nN.

W I kwartale 2024 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 14 mln PLN.

### 3.2.8 Segment działalności – Obrót

Segment Obrót obejmuje działalność prowadzoną przez Grupę PGE na rynku hurtowym energii oraz na rynku detalicznym. Działalność prowadzona w ramach rynku hurtowego dotyczy przede wszystkim realizacji transakcji obrotu energią elektryczną w imieniu i na rzecz segmentów Energetyka Konwencjonalna, Ciepłownictwo oraz Energetyka Odnawialna.



<sup>1</sup>Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.,

<sup>2</sup>Ujęcie zarządcze

W ramach działalności na rynku detalicznym główne źródło **przychodów segmentu to sprzedaż energii elektrycznej** do odbiorców końcowych. Jest to sprzedaż do odbiorców biznesowych i instytucjonalnych, stanowiąca prawie 70% sprzedawanego wolumenu oraz do odbiorców indywidualnych. Przychody segmentu obejmują również **sprzedaż gazu ziemnego oraz paliw**, w tym głównie: miału węglowego i węgla grubego, realizowaną przez PGE Paliwa sp. z o.o.

Dodatkowo na podstawie przepisów Ustawy z dnia 7 grudnia 2023 roku o zmianie ustaw w celu wsparcia odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła został przedłużony do 30 czerwca 2024 roku system rekompensat dla spółek obrotu z tytułu stosowania cen maksymalnych oraz upustów.

Sprzedawanej energii elektrycznej odpowiadają **koszty zakupu energii elektrycznej** na rynku hurtowym oraz **koszty umorzenia praw majątkowych**, w ramach systemu wsparcia dla źródeł odnawialnych i efektywności energetycznej.

W ramach działalności na rynku hurtowym dokonywane są zakupy CO<sub>2</sub> na potrzeby segmentów Energetyki Konwencjonalnej i Ciepłownictwa, co znajduje swoje odzwierciedlenie zarówno po stronie kosztowej, jak i przychodowej. Równocześnie istotną pozycję przychodową stanowi świadczenie usług na rzecz spółek Grupy Kapitałowej z tytułu zarządzania zakupami i sprzedażą energii elektrycznej oraz produktów pochodnych.

Segment Obrót ponosi również koszty związane z działalnością centrum korporacyjnego Grupy.

### WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

Tabela: Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych (TWh)<sup>1</sup>.

Taryfy	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
Grupa taryfowa A	1,04	1,61	-35%
Grupa taryfowa B	2,90	2,94	-1%
Grupa taryfowa C+R	1,81	1,73	5%
Grupa taryfowa G	2,57	2,55	1%
<b>Razem</b>	<b>8,32</b>	<b>8,83</b>	<b>-6%</b>

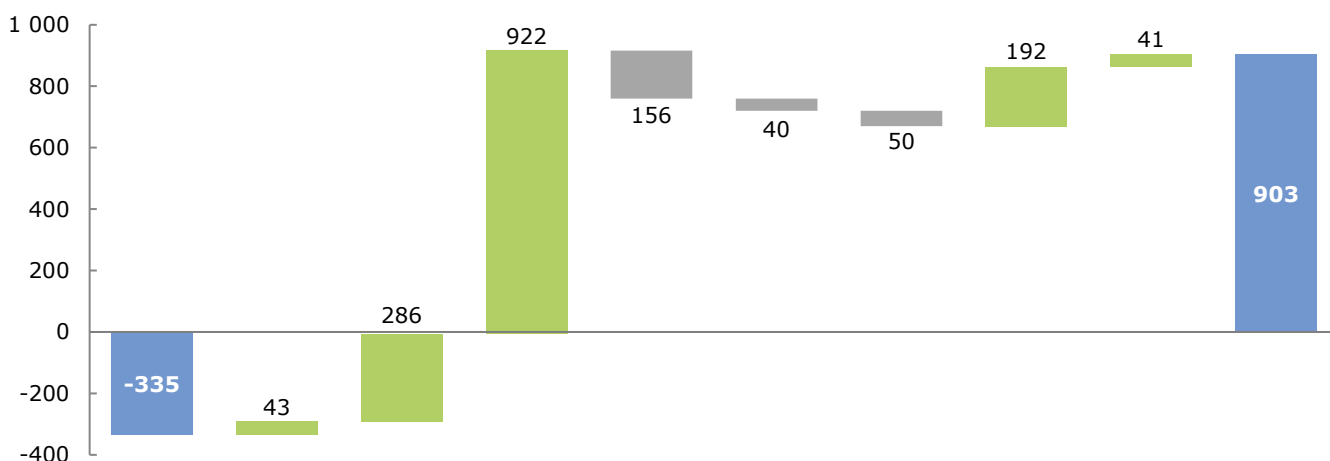
<sup>1</sup>Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

Tabela: Liczba klientów wg punktów poboru energii (szt.)<sup>1</sup>.

Taryfy	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
Grupa taryfowa A	140	155	-10%
Grupa taryfowa B	11 301	11 353	0%
Grupa taryfowa C+R	402 565	421 500	-4%
Grupa taryfowa G	5 255 138	5 179 763	1%
<b>Razem</b>	<b>5 669 144</b>	<b>5 612 771</b>	<b>1%</b>

<sup>1</sup>Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

Wykres: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Obrót w ujęciu zarządczym (mln PLN).



Odchylenie	43	286	922	-156	-40	-50	192	41	
	Wynik na e.e. ilość	Wynik na e.e. marża	Doszacow. kosztów różnicy bilansowej <sup>1</sup>	Przychody z działalności na rzecz segmentów w GK PGE <sup>2</sup>	Wynik na sprzedaży CO <sub>2</sub>	Koszty osobowe	Wynik na pozostałej działalności operacyjnej	Pozostałe	EBITDA I kw. 2024
EBITDA raportowana I kw. 2023	-254								
Zdarzenie jednorazowe I kw. 2023	81								
EBITDA powtarzalna I kw. 2023	-335	-173	569	549	183	135	14	-204	
EBITDA powtarzalna I kw. 2024		156	-353	393	143	185	206	-163	<b>903</b>
Zdarzenia jednorazowe I kw. 2024									<b>0</b>
EBITDA raportowana I kw. 2024									<b>903</b>

<sup>1</sup>Pozycja neutralna dla wyniku GK PGE.

<sup>2</sup>Pozycja bez uwzględnienia marży od transakcji CO<sub>2</sub> ze spółkami GK PGE.

Tabela: Dane dotyczące zdarzeń jednorazowych w segmencie Obrót (mln PLN).

Zdarzenia jednorazowe	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
Korekta szacunku odpisu na Fundusz WRC za 2022 rok w spółce PGE Obrót S.A.	-	81	-
<b>Razem</b>	<b>-</b>	<b>81</b>	<b>-</b>

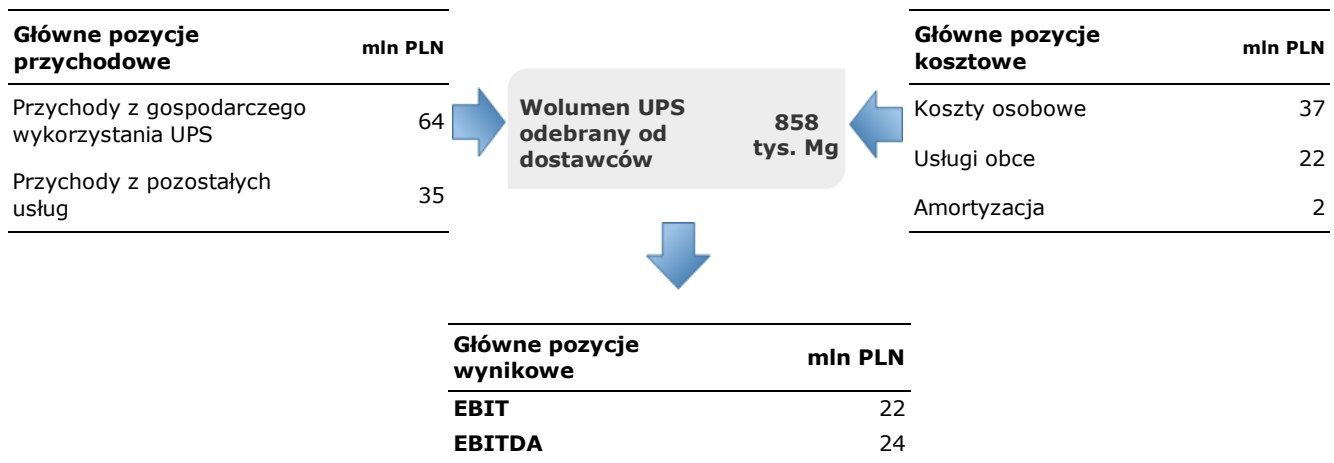
Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu Obrót r/r:

- **Wyższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej** jest głównie efektem wyższej marży na sprzedaży na produktach taryfowych.
- **Pozytywny wpływ pozycji doszacowanie różnicy bilansowej** w wyniku zmiany cen energii elektrycznej. Doszacowanie ma neutralny wpływ na wyniki GK PGE.
- **Spadek przychodów z działalności wewnątrz GK PGE** wynikający ze spadku przychodów z tytułu umowy ZHZW, co jest konsekwencją niższej wartości obrotu energią elektryczną objętą zarządzaniem.
- **Niższy wynik na sprzedaży CO<sub>2</sub>** głównie w efekcie niższego wolumenu sprzedaży uprawnień.
- **Wyższe koszty osobowe** w efekcie zmian organizacyjnych oraz w związku z realizacją porozumień płacowych.
- **Wyższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej** głównie w efekcie rozwiązania rezerwy na umowy rodzące obciążenia, która dotyczy braku pokrycia części kosztów uzasadnionych prowadzenia działalności w zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfie dla gospodarstw domowych.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** głównie w efekcie ujęcia w wynikach 2023 roku korekty wyniku PGE Paliwa sp. z o.o. za 2022 rok.

### 3.2.9 Segment działalności – Gospodarka Obiegu Zamkniętego

Przedmiotem działalności segmentu jest zapewnienie kompleksowej obsługi w zakresie zarządzania UPS, świadczenie usług w obszarach pomocniczych dla wytwórców energii elektrycznej i ciepła oraz dostaw materiałów na bazie UPS.

## Gospodarka Obiegu Zamkniętego



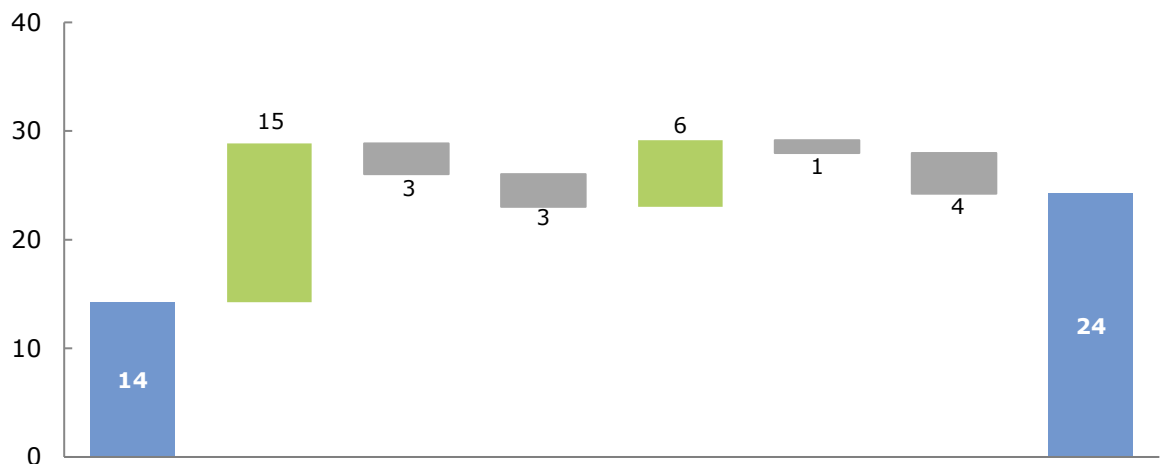
W skład segmentu wchodzi spółki: PGE Ekoserwis S.A. oraz ZOWER sp. z o.o. 2 października 2023 roku nastąpiło przejście przez PGE Ekoserwis S.A. spółki EPORE S.A., która do tego dnia również wchodziła w skład segmentu.

Gospodarowanie UPS w Grupie PGE prowadzi do wykorzystywania odpadów jako pełnowartościowych substancji zagospodarowanych w innych gałęziach gospodarki (przemysł cementowy, budownictwo, drogownictwo, górnictwo), a w konsekwencji do ograniczenia ilości wytwarzanych odpadów końcowych.

W segmencie GOZ najważniejszym źródłem przychodów są **przychody z gospodarczego wykorzystania UPS**, obejmujące przychody ze sprzedaży UPS w stanie nieprzetworzonym, przychody ze sprzedaży produktów wytworzonych na bazie UPS w ramach własnych procesów produkcyjnych oraz sprzedaż usług związanych z zagospodarowaniem UPS. Poziom osiągniętych przychodów jest uzależniony od wielu czynników, w tym od możliwości handlowych sprzedaży UPS w stanie przetworzonym i nieprzetworzonym, sezonowości branż nabywających UPS, sezonowości pracy dostawców UPS (elektrownie, elektrociepłownie), wielkości odebranego wolumenu, wydajności infrastruktury produkcyjnej, możliwości składowania UPS jako zapasów materiałowych przeznaczonych do produkcji oraz panujących warunków rynkowych.

**Przychody z pozostałych usług** obejmują przychody ze sprzedaży usług ciągłych i doraźnych na rzecz wytwórców energii elektrycznej i ciepła w zakresie m.in. obsługi układów i urządzeń odpopielania, obsługi ciągów technologicznych, obsługi młynowni oraz obsługi składowisk paliw i UPS.

Wykres: Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA w segmencie Gospodarka Obiegu Zamkniętego w ujęciu zarządczym (mln PLN).



	EBITDA I kw. 2023	Przychody ze sprzedaży UPS	Przychody ze sprzedaży usług	Koszty osobowe	Usługi obce	Wartość sprzedanych towarów i materiałów	Pozostałe	EBITDA I kw. 2024
<b>Odchylenie</b>		<b>15</b>	<b>-3</b>	<b>-3</b>	<b>6</b>	<b>-1</b>	<b>-4</b>	
EBITDA I kw. 2023	<b>14</b>	49	38	34	28	8	3	
EBITDA I kw. 2024		64	35	37	22	9	7	<b>24</b>

Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu GOZ r/r :

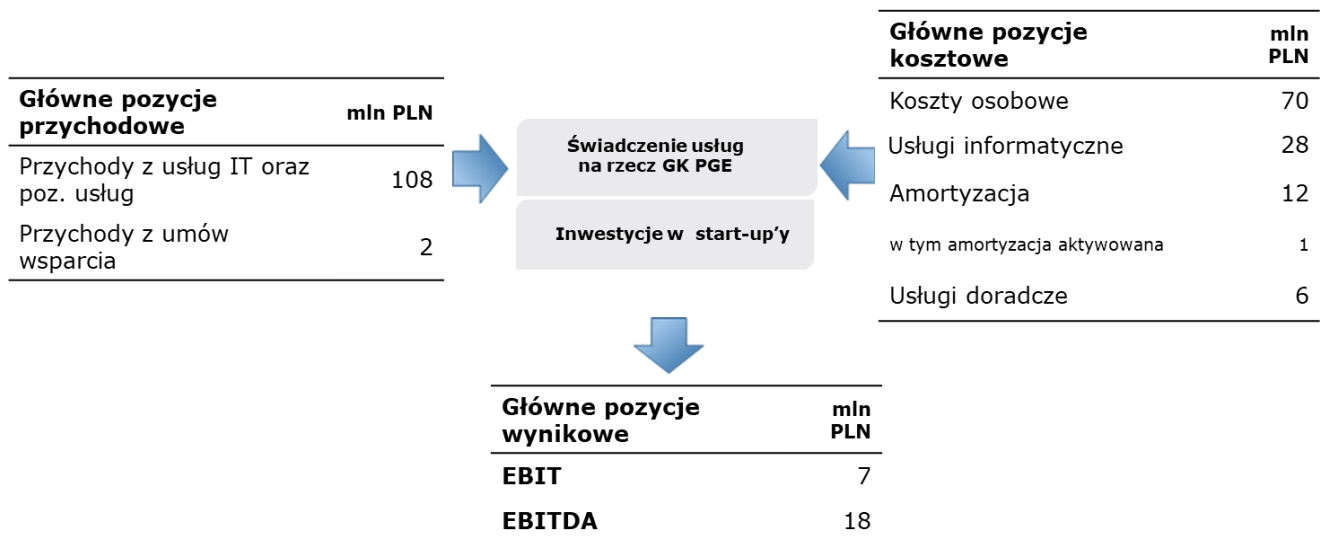
- **Wyższe przychody ze sprzedaży ubocznych produktów spalania**, w związku z realizacją wyższego wolumenu sprzedaży o 70,2 tys. ton oraz wyższej o 66% ceny sprzedaży.
- **Niższe przychody ze sprzedaży usług** w związku z mniejszym zakresem zrealizowanych prac wykonanych w ramach podpisanej umowy sortowania węgla.
- **Wyższy poziom kosztów osobowych** w związku z realizacją porozumień zawartych z stroną społeczną.
- **Niższe koszty usług obcych**, wynikające głównie z niższych kosztów usługi zagospodarowania UPS.
- **Wyższe koszty sprzedanych towarów i materiałów**, wynikające głównie z wyższych kosztów zakupu UPS.
- **Zmiana wartości pozycji pozostałe** ze względu na zmianę stanu zapasów.

### 3.2.10 Segment działalności – Pozostała Działalność

Przedmiotem działalności segmentu jest świadczenie usług na rzecz Grupy Kapitałowej PGE, m.in. organizacja pozyskiwania finansowania w formie euroobligacji (PGE Sweden), świadczenie usług informatycznych oraz transportowych.

W ramach segmentu funkcjonuje również spółka PGE Ventures sp. z o.o., która odpowiada za inwestycje w start-up'y na każdym etapie cyklu inwestycyjnego: od projektów w najwcześniejszej fazie rozwoju, przez projekty w fazie wczesnego wzrostu, kończąc na dojrzałych start-up'ach w fazie późnego wzrostu i ekspansji. Spółka PGE Ventures sp. z o.o. wraz z funduszami satelickimi zainwestowała łącznie w 55 start-up'ów, z czego fundusze odpowiadają za 47, a PGE Ventures sp. z o.o. za 8 inwestycji kapitałowych.

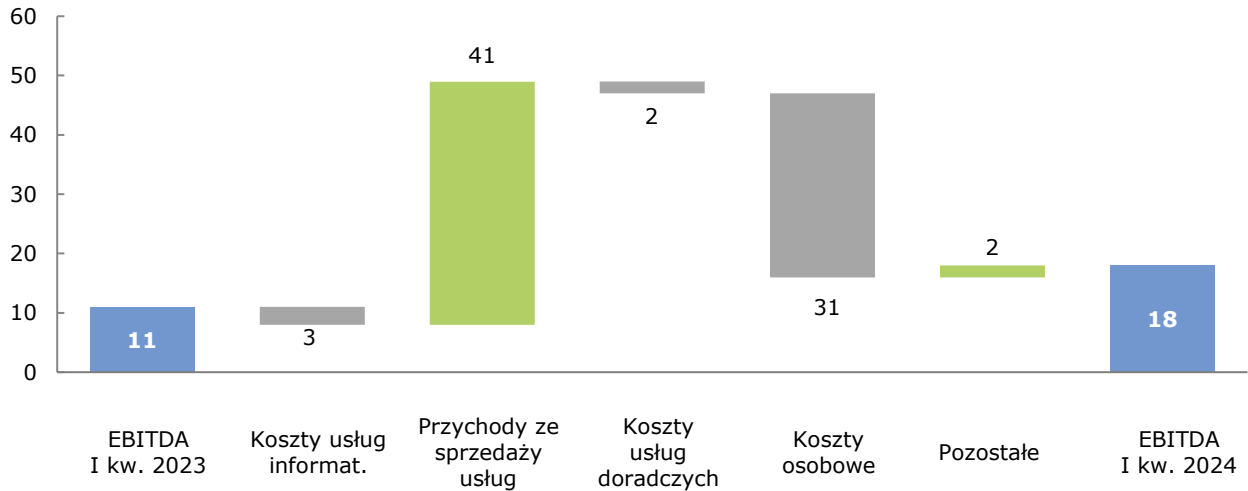
#### Pozostała Działalność





### KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Wykres: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Pozostała Działalność w ujęciu zarządczym (mln PLN)<sup>1</sup>.



Odchylenie		-3	41	-2	-31	2	
EBITDA I kw. 2023	<b>11</b>	25	69	4	39	10	
EBITDA I kw. 2024		28	110	6	70	12	<b>18</b>

<sup>1</sup>Ze względu na wydzielenie segmentu Energetyka Gazowa z segmentu Pozostała Działalność dane za I kwartał 2023 roku dostosowano do porównywalności.

Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu Pozostała Działalność r/r:

- **Wyższe koszty usług informatycznych** w związku z zakupem usług zewnętrznych w celu świadczenia przez spółkę PGE Systemy S.A. szerszego zakresu usług na rzecz GK PGE oraz prowadzenia nowych programów inwestycyjnych, zwłaszcza LTE450 oraz wyższymi cenami usług świadczonych przez firmy zewnętrzne.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży usług** ze względu na większy zakres usług świadczonych przez PGE Systemy S.A. oraz Elbis sp. z o.o. na rzecz spółek w GK PGE.
- **Wyższe koszty usług doradczych** na skutek szerszego zakresu realizowanych projektów przez PGE Systemy S.A.
- **Wyższe koszty osobowe** związane ze wzrostem poziomu płacy minimalnej, presją inflacyjną oraz zatrudnieniem nowych pracowników w spółce PGE Systemy S.A. w związku z rozwojem programu LTE450 oraz przejściem pracowników PKP Energetyka Kolejowa S.A (obecnie PGE Energetyka Kolejowa S.A.).
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** głównie w wyniku przesuniętych w czasie rozliczeń kosztów prowadzonych projektów.

### NAKLĄDY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Pozostała Działalność<sup>1</sup>

mln PLN	I kw. 2024	I kw. 2023	Zmiana %
Inwestycje modernizacyjno-odtworzeniowe	12	16	-25%

<sup>1</sup>Ze względu na wydzielenie segmentu Energetyka Gazowa z segmentu Pozostała Działalność dane za I kwartał 2023 roku dostosowano do porównywalności.

### KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

- W spółce **PGE Inwest 14 sp. z o.o.** trwają prace związane z projektem **Baterijnego Magazynu Energii Elektrycznej** (BMEE) w Żarnowcu, który będzie jedną z największych tego typu instalacji magazynowania energii w Europie. Aktualnie Projekt jest w fazie przygotowania do realizacji. Prowadzone są prace nad dokumentacją przetargową, tak aby w II kwartale 2024 roku uruchomić przetarg na budowę magazynu wraz z układem wyprowadzenia mocy.

## 4. Pozostałe elementy Sprawozdania

### 4.1. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego mające wpływ na działalność w I kwartale 2024 roku oraz w kolejnych okresach.

#### 4.1.1 Projekt wydzielenia wytwórczych aktywów węglowych

##### KORZYŚCI WYNIKAJĄCE ZE SPRZEDAŻY AKTYWÓW WĘGLOWYCH

Zaniechanie działalności w obszarze Energetyki Konwencjonalnej, opartej na spalaniu węgla wynika ze Strategii Grupy Kapitałowej PGE, opublikowanej 19 października 2020 roku, która zakłada neutralność klimatyczną do 2050 roku. Wydzielenie aktywów węglowych przyniesie wymierne korzyści dla Grupy między innymi w następujących obszarach:

- większy i korzystniejszy dostęp do źródeł finansowania dłużnego i kapitałowego, niższe koszty finansowania;
- większy i korzystniejszy dostęp do rynku ubezpieczeniowego;
- mniejsze zapotrzebowanie na gotówkę na zabezpieczenie kosztów emisji CO<sub>2</sub> oraz zapasów surowców produkcyjnych;
- uwolnienie limitów kredytowych w instytucjach finansujących w wyniku redukcji zapotrzebowania na uprawnienia EUA;
- zwiększenie możliwości wykorzystania środków finansowych na inwestycje w sieci dystrybucyjne i zielone technologie, cechujące się wyższą stopą zwrotu;
- ograniczenie ryzyka ekspozycji na cenę uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

Wszystkie powyższe działania w ocenie Zarządu spowodują zwiększenie atrakcyjności Spółki dla akcjonariuszy.

##### DZIAŁANIA W ZAKRESIE WYDZIELENIA WYTWÓRCZYCH AKTYWÓW WĘGLOWYCH

23 lipca 2021 roku PGE S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. i ENERGA S.A. zawarły ze Skarbem Państwa porozumienie dotyczące współpracy w procesie wydzielenia aktywów energetyki węglowej i ich integracji w Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego.

14 lipca 2023 roku PGE S.A. otrzymała od Skarbu Państwa reprezentowanego przez Ministra Aktywów Państwowych propozycję niewiążącego dokumentu podsumowującego warunki transakcji nabycia przez Skarb Państwa wszystkich posiadanych akcji PGE GiEK S.A. 10 sierpnia 2023 roku PGE S.A. oraz Minister Aktywów Państwowych podpisali dokument podsumowujący kluczowe warunki transakcji nabycia przez Skarb Państwa akcji spółki PGE GiEK S.A. celem wydzielenia aktywów węglowych.

Realizacja transakcji sprzedaży PGE GiEK S.A. do Skarbu Państwa była uzależniona od spełnienia szeregu warunków zawieszających.

Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania powyższe warunki zawieszające nie zostały spełnione, tym samym należy zakładać, iż transakcja na warunkach propozycji z 14 lipca 2023 roku nie będzie miała miejsca. Dodatkowo w lutym 2024 roku Rada Ministrów wycofała z Sejmu projekt ustawy o zasadach udzielania przez Skarb Państwa gwarancji za zobowiązania Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego.

Zgodnie z deklaracjami instytucji rządowych proces wydzielenia aktywów węglowych będzie kontynuowany. 9 maja 2024 roku zarządzeniem Ministra Aktywów Państwowych powołany został zespół do spraw wydzielenia aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa sektora energetycznego.

Do zadań zespołu należy:

- analiza uwarunkowań wydzielenia aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa sektora energetycznego;
- współpraca ze spółkami z udziałem Skarbu Państwa sektora energetycznego w zakresie wypracowania założeń, kierunków oraz metod przeprowadzenia wydzielenia;
- opracowanie rekomendacji w zakresie koniecznych lub zalecanych zmian legislacyjnych nakierowanych na przeprowadzenie wydzielenia;

- ustalenie kręgu podmiotów odpowiedzialnych za realizację wydzielenia oraz podziału zadań pomiędzy te podmioty.

Docelowy kształt oraz harmonogram zależy od wyników prac powyższego zespołu i decyzji rządowych.

#### UJĘCIE AKTYWÓW ZWIĄZANYCH Z PGE GiEK S.A. W SPRAWOZDANIU FINANSOWYM

Zdaniem GK PGE na dzień sprawozdawczy nie są spełnione warunki MSSF 5 dotyczące działalności przeznaczonej do zbycia odnośnie aktywów i zobowiązań oraz przychodów i kosztów dla opisywanych jednostek węglowych.

W konsekwencji na 31 marca 2024 roku aktywa związane z PGE GiEK S.A. nie są przeklasyfikowane do działalności zaniechanej. PGE S.A. nie dokonywała również korekt doprowadzających wartość aktywów związanych z PGE GiEK S.A. do wartości, które są wymagane przez MSSF 5. Wartości aktywów, zobowiązań, przychodów, kosztów oraz wyników segmentu Energetyka Konwencjonalna, przedstawiające dane spółki PGE GiEK S.A. oraz podmiotów od niej zależnych, zostały zaprezentowane w nocie 5.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Wartość księgowa konsolidowanych aktywów netto PGE GiEK S.A. i spółek zależnych na 31 marca 2024 roku wynosi 979 mln PLN. Wartość księgowa akcji PGE GiEK S.A. w jednostkowym sprawozdaniu finansowym na dzień 31 marca 2024 roku wynosi 0 PLN.

### 4.1.2 Zmiany regulacyjne

#### MECHANIZMY WSPARCIA ODBIORCÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Z uwagi na kryzysową sytuację na rynku energii elektrycznej ustawodawca zdecydował o wprowadzeniu regulacji prawnych, które czasowo wprowadziły wyjątkowe rozwiązania w zakresie cen energii elektrycznej i taryfowania energii elektrycznej w 2023 roku. 18 października 2022 roku weszła w życie Ustawa z 7 października 2022 roku o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej (Ustawa dla gospodarstw domowych) a 4 listopada 2022 roku weszła w życie Ustawa z 27 października 2022 roku o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku.

Zgodnie z Ustawą dla gospodarstw domowych w 2023 roku przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną było zobowiązane stosować dla odbiorców w gospodarstwach domowych ceny równe cenom zawartym w taryfie obowiązującej na 1 stycznia 2022 roku dla poszczególnych grup taryfowych do określonych limitów zużycia. Natomiast po wejściu w życie ustawy z 16 sierpnia 2023 roku o zmianie Ustawy dla gospodarstw domowych limity zużycia dla każdej kategorii odbiorców zostały zwiększone o dodatkowy 1 MWh. Po przekroczeniu limitów zużycia dedykowanym odbiorcom w gospodarstwach domowych, zgodnie z Ustawą o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku, do rozliczeń z odbiorcami w gospodarstwach domowych była stosowana cena maksymalna wynosząca 693 PLN/MWh (cena bez podatku VAT i akcyzy). Oznacza to, że ceny energii elektrycznej zostały ustalone w przepisach prawa i w związku z tym, w 2023 roku taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE nie miały bezpośredniego wpływu na ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych.

Ponadto, zgodnie z Ustawą o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku, maksymalna cena energii elektrycznej dla innych odbiorców uprawnionych została ustalona na poziomie 785 PLN/MWh (cena bez podatku VAT i akcyzy). Po wejściu w życie ustawy z 16 sierpnia 2023 roku o zmianie Ustawy dla gospodarstw domowych oraz niektórych innych ustaw cena maksymalna wynosiła, podobnie jak dla gospodarstw domowych, 693 PLN/MWh. Cena ta, co do zasady, obowiązywała od 1 grudnia 2022 roku, jednak w zmienionej wysokości obowiązywała od 1 października 2023 roku do 31 grudnia 2023 roku. Wskazany limit ceny maksymalnej dla odbiorców uprawnionych obowiązywał również dla umów sprzedaży energii elektrycznej, które zostały zawarte lub zmienione po 23 lutego 2022 roku i w przypadkach, których cenę maksymalną stosowało się również do rozliczeń za okres od dnia zawarcia lub zmiany tych umów do 30 listopada 2022 roku. Przedsiębiorstwa energetyczne zostały zobowiązane do sukcesywnego zwrotu wynikającego ze stosowania cen maksymalnych do końca 2023 roku.

Przedsiębiorstwom energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, zgodnie z wdrożonymi regulacjami, przysługiwała rekompensata z tytułu stosowania w rozliczeniach z odbiorcami w gospodarstwach domowych cen energii elektrycznej w takiej samej wysokości jak 1 stycznia 2022 roku. Rekompensatę stanowił iloczyn energii elektrycznej zużytej w punkcie poboru energii, do maksymalnych limitów zużycia uprawniających odbiorców do stosowania wobec nich cen z 2022 roku i różnicy między ceną energii elektrycznej wynikającą z taryfy dla energii elektrycznej zatwierdzonej przez Prezesa URE na 2023 rok a cenami energii elektrycznej zatwierdzonymi w taryfie na 2022 rok. Z kolei za stosowanie w rozliczeniach wobec odbiorców w gospodarstwach domowych ceny maksymalnej 693 PLN/MWh przedsiębiorstwom obrotu przysługiwała rekompensata w kwocie stanowiącej iloczyn ilości energii elektrycznej zużytej w danym miesiącu i różnicy między ceną odniesienia a ceną maksymalną, dla każdego punktu poboru energii. Ceną odniesienia była cena energii elektrycznej wynikająca z taryfy dla

energii elektrycznej zatwierdzona przez Prezesa URE na 2023 rok. Rekompensaty przysługują również za stosowanie cen maksymalnych w rozliczeniach z innymi uprawnionymi podmiotami. W tym przypadku, co do zasady, cena referencyjna dla wypłaty rekompensat była obliczana na podstawie cen energii elektrycznej w kontraktach giełdowych oraz cen energii elektrycznej zakupionej na potrzeby sprzedaży odbiorcy uprawnionemu, powiększonych o koszt umorzenia świadectw pochodzenia oraz marżę.

Mechanizmy wprowadzone w Ustawie dla gospodarstw domowych oraz Ustawie o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku powinny co do zasady zrekompensować spółkom obrotu obniżkę cen.

Zgodnie z przepisami ustawy z 7 grudnia 2023 roku o zmianie ustaw w celu wsparcia odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła, która weszła w życie 31 grudnia 2023 roku (Ustawa na 2024 rok) mechanizmy zamrożenia cen taryfowych oraz ceny maksymalnej przedłużono do 30 czerwca 2024 roku.

23 maja 2024 roku Sejm przyjął i przekazał do podpisu Prezydenta RP projekt ustawy o czasowym ograniczeniu cen za energię elektryczną, gaz ziemny i ciepło systemowe oraz o bonie energetycznym, która reguluje zasady stosowania cen za energię elektryczną od 1 lipca 2024 roku do 31 grudnia 2024 roku. W projekcie na przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną nałożono obowiązek w postaci złożenia wniosku o zmianę obowiązującej taryfy na 2024 rok w terminie 7 dni od dnia wejścia w życie ustawy lub na wezwanie Prezesa URE. Zmieniona taryfa, zgodnie z projektem ustawy, ma obowiązywać od 1 lipca 2024 roku do 31 grudnia 2025 roku. W projekcie zakłada się również przedłużenie obowiązywania mechanizmu ceny maksymalnej za energię elektryczną. Cena ta obowiązywać będzie w drugiej połowie 2024 roku i została ustalona na poziomie 500 zł/MWh dla odbiorców w gospodarstwach domowych oraz na poziomie 693 zł/MWh dla jednostek samorządu terytorialnego oraz podmiotów użyteczności publicznej (m.in. szkoły, szpitale, jednostki pomocy społecznej), a także dla mikro, małych i średnich przedsiębiorców.

Z możliwości rozliczenia po cenie maksymalnej wyłączni zostali odbiorcy energii elektrycznej, którzy zawarli umowy na sprzedaż tej energii z ceną dynamiczną. Jeżeli taryfa zatwierdzona przez Prezesa URE będzie wyższa niż cena maksymalna dla gospodarstw domowych, odbiorcy w gospodarstwach domowych będą rozliczani zgodnie ceną maksymalną 500 zł/MWh. Z tytułu stosowania ceny maksymalnej w rozliczeniach z odbiorcami przedsiębiorstwa obrotu będą uprawnione do rekompensaty w wysokości różnicy pomiędzy ceną taryfową obowiązującą od 1 lipca 2024 roku a ceną maksymalną.

W I kwartale 2024 roku przychody z tytułu rekompensat wyniosły 1 289 mln PLN. Środki otrzymane przez spółki sprzedaży miały na celu zrekompensowanie strat, jakie podmioty te odniosły z uwagi na zamrożenie cen.

Powyższe wartości dotyczące należnych rekompensat są szacunkiem określonym zgodnie z najlepszą wiedzą dostępną Grupie Kapitałowej PGE na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania finansowego.

### FUNDUSZ WRC

Na sytuację finansową Grupy PGE począwszy od 1 grudnia 2022 roku miały wpływ także przepisy Ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku, które wprowadziły obowiązek przekazywania comiesięcznych odpisów na rachunek Funduszu WRC przez wytwórców energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną. Odpis na Fundusz WRC stanowił iloczyn wolumenu sprzedaży energii elektrycznej oraz dodatniej różnicy średniej ważonej wolumenem ceny rynkowej sprzedanej energii elektrycznej oraz średniej ważonej wolumenem limitu ceny sprzedanej energii elektrycznej, co zostało uregulowane w Rozporządzeniu Rady Ministrów z 8 listopada 2022 roku w sprawie sposobu obliczania limitu ceny.

Dla poszczególnych źródeł wytwórczych określono inny sposób obliczania limitu ceny:

- w przypadku jednostek produkujących energię z węgla brunatnego i kamiennego limit ceny uwzględnia m.in. jednostkowy koszt zużytego paliwa, koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, sprawność jednostek wytwórczych, marżę oraz określony poziom dodatku inwestycyjnego i na pokrycie kosztów stałych w wysokości 50 PLN/MWh,
- dla jednostek produkujących energię ze źródeł odnawialnych limit ceny był określany w odniesieniu do ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii, przy czym dla elektrowni wodnych limitem ceny jest 40% tej ceny referencyjnej.

Natomiast dla przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną:

- dla energii sprzedawanej do odbiorców końcowych limit ceny stanowił iloczyn średniej ważonej wolumenem ceny zakupionej energii elektrycznej w danym dniu oraz marży określonej jako 1,035 lub 1,03 (powiększony o jednostkowy koszt umorzenia świadectw pochodzenia),
- dla energii sprzedawanej do odbiorców innych niż końcowi limit ceny stanowił iloczyn średniej ważonej wolumenem ceny zakupionej energii w danym dniu oraz marży określonej jako 1,015 lub 1,01.

Począwszy od 1 stycznia 2023 roku przedsiębiorstwa obrotu obliczały wysokość odpisu na Fundusz WRC za dany miesiąc kalendarzowy, którego dotyczyło rozliczenie, biorąc pod uwagę wolumen sprzedaży energii elektrycznej, cenę rynkową oraz limit ceny w okresach 3 dekad tego miesiąca, tj. od 1 do 10, od 11 do 20 oraz od 21 do ostatniego dnia miesiąca. Do 31 grudnia 2022 roku odpis na Fundusz WRC był obliczany oddzielnie za każdy dzień miesiąca.

1 marca oraz 1 września 2023 roku weszły w życie zmiany w przepisach Ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku, regulujące zasady odprowadzania odpisów na Fundusz WRC.

Zmiana dotyczyła m.in. rozszerzenia katalogu przychodów, które stanowią podstawę kalkulacji odpisu na Fundusz WRC. W efekcie zwiększeniu uległa suma odpisów przekazywanych przez GK PGE.

W związku z wątpliwościami w interpretacji przepisów oraz kwalifikacji przychodów z dodatkowych rozliczeń pieniężnych, które powinny zostać uwzględnione w ustaleniu odpisu na Fundusz WRC, PGE S.A. wystąpiła do Prezesa URE o wydanie interpretacji indywidualnej potwierdzającej zastosowaną wykładnię przepisów Ustawy, w wyniku której przychody z wybranych umów nie powinny być uwzględniane w kalkulacji wysokości odpisu na Fundusz WRC. Prezes URE nie podzielił stanowiska Spółki. PGE S.A. nie zgadzając się z niekorzystną decyzją Prezesa URE odwołała się od niej do sądu okręgowego w Warszawie.

W 2023 roku odpis należny na Fundusz WRC wyniósł 6 569 mln PLN (wraz z korektą dotyczącą roku 2022) zmniejszając wynik finansowy. Z kolei przychody z tytułu rekompensat za 2023 rok wyniosły 7 658 mln PLN. Przychody z tytułu rekompensat są niezależne od wysokości wpłat na Fundusz WRC. Jak opisano powyżej środki otrzymane przez spółki sprzedaży miały na celu zrekomensowanie strat, jakie podmioty te odniosły z uwagi na zamrożenie cen. Z kolei wpłaty na Fundusz WRC ograniczyły marże realizowane przez poszczególne przedsiębiorstwa energetyczne do szczegółowych poziomów wskazanych w regulacjach.

System odpisów na Fundusz WRC za okresy rozliczeniowe w 2023 roku nie zamknął się do 31 grudnia 2023 roku. Odpisy na Fundusz WRC muszą być przekazywane także w 2024 roku w przypadku sprzedaży zrealizowanej w ostatnich tygodniach 2023 roku. Ustawodawca w ustawie na 2024 rok nie zdecydował się na przedłużenie obowiązku uiszczania odpisów na Fundusz WRC na 2024 rok, co oznacza, że ostatnim miesiącem za który należało odprowadzić odpis na Fundusz WRC był grudzień 2023 roku. W I kwartale 2024 roku ujęta została korekta odpisu na Fundusz za poprzedni okres w wysokości 5 mln PLN (jako pomniejszenie kosztów).

#### ROZPORZĄDZENIE MKiŚ Z 9 WRZEŚNIA 2023 ROKU

Jednocześnie 11 września 2023 roku opublikowane zostało rozporządzenie MKiŚ z 9 września 2023 roku zmieniające rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną, które weszło w życie 19 września 2023 roku. Rozporządzenie to obniżało odbiorcom w gospodarstwach domowych rachunki za energię elektryczną średnio o 125 PLN w 2023 roku, pod warunkiem spełnienia jednej z wymienionych enumeratywnie przesłanek. Przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną były zobowiązane do dokonania obniżki najpóźniej w ostatniej fakturze za energię elektryczną w 2023 roku. Z tytułu tego obniżenia przedsiębiorstwa obrotu nie otrzymały jak dotąd żadnej rekompensaty z uwagi na brak przepisów, które stanowiłyby podstawę do jej przyznania.

Na 31 grudnia 2023 roku uwzględniając liczbę odbiorców, którzy spełnili chociaż jeden z określonych w rozporządzeniu warunków, obniżono przychody o kwotę 535 mln PLN (z tego kwota 230 mln PLN stanowi szacunek). Według stanu na dzień 31 marca 2024 roku z kwoty stanowiącej szacunek na koniec okresu sprawozdawczego tj. z 230 mln PLN do wypłaty odbiorcom pozostaje kwota ok. 88 mln PLN.

### 4.1.3 Decyzja środowiskowa w sprawie Kopalni Turów

31 maja 2023 roku Wojewódzki Sąd Administracyjny w Warszawie wstrzymał - do czasu rozpoznania właściwej skargi - wykonalność decyzji środowiskowej na wydobycie węgla dla Kopalni Turów. Decyzja środowiskowa określa uwarunkowania realizacji przedsięwzięcia: "Kontynuacja eksploatacji złoża węgla brunatnego Turów, realizowanego w gminie Bogatynia". Skargę na decyzję środowiskową złożyły m.in. Fundacja Frank Bold, Greenpeace oraz Stowarzyszenie Ekologiczne EKO-UNIA.

12 czerwca 2023 roku spółka PGE GiEK S.A. złożyła zażalenie na wydane 31 maja 2023 roku postanowienie wydane przez WSA w sprawie Kopalni Turów do Naczelnego Sądu Administracyjnego w Warszawie. Była to odpowiedź spółki na wstrzymanie przez WSA wykonalności decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach wydanej przez Generalną Dyрекcję Ochrony Środowiska we wrześniu 2022 roku.

18 lipca 2023 roku NSA uchylił postanowienie WSA z 31 maja 2023 roku o wstrzymaniu wykonalności decyzji środowiskowej w sprawie Kopalni w Turowie. Uwzględniono zażalenia GDOŚ, PGE GiEK S.A. oraz Prokuratury Krajowej.

31 sierpnia 2023 roku WSA zawiesił postępowanie w sprawie decyzji środowiskowej GDOŚ dotyczącej Kopalni Turów do czasu formalnego zakończenia sprawy z wniosku spółki PGE GiEK S.A. o zmianę decyzji środowiskowej. Postępowanie z wniosku PGE GiEK S.A. o zmianę decyzji środowiskowej się zakończyło ostateczną i prawomocną decyzją o umorzeniu postępowania.

13 marca 2024 roku WSA uchylił decyzję GDOŚ, określającą środowiskowe uwarunkowania dalszej eksploatacji złoża węgla brunatnego w Turowie. Jak podkreślił WSA nie oznacza to ani zamknięcia ani wstrzymania pracy w kopalni Turów. Orzeczenie nie jest prawomocne.

30 kwietnia 2024 roku doręczono PGE GiEK S.A. odpis wyroku wraz z uzasadnieniem. Orzeczenie nie jest prawomocne. Spółka PGE GiEK S.A. podjęła decyzję o złożeniu od ww. wyroku skargi kasacyjnej do Naczelnego Sądu Administracyjnego.

#### 4.1.4 Wpływ wojny na terytorium Ukrainy na działalność GK PGE

Wojna na terytorium Ukrainy może wpłynąć na działalność GK PGE oraz przyszłe wyniki finansowe. W stosunku do ostatnio opublikowanego sprawozdania nie stwierdzono istotnych zmian w zakresie raportowanych zagadnień. W szczególności ocenie/zmianie mogą podlegać następujące pozycje: wartość odzyskiwalna wybranych pozycji aktywów, poziom oczekiwanych strat kredytowych oraz wycena instrumentów finansowych. Grupa PGE na bieżąco monitoruje przebieg wojny, konsekwencje makroekonomiczne oraz rynkowe. Ewentualne zdarzenia, które wystąpią zostaną odzwierciedlone odpowiednio w przyszłych sprawozdaniach finansowych Grupy.

#### 4.1.5 Roszczenia od kontrahentów ENESTA sp. z o.o.

W 2021 roku ENESTA sp. z o.o. (obecnie ENESTA sp. z o.o. w restrukturyzacji) rozwiązała niekorzystne umowy na dostawę energii elektrycznej oraz gazu ziemnego. W 2022 roku część kontrahentów skierowała roszczenia na drogę sądową. Po nieudanych próbach osiągnięcia porozumienia z kontrahentami, ENESTA sp. z o.o. złożyła wnioski o wszczęcie postępowania restrukturyzacyjnego. 21 czerwca 2022 roku otwarte zostało postępowanie restrukturyzacyjne (sanacyjne). Pod koniec 2022 roku oraz w lutym 2023 roku w toczących się postępowaniach zapadły wyroki niekorzystne dla spółki. Wyroki ustaliły istnienie i obowiązywanie umów w zakresie sprzedaży energii elektrycznej i gazu ziemnego. W związku z koniecznością kontynuowania realizacji niekorzystnych umów sprzedaży na koniec 2022 roku utworzona została rezerwa na umowy rodzące obciążenia w wysokości 37 mln PLN. Dodatkowo utworzono rezerwy z tytułu potencjalnych sporów sądowych w związku ze sprzedażą rezerwową realizowaną w 2022 roku przez sprzedawcę z urzędu w wysokości 56 mln PLN. W trakcie 2023 roku wszystkie rezerwy na umowy rodzące obciążenia zostały rozwiązane. Przychody ze sprzedaży są fakturowane zgodnie z prawomocnymi wyrokami sądowymi. We wrześniu 2023 roku nastąpiło podwyższenie kapitału ENESTA sp. z o.o. o 32 mln PLN. Udziały w podwyższonym kapitale zostały w całości objęte i opłacone przez PGE Obrót S.A. W grudniu 2023 roku została podjęta kolejna uchwała dotycząca podwyższenia kapitału o 34 mln PLN.

Na 31 marca 2024 roku wartość aktywów oraz kapitałów i zobowiązań spółki ENESTA sp. z o.o. wynosi 108 mln PLN a wartość kapitałów własnych (-)134 mln PLN.

#### 4.1.6 Realizacja przez PGE Paliwa sp. z o.o. decyzji Prezesa Rady Ministrów w zakresie zakupu węgla

W latach 2022-2024 PGE Paliwa sp. z o.o. realizowała wydane w połowie 2022 roku decyzje Prezesa Rady Ministrów polecające zakup przynajmniej 3 mln ton węgla energetycznego o parametrach zbliżonych do parametrów jakościowych wykorzystywanych przez gospodarstwa domowe oraz jego sprowadzenie do kraju (decyzja). W związku ze znacznym spadkiem rynkowych cen węgla w 2023 roku oraz utrzymującymi się w I kwartale 2024 roku niskimi cenami węgla spółka zrealizowała ujemny wynik na sprzedaży węgla zakupionego w celu realizacji decyzji, a który nie został sprzedany do 30 kwietnia 2023 roku.

Łączny wynik na sprzedaży tego węgla wraz z innymi kosztami poniesionymi w celu realizacji decyzji, rozpoznany w wynikach finansowych w I kwartale 2024 roku wyniósł (-)22 mln PLN. Węgiel, który został sprzedany w I kwartale 2024 roku na dzień 31 grudnia 2023 objęty był odpisem aktualizującym w kwocie 239 mln PLN. Odpis został częściowo wykorzystany i na dzień 31 marca 2024 roku wartość odpisu wyniosła 95 mln PLN.

W październiku 2023 roku została podpisana Umowa z MKiŚ dotycząca finansowania realizacji decyzji Prezesa Rady Ministrów, zakładająca zwrot poniesionych kosztów w związku z realizacją decyzji. Sprawozdanie z realizacji decyzji według stanu na 30 kwietnia 2023 roku wymagane poprzez zapisy Umowy zostało złożone terminowo przez PGE Paliwa sp. z o.o. do MKiŚ. Spółka planuje złożyć aktualizację Sprawozdania zgodnie z określonymi w Umowie terminami.

W 2023 roku ujęty został przychód z tytułu Umowy w wysokości 849 mln PLN. Na przychód ten składała się kwota 406 mln PLN otrzymana w 2023 roku oraz szacunek pozostałej kwoty rekompensaty w wysokości 443 mln PLN. W I kwartale 2024 roku szacunek uległ zwiększeniu do wysokości 465 mln PLN a kwota 22 mln PLN została ujęta w wynikach bieżącego okresu. Wpływ środków pieniężnych z tytułu pozostałej kwoty rekompensaty powinien nastąpić na przełomie III i IV kwartału 2024 roku.

#### 4.1.7 Projekt budowy elektrowni jądrowej

31 października 2022 roku PGE S.A. podpisała z Korea Hydro & Nuclear Power Co. Ltd. oraz z ZE PAK S.A. list intencyjny, którego celem jest rozpoczęcie współpracy w ramach strategicznego polsko – koreańskiego projektu budowy elektrowni jądrowej w lokalizacji Pątnów-Konin. Planowana moc elektrowni to 2 800 MWe z wykorzystaniem dwóch reaktorów jądrowych typu PWR (Pressurized Water Reactor) w oparciu o koreańską technologię APR 1400. Współpraca obejmuje również badania terenowe i środowiskowe, realizację studium wykonalności oraz uzyskanie niezbędnych decyzji administracyjnych.

W Programie Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ) obszar Pątnów-Konin jest rekomendowany jako jedna z możliwych lokalizacji do budowy elektrowni jądrowej w Polsce. Inwestycja wpisuje się również w założenia rozwoju technologii jądrowych zawartych w Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku.

22 maja 2023 roku w KRS nastąpiła rejestracja spółki PGE PAK Energia Jądrowa S.A. PGE S.A. i ZE PAK S.A. posiadają po 50% akcji w PGE PAK Energia Jądrowa S.A.

11 sierpnia 2023 roku PGE S.A., ZE PAK S.A. oraz spółka PGE PAK Energia Jądrowa S.A. zawarły umowę akcjonariuszy, która określa zasady ładu korporacyjnego i działalności tej spółki.

16 sierpnia 2023 roku spółka PGE PAK Energia Jądrowa S.A. złożyła do MKiŚ wnioski o wydanie decyzji zasadniczej dla budowy elektrowni jądrowej w regionie konińskim.

24 listopada 2023 roku MKiŚ wydało Decyzję Zasadniczą dla budowy elektrowni jądrowej w regionie konińskim.

#### 4.1.8 Zawarcie aneksu do umowy kredytu konsorcjalnego

6 lutego 2024 roku zawarty został aneks do umowy kredytu odnawialnego, która została zawarta przez PGE S.A. 1 marca 2023 roku z konsorcjum składającym się z następujących banków: Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A., Bank Polska Kasa Opieki S.A., Bank of China (Europe) S.A., Industrial and Commercial Bank of China (Europe) S.A., Alior Bank S.A. i Santander Bank Polska S.A. W wyniku aneksu do umowy przystąpił China Construction Bank (Europe) S.A. z siedzibą w Luksemburgu oraz nastąpiło zwiększenie kwoty kredytu z 2 330 mln PLN do 3 150 mln PLN.

Przedmiot umowy obejmuje udzielenie przez banki kredytu, który może zostać przeznaczony na:

- finansowanie bieżącej działalności PGE S.A. i Grupy Kapitałowej, w szczególności zgodnie z długoterminową strategią Grupy zmierzającą do ograniczenia emisji oraz zwiększenia produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych,
- finansowanie inwestycji i nakładów inwestycyjnych związanych z działalnością PGE S.A. i Grupy, innych niż inwestycje w nowe aktywa węglowe,
- refinansowanie zobowiązań finansowych PGE S.A. oraz Grupy PGE.

Ostateczny dzień spłaty kredytu przypada na 1 marca 2027 roku. Oprocentowanie kredytu kalkulowane jest na bazie zmiennej stopy procentowej opartej na odpowiedniej stopie WIBOR (stawka referencyjna) powiększonej o marżę. Marża kredytu może podlegać okresowej korekcie w zależności od ratingu ESG przyznanego PGE S.A. przez wyspecjalizowaną agencję. Zgodnie z warunkami umowy PGE S.A. zobowiązuje się do utrzymania wskaźnika zadłużenia netto do zysku EBITDA na poziomie nie wyższym niż 4:1 w przypadku posiadania przez PGE S.A. oceny ratingowej na poziomie inwestycyjnym lub nie wyższym niż 3,5:1 w przypadku, gdy PGE S.A. nie będzie posiadało oceny ratingowej na poziomie inwestycyjnym. Kredyt nie jest zabezpieczony na żadnym składniku majątku PGE S.A. ani GK PGE.

[Zawarcie aneksu do umowy kredytu konsorcjalnego](#)

#### 4.1.9 Rekomendacja niewypłacania dywidendy za rok 2023

Zarząd PGE S.A. 3 kwietnia 2024 roku podjął decyzję o rekomendacji niewypłacania dywidendy za rok 2023 dla akcjonariuszy. Decyzja została podjęta zgodnie z polityką dywidendy i jest efektem analizy ogólnej wysokości zadłużenia Spółki oraz spodziewanych nakładów kapitałowych, w kontekście braku realizacji projektu wydzielenia aktywów węglowych oraz pogarszających się warunków funkcjonowania elektrowni węglowych, które znajdują swoje odzwierciedlenie w wynikach testów na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych w segmencie Energetyki Konwencjonalnej.

#### 4.1.10 Zmiany w składzie Zarządu i RN

Szczegółowy opis zmian w składzie Zarządu oraz RN znajduje się w pkt. 1.4 niniejszego sprawozdania.

## 4.2. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej

Istotne postępowania toczące się przed sądami, organami właściwymi dla postępowań arbitrażowych oraz organami administracji publicznej zostały omówione w nocie 23.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego. We wskazanej nocie omówiono między innymi kwestie odszkodowania dotyczącego konwersji akcji, kwestii związanych z wnioskiem konsorcjum Polimex-Mostostal o podwyższenie wynagrodzenia za budowę elektrociepłowni w Siechnicach oraz decyzji środowiskowej w sprawie Kopalni Turów.

## 4.3. Informacje o udzieleniu przez Spółkę lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji

Na 31 marca 2024 roku PGE S.A. oraz jednostki zależne nie udzieliły poręczeń kredytów, pożyczek ani gwarancji innemu podmiotowi lub jednostce zależnej, gdzie wartość poręczeń lub gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10% kapitałów własnych Spółki.

## 4.4. Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych

Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych zostały opisane w pkt. 1.3 niniejszego sprawozdania oraz w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

## 4.5. Transakcje z podmiotami powiązanymi

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązanymi zostały zamieszczone w nocie 25 skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Ponadto w nocie 5 skonsolidowanego sprawozdania finansowego wskazano, że GK PGE rozlicza transakcje między segmentami w taki sposób, jakby dotyczyły one podmiotów niepowiązanych – na warunkach rynkowych.

## 4.6. Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

## 4.7. Istotne pozycje pozabilansowe

Opis istotnych pozycji pozabilansowych został przedstawiony w nocie 23.1 oraz 10 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

## 4.8. Umowy oraz inne informacje istotne dla oceny sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego GK PGE i ich zmian oraz informacje istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez Grupę Kapitałową PGE

W I kwartale 2024 roku poza zdarzeniami wskazanymi w pozostałych punktach niniejszego sprawozdania, nie wystąpiły inne zdarzenia, które są istotne dla oceny sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego GK PGE i ich zmian oraz oceny możliwości realizacji zobowiązań przez Grupę Kapitałową PGE.



## 5. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu PGE S.A. kwartalne skonsolidowane sprawozdanie finansowe i dane porównawcze sporządzone zostały zgodnie z obowiązującymi zasadami rachunkowości, odzwierciedlają w sposób prawdziwy, rzetelny i jasny sytuację majątkową i finansową Grupy Kapitałowej PGE oraz jej wynik finansowy.

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE zawiera prawdziwy obraz rozwoju i osiągnięć oraz sytuacji Grupy Kapitałowej.

## 6. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej 27 maja 2024 roku.

Warszawa, 27 maja 2024 roku

Podpisy Członków Zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A.

**Prezes Zarządu**

**Dariusz Marzec**

**Wiceprezes Zarządu**

**Robert Kowalski**

**Wiceprezes Zarządu**

**Marcin Laskowski**

## Słowniczek pojęć branżowych

ARA	Dolarowy indeks cen węgla w EU. Loco w portach Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia
BAT	Best Available Technology – Najlepsze dostępne technologie
Biomasa	stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, a w szczególności surowce rolnicze
BREF	Best Available Techniques Reference Document – Dokument referencyjny BAT
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine - układ gazowo-parowy z turbiną gazową
Dobre Praktyki	Dokumenty: „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW 2016” przyjęte uchwałą Rady Giełdy z 13 października 2015 roku i obowiązujące od 1 stycznia 2016 roku do 30 czerwca 2021 roku oraz „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW 2021” przyjęte uchwałą Rady Giełdy z 29 marca 2021 roku i obowiązujące od 1 lipca 2021 roku
Dystrybucja	transport energii sieciami dystrybucyjnymi wysokiego (110 kV), średniego (15 kV) i niskiego (400V) napięcia w celu dostarczenia jej odbiorcom
Elektrownie szczytowo-pompowe (ESP)	specjalny typ elektrowni wodnych pozwalający na magazynowanie energii elektrycznej. Wykorzystywany jest do tego górny zbiornik wodny, do którego pompowana jest woda ze zbiornika dolnego, przy wykorzystaniu energii elektrycznej (zwykle nadmiarowej w systemie). Elektrownie szczytowo-pompowe świadczą usługi regulacyjne dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. W okresie zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną woda ze zbiornika górnego jest spuszczana przez turbinę. W ten sposób produkowana jest energia elektryczna.
Elektrownie zawodowe ciepłone	kategoria stosowana przez PSE S.A w miesięcznych raportach z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i Rynku Bilansującego – obejmuje elektrownie i elektrociepłownie
Energia czarna	umowna nazwa energii wytwarzanej w wyniku spalania węgla kamiennego lub brunatnego
Energia czerwona	umowna nazwa energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem
Energia zielona	umowna nazwa energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii
Energia żółta	umowna nazwa energii wytwarzanej w elektrowniach gazowych oraz gazowo-parowych
EUA	European Union Allowances - zbywalne prawa do emisji CO <sub>2</sub> , 1 EUA uprawnia do emisji jednej tony CO <sub>2</sub>
EU ETS	European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme, wspólnotowy system handlu emisjami. Zasady jego funkcjonowania określa Dyrektywa Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, zmieniona Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z 23 kwietnia 2009 roku (Dz.U.UE L z 5.6.2009, Nr 140, str. 63–87)
EW	Elektrownia Wodna
FW	Farma Wiatrowa
Generacja wymuszona	wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE. Dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności
Gospodarka o obiegu zamkniętym	system, w którym minimalizuje się zużycie surowców i wielkość odpadów oraz emisję i utraty energii poprzez tworzenie zamkniętej pętli procesów, w których odpady z jednych procesów są wykorzystywane jako surowce dla innych, co maksymalnie zmniejsza ilość końcowych odpadów produkcyjnych
Grupa taryfowa	grupa odbiorców pobierających energię elektryczną lub ciepło lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną lub ciepło, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania
GW	gigawat, jednostka mocy w układzie SI, 1 GW = 10 <sup>9</sup> W
GWe	gigawat mocy elektrycznej
GWt	gigawat mocy cieplnej
HCl	chlorowódór
Hg	rtęć
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle, technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa
IOS	Instalacja Odsiarczania Spalin
IRGiT	Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.

IRZ	Usługa Interwencyjnej Rezerwy Zimnej, polegająca na utrzymaniu w gotowości bloku do produkcji energii. Energia produkowana jest na polecenie PSE S.A.
ITPOE	Instalacja Termicznego Przetwarzania z Odzyskiem Energii
ITRE	Komisja Przemysłu, Badań Naukowych i Energii w PE
Jednostka wytwórcza	opisany przez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła i wyprowadzenia mocy
JWCD	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana – Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez PSE S.A.
KDT	kontrakty długoterminowe na zakup mocy i energii elektrycznej zawarte między PSE S.A. a wytwórcami energii elektrycznej w latach 1994-2001
KRI	Key Risk Indicator – kluczowa miara ryzyka
Kogeneracja	równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego
KPI	kluczowe wskaźniki efektywności
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny, zbiór urządzeń do rozdziału, przesyłania i wytwarzania energii elektrycznej, połączonych w system umożliwiający dostawy energii elektrycznej na terenie Polski
KSP	Krajowy System Przesyłowy, zbiór urządzeń do przesyłu energii elektrycznej na terenie Polski
kV	kilowolt, jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 \text{ kV} = 10^3 \text{ V}$
kWh	kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej w układzie SI, określająca ilość energii, jaką urządzenie o mocy 1 kW zużywa w ciągu godziny, $1 \text{ kWh} = 3.600.000 \text{ J} = 3,6 \text{ MJ}$
kWp	jednostka mocy dedykowana dla określania mocy paneli fotowoltaicznych; oznacza ilość energii elektrycznej w peak'u, czyli w szczycie produkcji.
LNG	Skroplony gaz ziemny (liquefied natural gas)
LZO	Licznik Zdalnego Odczytu
MEW	Małe Elektrownie Wodne
MFW	Morska Farma Wiatrowa
MIE	Minimalna Ilość Energii
Moc osiągalna	największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana przez wytwórcę cieplnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
Moc zainstalowana	formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji (wartość historyczna – niezmienna w czasie)
MSR	rezerwa stabilizacyjna rynku (dotyczy CO <sub>2</sub> )
MW	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MWe	megawat mocy elektrycznej
MWt	megawat mocy cieplnej
NH <sub>3</sub>	amoniak
Nm <sup>3</sup>	normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m <sup>3</sup> przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
NO <sub>x</sub>	tlenki azotu
Odnawialne źródło energii (OZE)	źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych
Operacyjna rezerwa mocy (ORM)	zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JGWA) będących w ruchu albo postoju, stanowiące nadwyżkę mocy dostępną dla PSE S.A. ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokryte w ramach Umów Sprzedaży Energii (USE) oraz na Rynku Bilansującym (RB) w ramach generacji swobodnej

Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD)	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi
Operator Systemu Przesyłowego (OSP)	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi. Na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od 2 lipca 2014 do 31 grudnia 2030 roku na Operatora Systemu Przesyłowego w zakresie przesyłu energii elektrycznej wyznaczona została PSE S.A.
Opłata kogeneracyjna	element rachunku za energię elektryczną pobierany w celu sfinansowania nowego mechanizmu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji (system aukcyjny od 2019 roku).
Opłata OZE	opłata OZE służy zapewnieniu dostępności energii ze źródeł odnawialnych w KSE. Opłatę OZE przeznacza się wyłącznie na pokrycie ujemnego salda z tyt. rozliczeń energii ze źródeł odnawialnych pomiędzy wytwórcami tej energii i sprzedawcami energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz kosztów działalności Zarządcy Rozliczeń S.A. (dysponenta opłat OZE).
Opłata przejściowa	element opłaty dystrybucyjnej pobierany w celu zrekompensowania zakładom energetycznym strat wynikających z przedterminowego rozwiązania Kontraktów Długoterminowych (KDT).
OTF	Organized Trading Facilities
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
Pasmo	podstawa, baza (base, baseload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy w każdej godzinie doby danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
PJ	petadžul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 PJ = ok. 278 GWh
PPA	zakup energii elektrycznej bezpośrednio od producentów energii ze źródeł odnawialnych
Prawa majątkowe	zbywalne i stanowiące towar giełdowy prawa wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii i w kogeneracji
Prosument	odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy kompleksowej, wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji w celu jej zużycia na potrzeby własne, niezwiązane z wykonywaną działalnością gospodarczą
Przesył energii elektrycznej	transport energii elektrycznej siecią przesyłową wysokiego napięcia (220 i 400 kV) od wytwórców do dystrybutorów
PSCMI-1	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 1 - uśredniony poziom cen miał w energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku energetycznym
PSCMI-2	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen miał w energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku ciepła
Purchasing Managers Index (PMI)	złożony wskaźnik opracowywany przez Markit Economics w celu zobrazowania kondycji sektora przemysłowego; wartość wskaźnika powyżej 50 pkt oznacza poprawę sytuacji w sektorze
PV	fotowoltaiczny
RCL	Rządowe Centrum Legislacji
Regulacyjne Usługi Systemowe (RUS)	usługi świadczone przez podmioty na rzecz Operatora Systemu Przesyłowego, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych
Regulator	Prezes URE wypełniający zadania przypisane mu w Prawie Energetycznym. Zajmuje się m.in. wydawaniem koncesji przedsiębiorstwom energetycznym oraz zatwierdzaniem taryf dla przedsiębiorstw energetycznych, wyznaczaniem operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych.

REPowerEU	plan KE w zakresie oszczędzania energii, produkcji ekologicznej oraz dywersyfikacji dostaw energii w związku z zakłóceniami na światowym rynku energii spowodowanymi inwazją Rosji na Ukrainę
RIG	usługa Rezerwa Interwencyjna Gotowość - jest to gotowość elektrowni do świadczenia usługi generacji mocy czynnej lub poboru tej mocy na żądanie PSE S.A.
Rynek bilansujący (RB)	techniczna platforma równoważenia popytu i podaży na rynku energii elektrycznej. Rozliczane są na nim różnice między ilościami energii planowanymi (zgłoszonymi grafikami dostaw), a rzeczywiście dostarczonymi/odebranymi. Celem działania rynku bilansującego jest bilansowanie różnic pomiędzy transakcjami zawartymi między poszczególnymi uczestnikami rynku, a rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Uczestnikami rynku bilansującego mogą być: wytwórcy, odbiorcy energii, rozumiani jako podmioty przyłączone do sieci objętej obszarem rynku bilansującego (w tym odbiorcy końcowi oraz odbiorcy sieciowi), spółki obrotu, giełdy energii oraz PSE S.A., jako przedsiębiorstwo bilansujące.
Rynek SPOT	rynek, na którym transakcje są realizowane najpóźniej w drugim dniu roboczym od momentu ich zlecenia. Transakcje dokonywane na rynku kasowym są opłacane w momencie ich zawarcia – transferowi podlega w tym przypadku kapitał.
R&D	Research and Development (ang.), ( <i>Badania i Rozwój</i> )
SCR	selektywna redukcja katalityczna – technologia oczyszczania spalin
Sieć najwyższych napięć (NN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu 220 kV i wyższym
Sieć niskiego napięcia (nN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV
Sieć średniego napięcia (SN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV lecz niższym niż 110 kV
Sieć wysokiego napięcia (WN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym 110 kV
SKRM	Stały Komitet Rady Ministrów
Szczyt	szczyt (peak, peakload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy realizowana od poniedziałku do piątku w każdej godzinie pomiędzy 07:00-22:00 (15 godzin standard dla rynku polskiego) lub 08:00-20:00 (12 godzin standard dla rynku niemieckiego) danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
Świadectwo pochodzenia z energii odnawialnej	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w OZE, wydawany przez Prezesa URE, tzw. zielony certyfikat
Świadectwo pochodzenia z kogeneracji	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, wydawany przez Prezesa URE, tzw. czerwone certyfikaty (dla energii wytworzonej z węgla w kogeneracji z ciepłem) i żółte certyfikaty (dla energii wytworzonej z gazu w kogeneracji z ciepłem)
Taryfa	zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą
Technologie ICT	pojęcie obejmujące techniki przetwarzania, gromadzenia lub przesyłania informacji w formie elektronicznej
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A., giełda towarowa na której przedmiotem obrotu może być energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, wielkość emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń, dopuszczone do obrotu na giełdzie
TPA	Third Party Access, zasada polegająca na udostępnieniu przez właściciela bądź operatora infrastruktury sieciowej stronom trzecim w celu dostarczenia towarów/usług klientom strony trzeciej
TTF	Title Transfer Facility – indeks kontraktów terminowych na gaz z holenderskiej giełdy ICE Endex Dutch
TWh	terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI - 1 TWh to 10 <sup>9</sup> kWh
URE	Urząd Regulacji Energetyki

Ustawa KDT	Ustawa z 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130 poz. 905 z 2007 roku)
Wskaźnik dyspozycyjności	(czas pracy + czas postojów w rezerwie) x 100 / czas okresu
Wskaźnik wykorzystana moc zainstalowanej	wyprodukowana energia elektryczna x 100 / (czas okresu x moc zainstalowana)
V (wolt)	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1V = 1J/1C = (1 \text{ kg} \times \text{m}^2) / (A \times \text{s}^3)$
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ w} = 1J/1s = 1 \text{ kg} \times \text{m}^2 \times \text{s}^{-3}$
WRA	Wartość Regulacyjna Aktywów
Wskaźnik N:W	stosunek objętości zdejmowanego nadkładu w $\text{m}^3$ do masy wydobytego węgla brunatnego w tonach
Współspalanie	wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w oparciu o proces wspólnego, jednoczesnego, przeprowadzanego w jednym urządzeniu spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami; część energii wyprodukowanej w powyższy sposób może być uznana za energię wytworzoną w odnawialnym źródle energii
ZHZW	Umowa o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi