

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU

z działalności Grupy Kapitałowej PGE
za okres 3 i 9 miesięcy

zakończony dnia 30 września 2024 roku



Polska Grupa Energetyczna

SPIS TREŚCI

KLUCZOWE DANE FINANSOWE	4
1. Grupa Kapitałowa PGE - organizacja	5
1.1. Charakterystyka działalności.....	5
1.2. Struktura organizacyjna.....	6
1.3. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej.....	7
1.4. Skład osobowy organów zarządzających i nadzorujących Spółki	9
1.4.1 Zarząd.....	9
1.4.2 Rada Nadzorcza.....	10
1.4.3 Komitety Rady Nadzorczej	11
1.5. Akcje i akcjonariat.....	12
1.5.1 Kapitał zakładowy PGE S.A. i struktura właścicielska	12
1.5.2 Akcje jednostki dominującej oraz akcje/udziały w jednostkach powiązanych z PGE S.A. będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących.....	13
2. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe	14
2.1. Otoczenie makroekonomiczne.....	14
2.2. Otoczenie rynkowe.....	15
2.2.1 Sytuacja w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE)	15
2.2.2 Ceny energii elektrycznej – rynek krajowy	17
2.2.3 Ceny energii elektrycznej – rynek międzynarodowy.....	18
2.2.4 Ceny praw majątkowych.....	22
2.2.5 Ceny uprawnień do emisji CO ₂	22
2.3. Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂	23
2.4. Otoczenie regulacyjne.....	24
2.4.1 Krajowe otoczenie regulacyjne	24
2.4.2 Zagraniczne otoczenie regulacyjne.....	28
3. Działalność GK PGE oraz segmentów działalności	29
3.1. Kluczowe wyniki operacyjne GK PGE.....	30
3.2. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE	33
3.3. Charakterystyka segmentów działalności.....	37
3.3.1 Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności ¹	37
3.3.2 Segment działalności – Energetyka Odnawialna	38
3.3.3 Segment działalności – Energetyka Gazowa	43
3.3.4 Segment działalności – Energetyka Konwencjonalna	47
3.3.5 Segment działalności – Ciepłownictwo.....	52
3.3.6 Segment działalności – Dystrybucja	59
3.3.7 Segment działalności – Energetyka Kolejowa.....	64
3.3.8 Segment działalności – Obrót	68
3.3.9 Segment działalności – Gospodarka Obiegu Zamkniętego	71
3.3.10 Segment działalności – Pozostała Działalność	73
4. Pozostałe elementy Sprawozdania	75
4.1. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego mające wpływ na działalność w okresie trzech kwartałów 2024 roku oraz w kolejnych okresach.	75
4.1.1 Zmiany w składzie Zarządu i RN	75
4.1.2 Projekt wydzielenia wytwórczych aktywów węglowych.....	75
4.1.3 Zmiany regulacyjne.....	76
4.1.4 Decyzja środowiskowa w sprawie Kopalni Turów	79
4.1.5 Wpływ wojny Rosji z Ukrainą na działalność GK PGE.....	79
4.1.6 Postępowanie restrukturyzacyjne ENESTA sp. z o.o.....	79
4.1.7 Realizacja przez PGE Paliwa sp. z o.o. decyzji Prezesa Rady Ministrów w zakresie zakupu węgla	79
4.1.8 Rekomendacja niewypłacania dywidendy za 2023 rok.....	80
4.1.9 Testy na utratę wartości	80
4.1.10 Projekt budowy elektrowni jądrowej.....	80
4.1.11 Zawarcie aneksu do umowy kredytu konsorcjalnego	81
4.1.12 Wpływ zatwierdzenia taryfy G na wyniki finansowe GK PGE.....	81
4.1.13 Szacunek niezbilansowania energii elektrycznej.....	81
4.1.14 Zawarcie przez spółkę Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. umowy na dostawy paliwa gazowego.....	81
4.1.15 Obrady Walnego Zgromadzenia	82
4.1.16 Ustalenie nowych terminów przekazania do eksploatacji bloków gazowo-parowych w PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o.	82
4.1.17 Kary umowne dla wykonawcy bloku 7 w Elektrowni Turów	82
4.1.18 Zawarcie umowy kredytowej z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym	83
4.1.19 Zawarcie aneksu do umowy kredytu terminowego z Bankiem Gospodarstwa Krajowego (BGK)	83
4.2. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	83
4.3. Informacje o udzieleniu przez Spółkę lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji	83
4.4. Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych	83

4.5. Transakcje z podmiotami powiązаныmi	84
4.6. Publikacja prognoz wyników finansowych	84
4.7. Istotne pozycje pozabilansowe.....	84
4.8. Czynniki, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału.....	84
4.9. Umowy oraz informacje istotne dla oceny sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego GK PGE i ich zmian oraz informacje istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez GK PGE.....	84
5. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego	85
6. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu.....	86

KLUCZOWE DANE FINANSOWE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %	I-III kw. 2024	I-III kw. 2023	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mIn PLN	15 562	21 515	-28%	46 856	71 075	-34%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mIn PLN	1 297	1 206	8%	4 156	4 755	-13%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mIn PLN	2 458	2 458	0%	7 598	8 330	-9%
Marża EBITDA	%	16%	11%		16%	12%	
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację skorygowany o zdarzenia jednorazowe (EBITDA powtarzalna)	mIn PLN	2 454	2 450	0%	7 291	8 655	-16%
Marża EBITDA powtarzalna	%	16%	11%		16%	12%	
Zysk netto	mIn PLN	722	950	-24%	2 811	3 121	-10%
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	2 580	2 682	-4%	7 225	6 635	9%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mIn PLN	8 514	9 192	-7%	14 619	9 531	53%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mIn PLN	-2 692	-2 704	0%	-7 394	-8 195	-10%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mIn PLN	-598	-3 893	-85%	-4 384	-260	1586%

Kluczowe dane finansowe		30 września 2024 roku	31 grudnia 2023 roku	Zmiana %
Kapitał obrotowy	mIn PLN	-8 392	-7 107	18%
Zadłużenie netto	mIn PLN	4 432 ¹	11 121	-60%
Zadłużenie netto /LTM EBITDA ² raportowana	x	0,48	1,11	
Zadłużenie netto /LTM EBITDA ² powtarzalna	x	0,47	1,04	

Zdarzenia jednorazowe mające wpływ na EBITDA		III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %	I-III kw. 2024	I-III kw. 2023	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	mIn PLN	-412 ³	0	-	-20	-331	-94%
Zmiana rezerwy aktuarialnej	mIn PLN	-32	0	-	0	-52	-
Program Dobrowolnych Odejść (PDO)	mIn PLN	-2	0	-	-2	0	-
Rekompensaty KDT	mIn PLN	4	3	33%	-3	-28	-89%
Korekta szacunku odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny (WRC) za 2022 rok	mIn PLN	0	5	-	0	86	-
Utworzenie odpisów aktualizujących należności PKP Cargo S.A.	mIn PLN	-6	0	-	-120	0	-
Korekta rekompensat za energię elektryczną za poprzednie lata	mIn PLN	452	0	-	452	0	-
Razem	mIn PLN	4	8	-50%	307	-325	-

¹ Szacunkowe ekonomiczne zadłużenie netto (uwzględniające przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO₂) wynosi 19 021 mln PLN.

² LTM EBITDA - EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego.

³ Efekt zmiany stopy dyskonta.

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.



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 CO₂, 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 AB), świadczenie usług informatycznych oraz inwestycje w start-up'y. Dodatkowo w ramach segmentu funkcjonują spółki projektowe Grupy.

1.2. Struktura organizacyjna

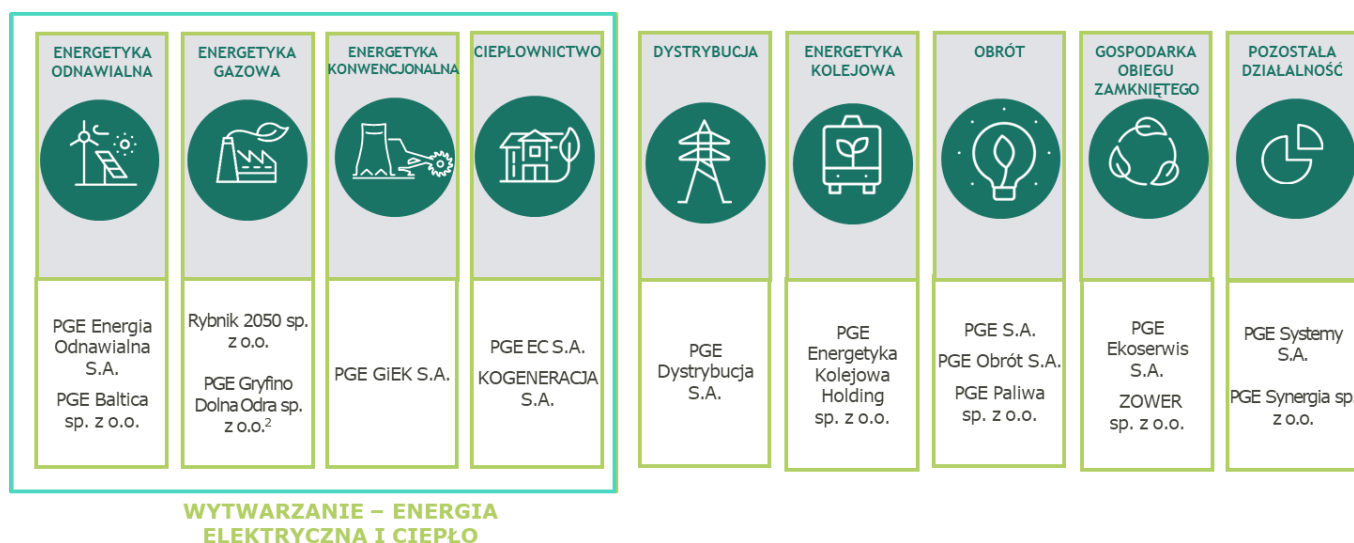
Grupa Kapitałowa PGE na 30 września 2024 roku składała się z:

- 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 PGE¹



¹ Struktura uproszczona – ujęte kluczowe jednostki.

² Poprzednia nazwa spółki: PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.

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 Podmiotu	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
Pozostała Działalność	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.
Obrót	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 / 17 czerwca 2024 roku nastąpiła rejestracja 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 wspólników 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, tj. z dniem 17 czerwca 2024 roku, zwiększeniu uległ udział PGE Obrót S.A. w kapitale zakładowym spółki, tj. z 92,25% do 94,51%.
Ciepłownictwo	PGE Toruń S.A. z siedzibą w Toruniu – przymusowy odkup przez PGE Energia Ciepła S.A. akcji PGE Toruń S.A. od akcjonariuszy mniejszościowych	11 czerwca 2024 roku / 12 sierpnia 2024 roku nastąpił wpis zmiany w rejestrze akcjonariuszy PGE Toruń S.A.	11 czerwca 2024 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie (ZWZ) spółki PGE Toruń S.A. postanowiło o przymusowym odkupie przez PGE Energia Ciepła S.A. od akcjonariuszy mniejszościowych 48 220 akcji zwykłych imiennych stanowiących 0,12% udziału w kapitale zakładowym PGE Toruń S.A., na podstawie art. 418 ¹ Kodeksu spółek handlowych. W wyniku przymusowego odkupu akcji i dokonania stosownej zmiany w rejestrze akcjonariuszy PGE Toruń S.A., udział PGE Energia Ciepła S.A. w kapitale zakładowym PGE Toruń S.A. zwiększył się z 95,22% do 95,34%.

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 30 września 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. 16 lutego 2024 roku zakończona została likwidacja PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji i spółka ta została wykreślona z KRS. 22 kwietnia 2024 roku nastąpiło uprawomocnienie wykreślenia spółki z KRS.
-	Railen GmbH w likwidacji z siedzibą w Berlinie	31 stycznia 2023 roku / Na 30 września 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 z siedzibą w Wilnie	3 października 2023 roku / 31 stycznia 2024 roku Administrator litewskiego rejestru 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. Decyzja o wszczęciu likwidacji została zaskarżona, w wyniku czego 31 stycznia 2024 roku Administrator litewskiego rejestru osób prawnych uchylił postanowienie o postawieniu spółki Railen Baltics, UAB w stan likwidacji, tj. spółka ta nie znajduje się obecnie w stanie likwidacji.

RESTRUKTURYZACJA SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka likwidowana	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
Obrót	ENESTA sp. z o.o. w restrukturyzacji z siedzibą w Stalowej Woli	21 czerwca 2022 roku / Na 30 września 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 94,51% udziałów w kapitale zakładowym spółki.

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.

24 czerwca 2024 roku w wyniku przeprowadzonego postępowania kwalifikacyjnego, Rada Nadzorcza podjęła uchwałę:

- nr 378/XII/2024 w sprawie powołania Przemysława Jastrzębskiego w skład Zarządu spółki PGE S.A., powierzając z dniem 15 lipca 2024 roku funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych.

AKTUALNY SKŁAD ZARZĄDU SPÓŁKI

Tabela: Skład Zarządu Spółki na dzień podpisania niniejszego sprawozdania

Imię i nazwisko Członka Zarządu	Pełniona funkcja
Dariusz Marzec	Prezes Zarządu
Maciej Górski	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych
Przemysław Jastrzębski	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
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 Składankę
 - Radosława Winiarskiego

- powołało w skład Rady Nadzorczej następujące osoby:
 - Małgorzatę Banasik
 - Eryka Kosińskiego
 - Andrzeja Kozyrę
 - Elżbietę Niebisz
 - Sławomira Patyrę
 - Andrzeja 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 powierzeniu 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 dotyczące zakończenia delegowania Członków Rady Nadzorczej do czasowego wykonywania czynności Członków Zarządu PGE S.A.

11 września 2024 roku do Spółki wpłynęła rezygnacja Eryka Kosińskiego z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej PGE S.A.

Tabela: Skład Rady Nadzorczej Spółki na dzień podpisania niniejszego 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
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	

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: Janinę Goss, Tomasza Hapunowicza, Mieczysława Sawaryna, Artura Składankę, Radosława Winiarskiego oraz powołało w skład Rady Nadzorczej: Małgorzatę Banasik, Eryka Kosińskiego, Andrzeja Kozyrę, Elżbietę Niebisz, Sławomira Patyrę, Andrzeja Rzońcę oraz Andrzeja Sadkowskiego.

11 września 2024 roku do Spółki wpłynęła rezygnacja Eryka Kosińskiego z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej PGE S.A.

Tabela: Skład komitetów stałych Rady Nadzorczej na dzień podpisania niniejszego 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
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, 30 września 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 trzech kwartałów 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. ¹
"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
Razem			2 243 712 994	19 183 746 098,70	

¹ PGE Górnictwo i Energetyka S.A.

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, 30 września 2024 roku oraz na dzień podpisania niniejszego sprawozdania¹.

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

¹ Struktura własnościowa została zaprezentowana na podstawie informacji dostępnych Spółce.

Wszystkie akcje Spółki zostały opłacone.

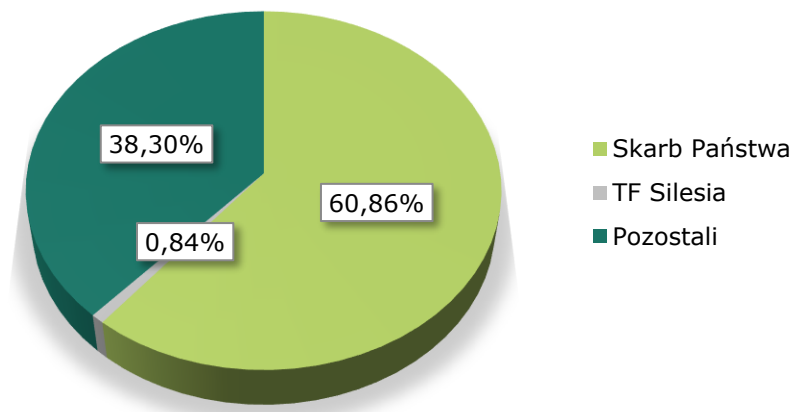
Pomimo, iż akcje Spółki nie są akcjami uprzywilejowanymi, Statut Spółki przewiduje szczególne uprawnienia dla Skarbu Państwa, dopóki pozostaje on jej akcjonariuszem.

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, 30 września 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%
Razem	2 243 712 994	2 243 712 994	100,00%

W okresie trzech kwartałów 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 30 września 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

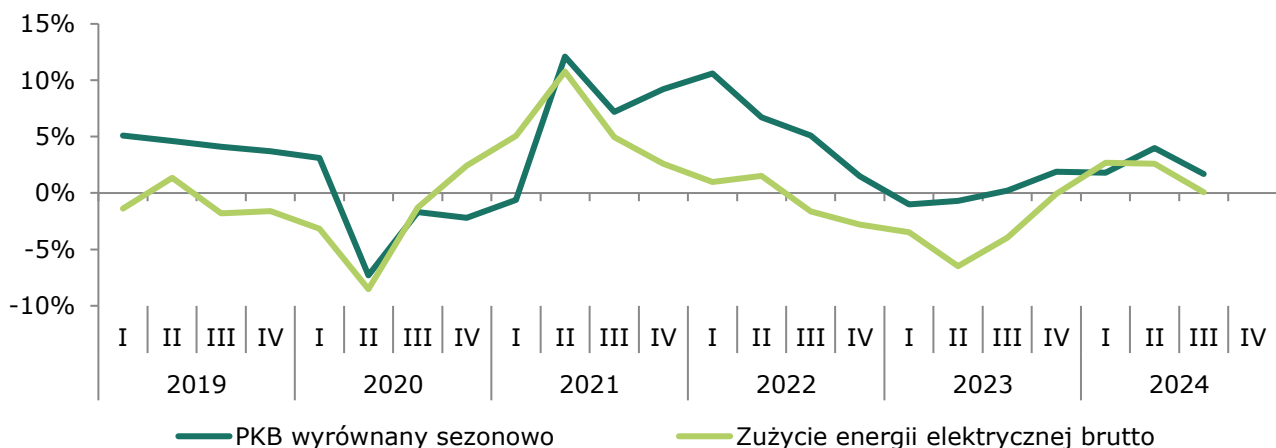
2.1. Otoczenie makroekonomiczne

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 III kwartale 2024 roku zaobserwowano znaczące osłabienie dynamiki wzrostu gospodarczego względem I półrocza 2024 roku. PKB wyrównany sezonowo wzrósł w III kwartale o 1,70% w odniesieniu do analogicznego okresu roku poprzedniego. Opisowana sytuacja jest zgodna z zaobserwowanymi trendami zapotrzebowania na energię elektryczną.

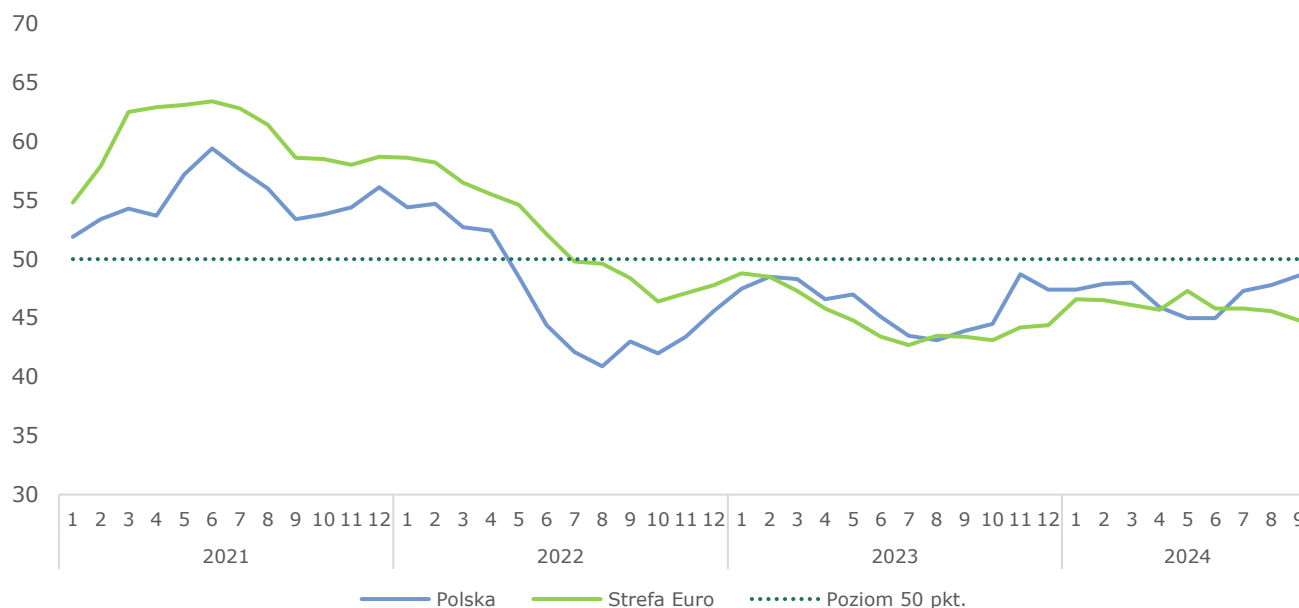
Wykres: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo oraz krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



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

We wrześniu 2024 roku indeks PMI polskiego sektora przemysłowego wyniósł 48,6 pkt, wzrastając z 47,8 pkt w sierpniu, co jest najwyższym odczytem od listopada 2023 roku. Wskaźnik ten, przekraczający oczekiwania analityków z sierpnia 2024 roku (47,3 pkt), sygnalizuje wolniejsze pogorszenie warunków gospodarczych w sektorze, z wyhamowaniem spadku produkcji i nowych zamówień oraz stabilizacją zatrudnienia. Pomimo, że nowe zamówienia spadały trzydziesty pierwszy miesiąc z rzędu, tempo tego spadku było najwolniejsze od listopada ubiegłego roku. Średni wskaźnik PMI w III kwartale 2024 roku wyniósł 47,9 pkt w porównaniu do 43,5 pkt III kwartale 2023 roku. Presja cenowa pozostaje słaba, a eksport wykazuje wolniejsze tempo spadku, pomimo dalszych sygnałów o słabości rynku niemieckiego, który ma bardzo duży wpływ na wyniki na rynku polskim. Wyniki polskiego wskaźnika są lepsze niż PMI Strefy Euro, który wyniósł 44,8 pkt we wrześniu 2024 roku wobec 45,6 pkt w sierpniu 2024 roku. Jest to wynik znacznie niższy niż zakładany przez ekspertów. Spadki PMI dotyczą największych gospodarek: Niemiec, Francji i Wielkiej Brytanii. Niemiecki przemysł nadal znajduje się w głębokiej recesji, z PMI na poziomie 40,3 pkt (w porównaniu do 42,4 pkt w sierpniu). Wskaźnik dla Francji wyniósł 44,0 pkt, nieznacznie wzrastając z 43,9 pkt miesiąc wcześniej.

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



Źródło: Market Economics

Pomimo poprawy kondycji polskiego sektora przemysłowego, we wrześniu 2024 roku produkcja sprzedana przemysłu była niższa o 0,3% w porównaniu z wrześniem 2023 roku i był to wynik niższy niż zakładali analitycy. Jest to jednak wzrost w porównaniu do sierpnia o 9,0%. W okresie od stycznia do września 2024 roku dynamika produkcji sprzedanej zwiększyła się o 0,2% w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku. Według wstępnych danych, we wrześniu 2024 roku wzrost produkcji sprzedanej odnotowano m.in. w produkcji pozostałego sprzętu transportowego – o 18,7%, w gospodarce odpadami i odzysku surowców – o 7,6%. Wśród wybranych działów przemysłu, w porównaniu do września ubiegłego roku największy spadek odnotowano w wydobywaniu węgla kamiennego i węgla brunatnego o 21,0%, w naprawie, konserwacji i instalowaniu maszyn i urządzeń – o 17,6%, w produkcji urządzeń elektrycznych – o 15,7%. Od początku roku największy spadek w porównaniu do analogicznego okresu 2023 roku odnotowało górnictwo i wydobywanie (o 7,3%).

2.2. Otoczenie rynkowe

2.2.1 Sytuacja w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE)

Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (TWh).

	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %	I-III kw. 2024	I-III kw. 2023	Zmiana %
Krajowe zużycie energii elektrycznej, w tym:	39,94	39,89	0%	125,26	123,01	2%
Elektrownie wiatrowe	4,74	3,67	29%	17,55	14,07	25%
Elektrownie zawodowe ciepłe na węglu kamiennym	14,56	17,62	-17%	49,47	55,20	-10%
Elektrownie zawodowe ciepłe na węglu brunatnym	9,22	8,30	11%	26,56	25,66	4%
Elektrownie zawodowe ciepłe gazowe	4,16	2,55	63%	11,52	9,48	22%
Saldo wymiany zagranicznej	0,16	1,75	-91%	2,28	4,10	-44%
Pozostałe (wodne, inne odnawialne)	7,10	6,00	18%	17,88	14,50	23%

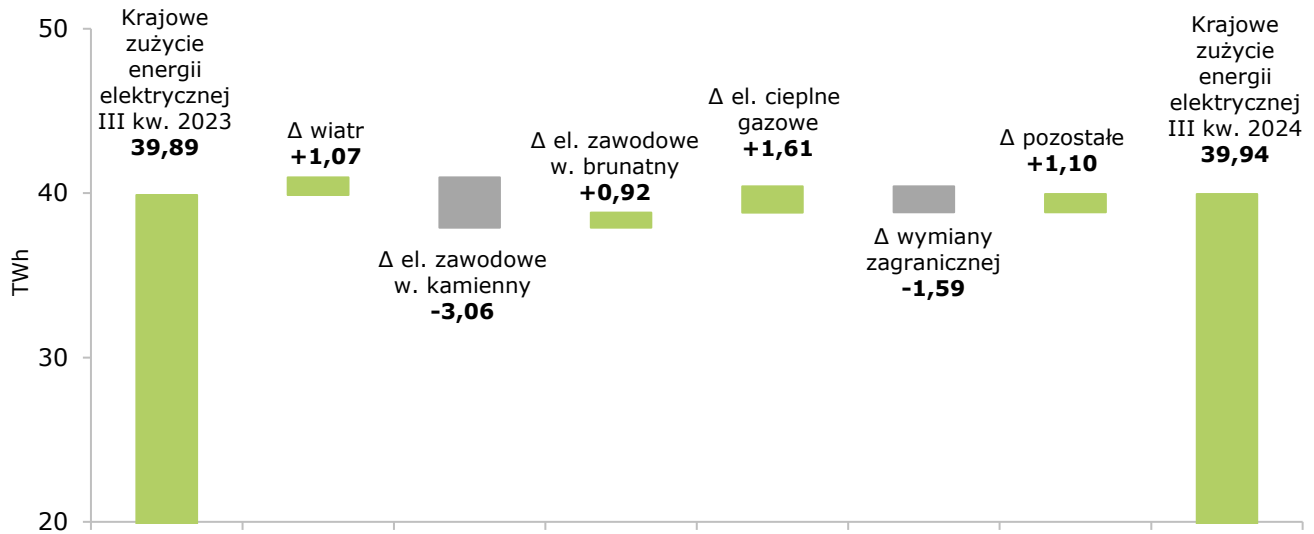
Źródło: Na podstawie danych PSE S.A.

III kwartał 2024 roku

W III kwartale 2024 roku krajowe zużycie energii elektrycznej wzrosło o 0,05 TWh, co było głównie efektem niższej bazy. Na skutek wzrostu mocy zainstalowanej oraz korzystniejszych warunków wietrznych, generacja wiatrowa wzrosła o 1,07 TWh w porównaniu do analogicznego okresu w ubiegłym roku. W III kwartale 2024 roku, podobnie jak rok temu, Polska była per saldo importerem energii, natomiast odnotowano znaczący spadek salda wymiany zagranicznej (o -1,59 TWh r/r). Odnotowano spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (-3,06 TWh). Jednocześnie zanotowany został wzrost produkcji na węglu brunatnym (0,92 TWh), co mogło być efektem niskiej bazy ubiegłego roku oraz na gazie (1,61 TWh), co było

efektem spadku cen gazu na rynkach hurtowych oraz przyrostem mocy zainstalowanych. Odnotowano również wzrost generacji z pozostałych źródeł energii elektrycznej (1,10 TWh), w tym przede wszystkim elektrowni PV z uwagi na wzrost mocy zainstalowanej.

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

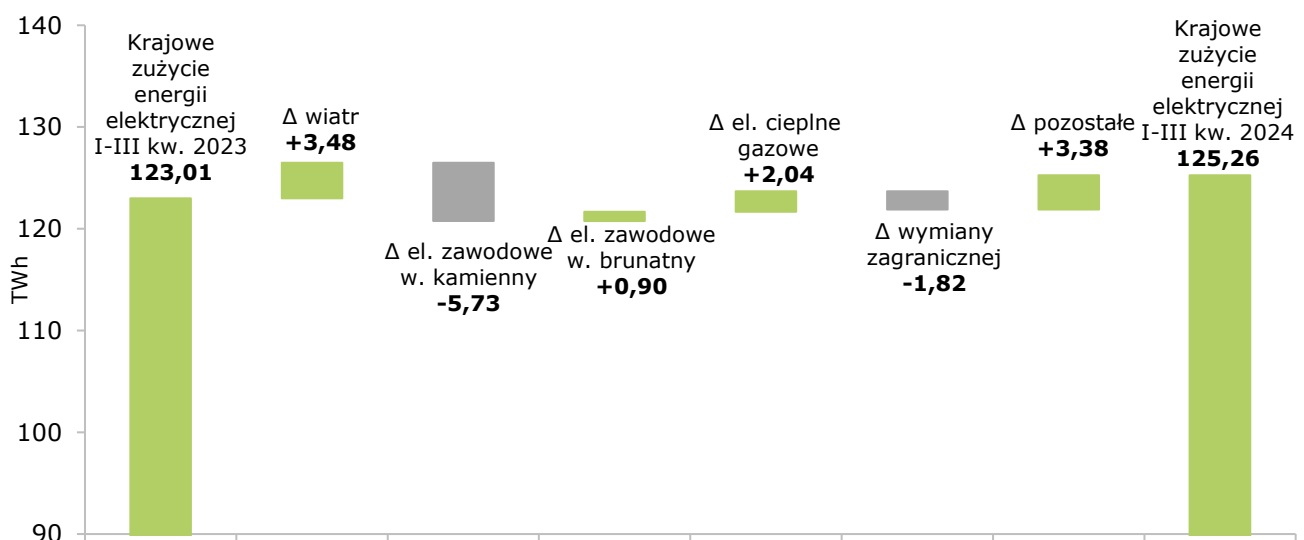


Źródło: Opracowane własne na podstawie danych PSE S.A.

I-III kwartał 2024 roku

W ujęciu narastającym krajowe zużycie energii elektrycznej wzrosło o 2,25 TWh r/r. Wzrost był efektem niskiej bazy roku ubiegłego - w wyniku wyhamowania gospodarki w związku z wyższymi cenami surowców spowodowanymi wojną Rosji z Ukrainą. Na skutek wzrostu mocy zainstalowanej oraz korzystniejszych warunków wietrznych, generacja wiatrowa wzrosła o 3,48 TWh w porównaniu do analogicznego okresu w ubiegłym roku. Przez pierwsze trzy kwartały 2024 roku, podobnie jak rok temu, Polska była per saldo importerem energii, przy czym import był niższy niż w ubiegłym roku o 1,82 TWh. Odnotowano spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (-5,73 TWh). Jednocześnie zanotowaliśmy wzrost na węglu brunatnym (0,90 TWh), co mogło być efektem niskiej bazy ubiegłego roku oraz wzrostem zapotrzebowania w bieżącym roku oraz na gazie (2,04 TWh), co było efektem spadku cen gazu na rynkach hurtowych oraz przyrostem mocy zainstalowanych. Odnotowano również wzrost generacji z pozostałych źródeł energii elektrycznej (3,38 TWh), w tym przede wszystkim elektrowni PV 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)¹

Rynek/miara	Jedn.	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %	I-III kw. 2024	I-III kw. 2023	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	450	532	-15%	410	572	-28%
RDN – wolumen obrotu	TWh	12,24	14,57	-16%	35,47	41,77	-15%

¹Dane z TGE, obejmują średnioważone miesięczne ceny BASE.

Tabela: Wybrane czynniki cenotwórcze wpływające na notowania RDN

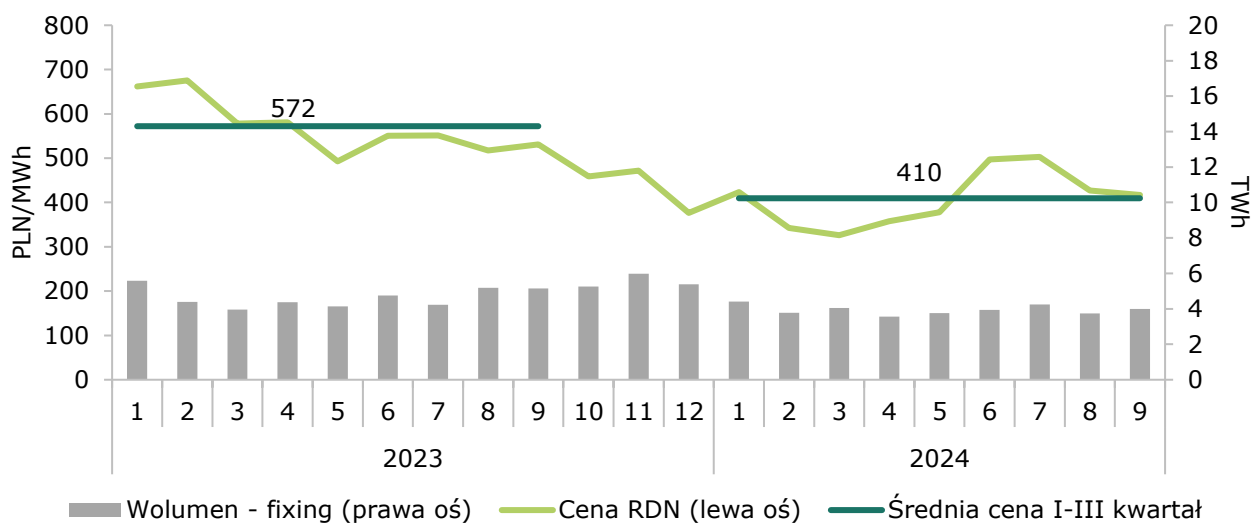
Czynnik	Jedn.	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %	I-III kw. 2024	I-III kw. 2023	Zmiana %
Uprawnienia CO ₂ ¹	EUR/t	68,09	85,67	-21%	66,19	88,21	-25%
Węgiel kamienny PSCMI-1	PLN/GJ	22,02	33,56	-34%	22,53	33,20	-32%
Generacja wiatrowa KSE	TWh	4,74	3,67	29%	17,55	14,07	25%
Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE	%	12%	9%		14%	11%	
Wskaźnik: wymiana zagraniczna/zużycie KSE	%	0%	4%		2%	3%	

¹Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

W pierwszych trzech kwartałach 2024 roku średnia cena energii na RDN wyniosła 410 PLN/MWh i była o 28% niższa od średniej ceny (572 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 pierwszych trzech kwartałach 2024 roku kształtował się na poziomie 22,53 PLN/GJ, tj. o 32% r/r niższym niż w okresie bazowym.

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



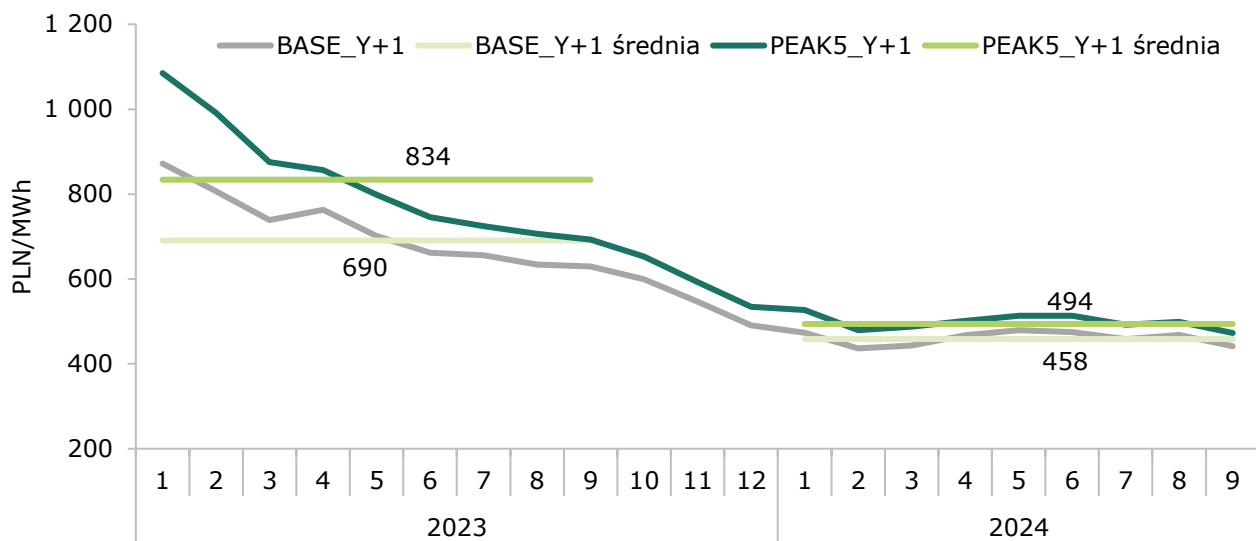
¹Dane z TGE, obejmują średnioważone miesięczne ceny BASE.

Tabela: Rynek Transakcji Terminowych (RTT)

Rynek/miara	Jedn.	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %	I-III kw. 2024	I-III kw. 2023	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	453	639	-29%	458	690	-34%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	10,35	10,52	-2%	26,98	21,94	23%
PEAK5 Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	484	706	-31%	494	834	-41%
PEAK5 Y+1 – wolumen obrotu	TWh	1,74	0,96	81%	3,95	2,64	50%

Ceny energii na RTT w pierwszych trzech kwartałach 2024 roku znacząco spadły 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).¹

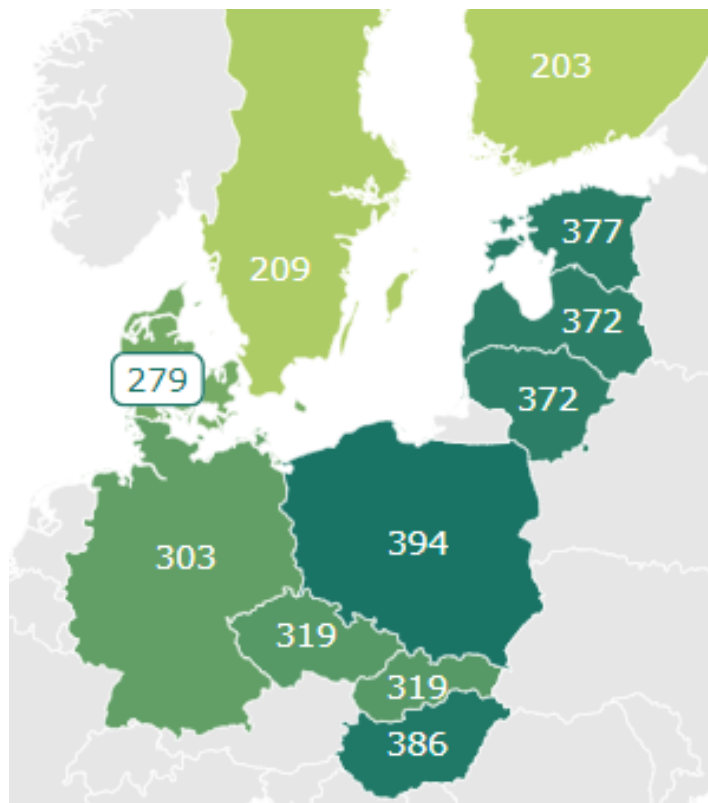


¹Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następný (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.

2.2.3 Ceny energii elektrycznej – rynek międzynarodowy

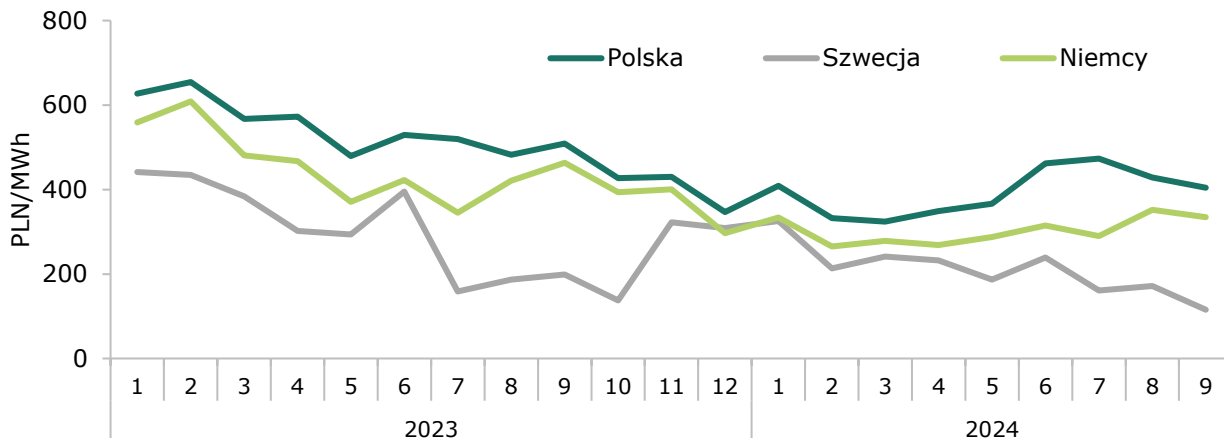
RYNEK HURTOWY (PORÓWNANIE RYNKÓW DNIA NASTĘPNEGO)

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w pierwszych trzech kwartałach 2024 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,30).



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

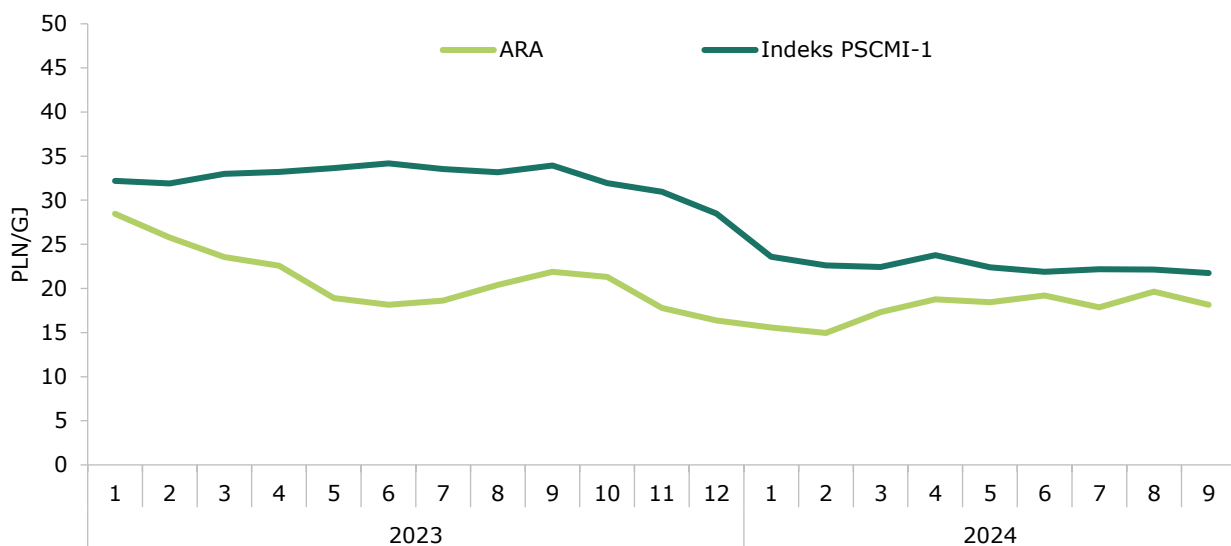
Wykres: Ceny energii na RDN.



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

W pierwszych trzech kwartałach 2024 roku odnotowano spadek cen r/r na rynkach ościennych. Największy spadek r/r odnotowano w Niemczech (-84 PLN/MWh), natomiast wzrost na Węgrzech (+68 PLN/MWh). Zróżnicowanie cen energii wynika z wyższego 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-1¹.

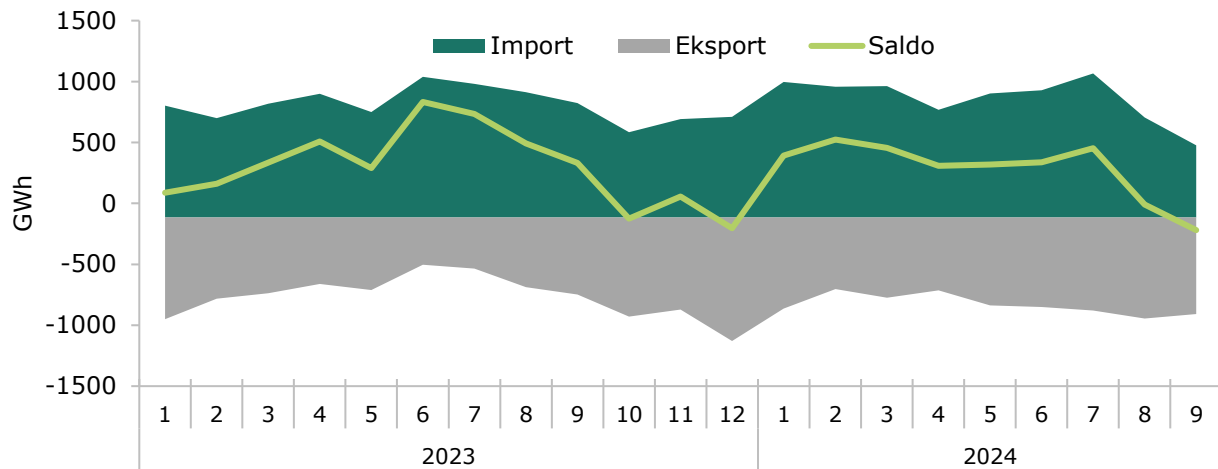


Źródło: ARP, Bloomberg (API21MON OECM Index), opracowanie własne.

¹Porównanie 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.

WYMIANA HANDLOWA

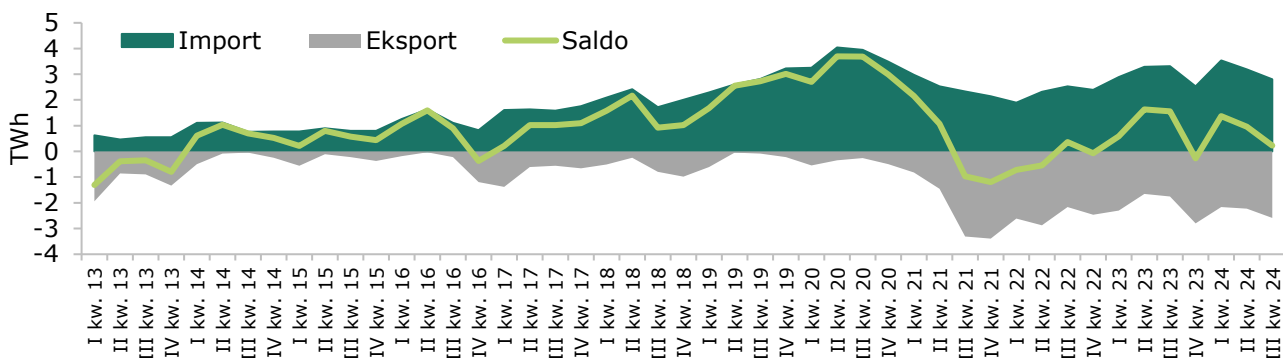
Wykres: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany handlowej w latach 2023-2024.



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 pierwszych siedmiu miesiącach 2024 roku. Natomiast od sierpnia jesteśmy eksporterem energii, co wynika przede wszystkim z generacji z PV i niższych cen w stosunku do naszych sąsiadów.

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



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

W III kwartale 2024 roku Polska była importerem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej było dodatnie i wyniosło 0,2 TWh (import 2,8 TWh, eksport 2,6 TWh). Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import z Niemiec (1,4 TWh), Szwecji (0,6 TWh) oraz Czech (0,5 TWh). Jednocześnie najwięcej eksportowaliśmy energii elektrycznej do Słowacji (1,2 TWh), na Litwę (0,5 TWh) oraz do Niemiec (0,3 TWh).

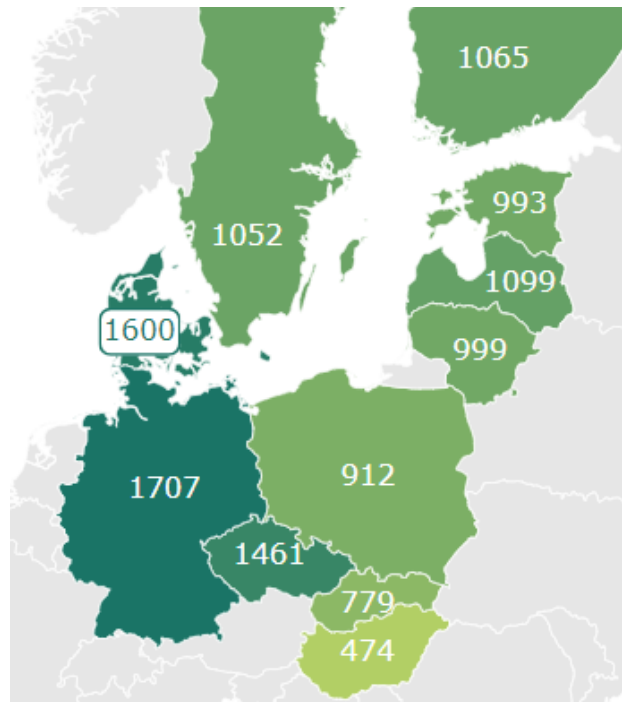
W trzech kwartałach 2024 roku Polska była importerem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej wyniosło 2,5 TWh (import 9,5 TWh, eksport 7,0 TWh). Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import z Niemiec (4,2 TWh), ze Szwecji (2,4 TWh) oraz z Czech (1,6 TWh). Jednocześnie najwięcej energii elektrycznej eksportowano do Słowacji (2,8 TWh), do Litwy (1,4 TWh) oraz do Niemiec (1,1 TWh).

RYNEK DETALICZNY

Zróżnicowanie 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 I półroczu 2024 roku² dodatkowe obciążenia (ponad cenę sprzedaży i koszt dystrybucji energii elektrycznej) dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 50% ceny energii elektrycznej. Najwięcej za energię elektryczną płacili Niemcy, dla których dodatkowe obciążenia stanowiły 29% ceny końcowej.

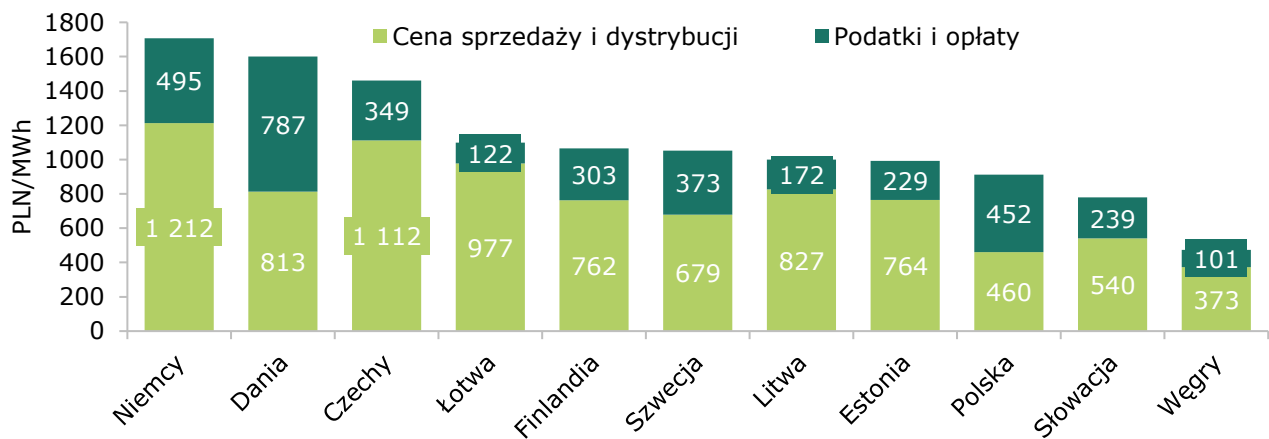
² Dane Eurostatu dot. rynku detalicznego publikowane są w okresach półrocznych.

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w I półroczu 2024 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,32 PLN).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Wykres: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w I półroczu 2024 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,32 PLN).

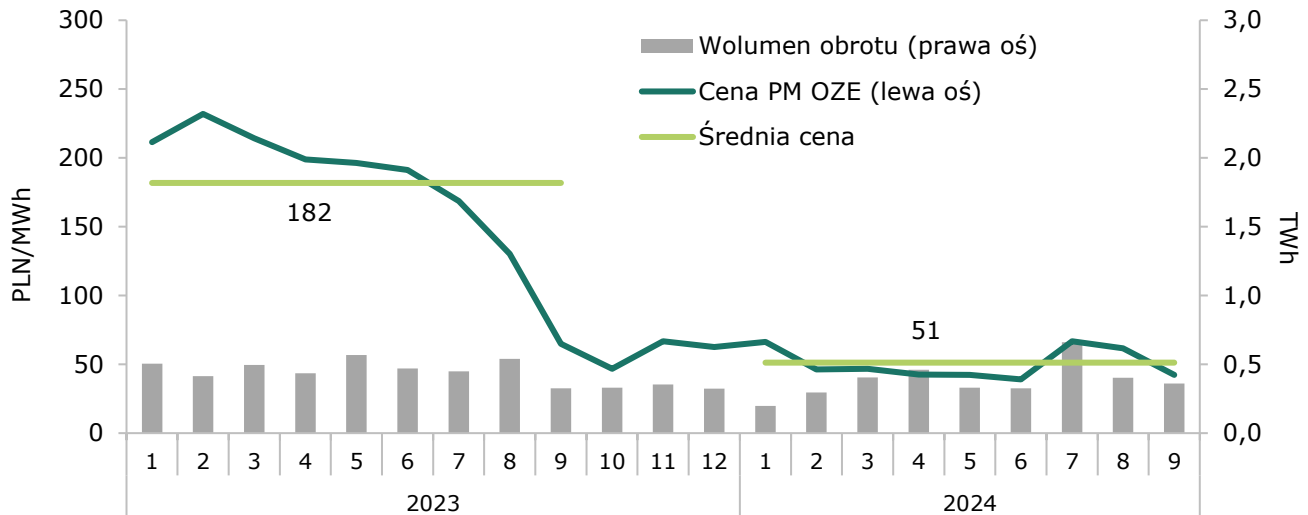


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

2.2.4 Ceny praw majątkowych

W trzech kwartałach 2024 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks TGEozea) osiągnęła poziom 51 PLN/MWh i była o 72% niższa w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Obowiązek umarzania zielonych certyfikatów w porównaniu z 2023 rokiem (12%) uległ zmianie i wynosi 5% dla 2024 roku. Z kolei pod koniec sierpnia 2024 roku Ministerstwo Klimatu i Środowiska (MKiŚ) opublikowało poziom obowiązku umorzenia PM OZE na 2025 rok, który wyniesie 8,5%.

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



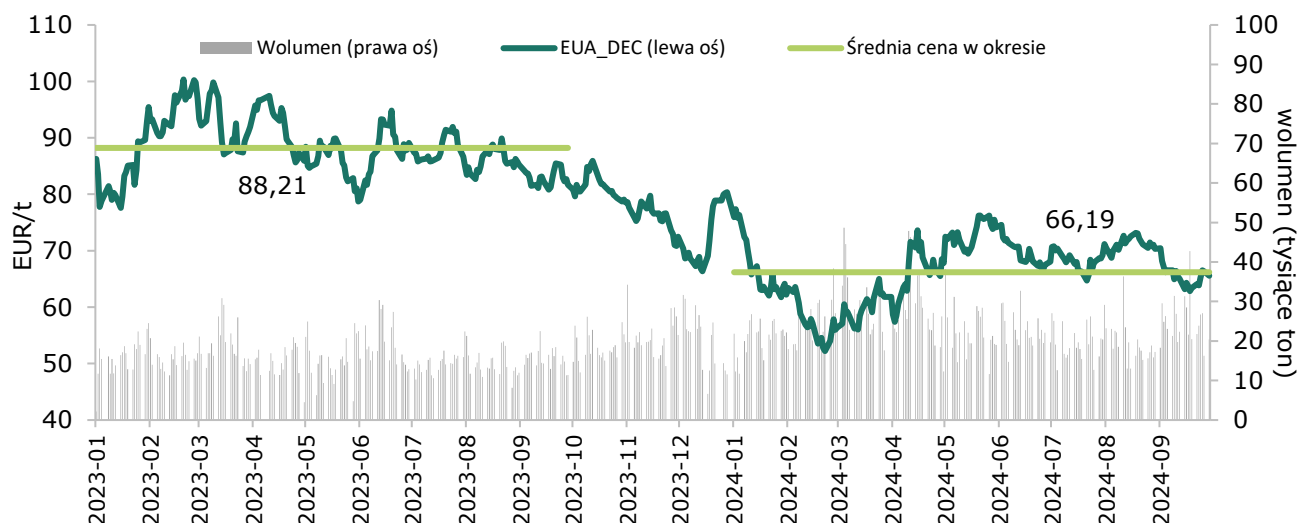
Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE.

2.2.5 Ceny uprawnień do emisji CO₂

Notowania uprawnień EUAs są jednym z kluczowych czynników determinujących wyniki finansowe Grupy PGE. Instalacje emitujące CO₂ w procesie produkcji energii elektrycznej lub ciepła ponoszą koszty związane z zakupem uprawnień EUA na pokrycie deficytu (czyli różnicy między emisją CO₂ 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 pierwszych trzech kwartałach 2024 roku, średnia ważona notowań instrumentu wyniosła 66,19 EUR/t i była niższa (o ok. 25%) od średniej ceny 88,21 EUR/t obserwowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku.

Wykres: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla CO₂.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

2.3. Przydział darmowych uprawnień do emisji CO₂

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 CO₂ 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 Europejskiej termin wydawania uprawnień do emisji zmienił się z 28 lutego na 30 czerwca każdego roku, po opublikowaniu informacji w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie MKiŚ.

Zgodnie z wymaganiami prawnymi raporty dotyczące poziomu działalności dla poszczególnych instalacji za 2023 rok zostały przedłożone w terminie do 31 marca 2024 roku. Dalsze dostosowanie będzie korygowane w ciągu 2024 roku, tak aby odzwierciedlało wzrosty i spadki w wielkości produkcji wynikające ze zweryfikowanych raportów dotyczących poziomów działalności przedłożonych dla poszczególnych instalacji.

Tabela: Emisja CO₂ w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO₂ na 2024 rok (tony).

Produkt	Emisja CO ₂ w III kwartale 2024 roku	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2024 rok ¹
Energia elektryczna	12 287 160	-
Energia ciepła	335 960	595 229
Razem	12 623 120	595 229


¹Przydziały uprawnień do emisji CO₂ 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. 4.1.3 Zmiany regulacyjne niniejszego sprawozdania.

2.4.1 Krajowe otoczenie regulacyjne






Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	Ustawa o bonie energetycznym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia cen energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła systemowego.	Ustawa reguluje m.in. zasady stosowania cen za energię elektryczną od 1 lipca 2024 roku do 31 grudnia 2024 roku. 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 obowiązuje od 1 lipca 2024 roku do 31 grudnia 2025 roku. Ustawa zakłada również przedłużenie obowiązywania mechanizmu ceny maksymalnej za energię elektryczną. Cena ta obowiązuje w II półroczu 2024 roku i została ustalona na poziomie 500 PLN/MWh dla odbiorców w gospodarstwach domowych oraz na poziomie 693 PLN/MWh dla jednostek samorządu terytorialnego oraz podmiotów użyteczności publicznej, a także dla mikro, małych i średnich przedsiębiorców. Ponadto zgodnie z ustawą wprowadzono bon energetyczny, który jest jednorazowym świadczeniem pieniężnym przeznaczonym dla gospodarstw domowych o niższych dochodach, wypłacanym w II półroczu 2024 roku. Dodatkowo ustawa przewiduje czasowe zwolnienie z opłaty mocowej dla gospodarstw domowych. Przepisy odnoszą się również do ograniczenia wzrostu kosztów ciepła, jednak przy stopniowym podnoszeniu maksymalnych cen i stawek.	Ustawa weszła w życie 13 czerwca 2024 roku .	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.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.	Projekt ustawy przewiduje przyspieszenie wydawania zezwoleń w obszarze OZE poprzez skrócenie obowiązujących terminów postępowań. Ponadto zakłada uznanie za nadrzędny interes publiczny działań dotyczących budowy lub modernizacji instalacji OZE oraz urządzeń i instalacji niezbędnych do przyłączenia do sieci danej instalacji OZE, a także instalacji pomp ciepła o mocy do 50 MW. Projekt ustawy wprowadza również zmiany w systemie rozliczeń net-billing dla prosumentów poprzez utrzymanie po dniu 1 lipca 2024 roku możliwości rozliczania się w oparciu o rynkową miesięczną cenę energii elektrycznej oraz zwiększenie wartości środków za energię wprowadzaną do sieci i ujmowaną na depozycie prosumenckim w przypadku zmiany sposobu rozliczeń. Projekt regulacji dostosowuje także programy pomocowe do wytycznych Komisji Europejskiej o pomocy publicznej poprzez odstąpienie od możliwości wsparcia kogeneracji opartej na paliwach węglowych.	8 listopada 2024 roku ustawa została uchwalona na posiedzeniu Sejmu. 12 listopada 2024 roku ustawę przekazano Prezydentowi i Marszałkowi Senatu.	Projekt ustawy ma istotne znaczenie dla segmentu Obrót w związku z koniecznością dostosowania się do zmian w zakresie rozliczeń z prosumentami, a także dla segmentu Dystrybucja ze względu na wprowadzenie zmian w terminach wydawania warunków przyłączenia. Projekt ma znaczenie także dla segmentu Ciepłownictwo oraz segmentu Energetyka Odnawialna ze względu na wprowadzenie ułatwień proceduralnych dla inwestycji w instalacje OZE i pomp ciepła.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw.	Projekt przewiduje uwzględnianie kwestii adaptacji do zmian klimatu w dokumentach związanych z planowaniem i zagospodarowaniem przestrzennym, zrównoważone kształtowanie przestrzeni miejskich, jak również doprecyzowanie przepisów dotyczących analiz ryzyka klimatycznego w postępowaniu dotyczącym oceny oddziaływania na środowisko, poprzez wskazanie, że w skład tych analiz wchodzi analiza podatności przedsięwzięć na zmiany klimatu.	15 listopada 2024 roku projekt skierowano do I czytania w Komisji Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa oraz w Komisji Samorządu Terytorialnego i Polityki Regionalnej.	Projekt ustawy ma znaczenie z uwagi na konieczność uwzględniania podczas oceny oddziaływania na środowisko jego podatności na zmiany klimatu oraz włączenie planów adaptacji jako części miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.	Projekt stanowi wdrożenie przepisów w zakresie realizacji Polskiej Strategii Wodorowej do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku. Regulacja wprowadza w Prawie energetycznym siatkę pojęć koniecznych do rozwoju i funkcjonowania rynku wodoru w Polsce, jak również przepisy dotyczące praw i obowiązków uczestników rynku wodoru oraz Prezesa URE poprzez wprowadzenie zasady certyfikowania i wyznaczania operatorów systemów wodorowych, określenie zakresu ich obowiązków oraz zasad rozdziału właścicielskiego, wprowadzenie obowiązku świadczenia usług przesyłania wodoru i magazynowania wodoru przez przedsiębiorstwa energetyczne.	7 listopada 2024 roku odbyło się I czytanie na posiedzeniu Komisji do Spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych.	Projekt ustawy wprowadza strategiczne ramy wdrażania gospodarki wodorowej w Polsce ze szczególnym uwzględnieniem wykorzystania wodoru w energetyce, ciepłownictwie, transporcie oraz przemyśle.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o podatku rolnym, ustawy o podatkach i opłatach lokalnych, ustawy o podatku leśnym oraz ustawy o opłacie skarbowej.	Projekt ustawy przewiduje zmianę definicji legalnej budynku i budowli poprzez stworzenie autonomicznych definicji na potrzeby ustawy podatkowej, niezależnych od definicji funkcjonujących na gruncie ustawy – Prawo budowlane, jak również ujęcie w definicji legalnej urządzenia budowlanego innych urządzeń technicznych.	6 listopada 2024 roku odbyło się I czytanie projektu ustawy na posiedzeniu Sejmu oraz projekt został rozpatrzony na posiedzeniu Komisji Finansów Publicznych. 19 listopada 2024 roku przedstawiono sprawozdanie Komisji Finansów Publicznych o projekcie.	Wejście w życie przepisów się w proponowanym brzmieniu może doprowadzić do znaczącego wzrostu na obciążenia podatkiem od nieruchomości dla wszystkich aktywów Grupy Kapitałowej PGE.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw.	Głównym celem projektu jest dokonanie zmian w dotychczasowym modelu tworzenia oraz utrzymywania zapasów strategicznych gazu ziemnego. Regulacja nakłada na Rządową Agencję Rezerw Strategicznych wyłączny obowiązek tworzenia oraz utrzymywania zapasów strategicznych gazu ziemnego, a podmioty zobowiązane będą ponosić koszt ich utrzymywania poprzez opłatę gazową.	Projekt ustawy został przekazany do rozpatrzenia przez Komitet do Spraw Europejskich.	Wejście w życie przepisów spowoduje, że Grupa PGE od roku gazowego 2024/2025 uiszczać będzie jako podmiot zobowiązany opłatę gazową.




Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	Projekt rozporządzenia MKiŚ w sprawie szczegółowych cech jakościowo-wymiarowych drewna energetycznego.	Celem projektowanego rozporządzenia jest określenie szczegółowych cech jakościowo-wymiarowych drewna energetycznego, wskazanie cech surowca drzewnego nieprzydatnego przemysłowo lub o ograniczonych możliwościach jego wykorzystania w sektorze innym niż energetyczny.	PGE S.A. zgłosiła uwagi w trakcie konsultacji publicznych projektu.	Wejście w życie przepisów w proponowanym brzmieniu zaostrzy kryteria dla drewna wykorzystywanego w sektorze energetycznym.
	Projekt rozporządzenia MKiŚ w sprawie maksymalnej ceny za energię elektryczną wytworzoną w morskich farmach wiatrowych i wprowadzoną do sieci, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców.	Projekt rozporządzenia określa maksymalną cenę za energię elektryczną wytworzoną w morskich farmach wiatrowych i wprowadzoną do sieci w PLN za 1 MWh w ramach drugiej fazy systemu wsparcia. Z raportu z konsultacji publicznych wynika, że projektodawca dokonał aktualizacji i określił ją na poziomie 512 PLN/MWh.	30 października 2024 roku projekt był rozpatrywany przez Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów.	Projekt rozporządzenia ma kluczowe znaczenie dla segmentu Energetyka Odnawialna, ponieważ umożliwi ubieganie się o prawo do pokrycia ujemnego salda w II fazie systemu wsparcia dla MFW.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw.	Projekt przede wszystkim znosi generalną zasadę 10H ³ , wprowadzając minimalną odległość 500 m od budynków mieszkalnych, parków narodowych oraz obszarów Natura 2000. Zaproponowane zmiany dotyczą również modyfikacji funkcjonowania mechanizmu udostępnienia co najmniej 10% mocy elektrowni wiatrowej mieszkańcom korzystającym z wytwarzanej energii w formule prosumenta wirtualnego. Ponadto projekt ustawy wprowadza system wsparcia dla biometanu w instalacjach powyżej 1 MW w formie aukcji oraz umożliwia traktowanie jako bezemisyjnego całego strumienia z biodegradowalnej części RDF ⁴ i biomasy współspalanych w instalacji spalania wielopaliwowego.	Konsultacje publiczne zakończyły się 16 października 2024 roku . PGE S.A. zgłosiła uwagi do projektu ustawy w trakcie konsultacji publicznych.	Projekt ustawy wprowadza ułatwienia w zakresie lokalizacji lądowych farm wiatrowych, co przyczyni się do rozwoju sektora OZE, a tym samym ma korzystny wpływ na inwestycje realizowane przez segment działalności – Energetyka Odnawialna. W pozostałym zakresie projekt ustawy ma istotne znaczenie dla segmentu Obrót, w związku z koniecznością dostosowania się do zmian w zakresie rozliczeń z prosumentami.
	Rozporządzenie MKiŚ w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2025 roku.	Rozporządzenie określa poziom umarzenia świadectw pochodzenia na 2025 rok potwierdzających: -wytworzenie energii elektrycznej z OZE – 8,5%, -wytworzenie energii elektrycznej ze spalania biogazu rolniczego – 0,5%.	Rozporządzenie weszło w życie 31 sierpnia 2024 roku .	Rozporządzenie ma znaczenie dla segmentu Obrót ze względu na obowiązek pozyskania odpowiedniego udziału sprzedawanej energii z OZE oraz wytwórców z segmentu Energetyka Odnawialna, którzy uczestniczą w systemie świadectw pochodzenia.

³Zasada 10H - dziesięciokrotność wysokości elektrowni wiatrowej jako minimalna odległość nowej inwestycji od istniejących zabudowań mieszkalnych i form ochrony przyrody.








⁴RDF - odpady, które zostały przetworzone by spełnić wytyczne, przepisy lub specyfikacje przemysłowe, głównie w celu osiągnięcia wysokiej wartości opałowej.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o Rynku Mocy	Celem projektowanej ustawy jest wprowadzenie mechanizmu aukcji uzupełniających na Rynku Mocy w okresie od II półrocza 2025 roku do końca 2028 roku. W toku aukcji uzupełniających nabywana będzie dodatkowa moc na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w ramach mechanizmu Rynku Mocy, a w drodze derogacji uczestniczyć w nich będą mogły jednostki wysokoemisyjne.	Projekt ustawy został przekazany do rozpatrzenia przez Komitet do Spraw Europejskich.	Wejście w życie przepisów w proponowanym brzmieniu może umożliwić jednostkom niespełniającym limitu emisji 550 kg/MWh uczestnictwo w mechanizmie Rynku Mocy do końca 2028 roku.
	Rozporządzenie MKiŚ w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2029 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2026, a także parametrów aukcji wstępnych do tych aukcji.	Rozporządzenie określa m.in. zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na 2029 rok, korekcyjne współczynniki dyspozycyjności dla poszczególnych grup technologii dla tej aukcji oraz parametry aukcji dodatkowej dla 2026 roku. Podmioty planujące udział w aukcjach mogą podjąć decyzję o udziale w aukcji lub rezygnacji oraz o przyjęciu odpowiedniej i uczestnictwa w aukcji.	Rozporządzenie weszło w życie 2 sierpnia 2024 roku .	Rozporządzenie ma wpływ na segmenty związane z wytwarzaniem energii elektrycznej oraz magazynowaniem, w tym ESP, które będą brały udział w aukcji głównej Rynku Mocy w 2029 roku oraz aukcjach dodatkowych w 2026 roku.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o podatku od towarów i usług, ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw	Projekt zakłada przedłużenie funkcjonowania mechanizmu odwrotnego obciążenia podatkiem VAT w odniesieniu do gazu w systemie gazowym, energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym i usług w zakresie przenoszenia uprawnień do emisji gazów cieplarnianych do 31 grudnia 2026 roku.	28 października 2024 roku przekazano projekt ustawy do rozpatrzenia przez Komisję Prawniczą.	Projekt wpisuje się w postulowane przez sektor przedłużenie mechanizmu odwrotnego obciążenia podatkiem VAT na energię elektryczną, gaz oraz emisję gazów cieplarnianych do 31 grudnia 2026 roku.
	Projekt rozporządzenia MKiŚ w sprawie wartości referencyjnych dla nowych i znacznie zmodernizowanych jednostek kogeneracji w roku 2025.	Rozporządzenie określa wartości referencyjne dla nowych jednostek kogeneracji oraz znacznie zmodernizowanych jednostek kogeneracji, obowiązujące w kolejnym roku kalendarzowym.	Rozporządzenie zostało opublikowane 30 października 2024 roku . Wejście w życie 1 stycznia 2025 roku .	Rozporządzenie wpływa na poziom przychodów z systemu wsparcia dla segmentu Ciepłownictwo w 2025 roku.
	Projekt rozporządzenia MKiŚ w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowych wysokości premii gwarantowanej w roku 2025.	Rozporządzenie wskazuje maksymalne ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowe wysokości premii gwarantowanej w 2025 roku.	Rozporządzenie zostało opublikowane 31 października 2024 roku . Wejście w życie 1 stycznia 2025 roku .	Rozporządzenie wpływa na poziom przychodów z systemu wsparcia dla segmentu Ciepłownictwo w 2025 roku.

2.4.2 Zagraniczne otoczenie regulacyjne

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	Dyrektywa 2023/959 zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej.	Przeciwdziałanie zmianom klimatu. Stworzenie poprzez odpowiedni sygnał cenowy CO ₂ zachęt inwestycyjnych do rozwijania źródeł niskoemisyjnych.	KE obecnie implementuje reformę systemu ETS. 4 kwietnia 2024 roku opublikowano zmianę rozporządzenia delegowanego dot. zasad przydziału bezpłatnych uprawnień. Obecnie KE pracuje nad zmianą rozporządzenia wykonawczego 2019/1842, ustanawiającego zasady stosowania dyrektywy 2003/87/WE w odniesieniu do dalszych ustaleń dotyczących dostosowań przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji ze względu na zmiany w poziomie działalności (określenie metody alokacji uprawnień). Konsultacje projektu tego rozporządzenia zapowiadane są na IV kwartał 2024 roku a jego przyjęcie na I kwartał 2025 roku . KE finalizuje prace nad rewizją rozporządzenia wykonawczego 2018/2066 ws. monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych, w którym zmiany zaplanowano w IV kwartale 2024 roku .	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.
	Dyrektywa 2010/75/UE ws. emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola – dyrektywa IED).	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.	15 lipca 2024 roku Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1785 w sprawie zmiany dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) i dyrektywy Rady 1999/31/WE w sprawie składowania odpadów została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE i weszła w życie dwudziestego dnia po publikacji. Państwa członkowskie mają 22 miesiące na implementację przepisów do prawa krajowego.	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.
	Dyrektywa (UE) ws. należytej staranności przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju (dyrektywa CSDDD).	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.	Dyrektywa (UE) 2024/1760 została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE 5 lipca 2024 roku i weszła w życie dwudziestego dnia po publikacji. Termin transpozycji dyrektywy został określony na 26 lipca 2026 roku .	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.

3. Działalność GK PGE oraz segmentów działalności

Podstawowe dane operacyjne GK PGE	 Energetyka Odnawialna	 Energetyka Gazowa	 Energetyka Konwencjonalna	 Ciepłownictwo	 Dystrybucja	 Energetyka Kolejowa	 Obrót
Kluczowe aktywa segmentu	21 farm wiatrowych 43 elektrownie fotowoltaiczne 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	1 elektrownia gazowa ¹	5 elektrowni konwencjonalnych 2 kopalnie węgla brunatnego	16 elektrociepłowni	302,5 tys. km linii dystrybucyjnych	18,4 tys. km linii dystrybucyjnych	-
Moc zainstalowana energia elektryczna/energia cieplna	2 627 MWe/-	1 366 MWe ¹ /-	12 392 MWe/958 MWt	2 477 MWe/5 976 MWt	-	-	-
Wolumeny energii elektrycznej	Produkcja energii elektrycznej netto 0,63 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 1,06 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 10,48 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 0,99 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 8,78 TWh ²	Dystrybuowana energia elektryczna 1,01 TWh; Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 0,73 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 7,57 TWh ³
Wolumeny energii cieplnej	-	-	Produkcja ciepła netto 0,37 PJ	Produkcja ciepła netto 3,26 PJ	-	-	-
Pozycja Rynkowa	GK PGE jest największym producentem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (bez uwzględniania biomasy i biogazu) z rynkowym udziałem ok. 6%	Elektrownia Gryfino - największa elektrownia gazowo-parowa w Polsce	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

¹ Blok 9 przekazany do eksploatacji 14 sierpnia 2024 roku, natomiast blok 10 - 18 października 2024 roku.

² Dane dotyczą PGE Dystrybucja S.A.

³ Dane dotyczą PGE Obrót S.A.

3.1. Kluczowe wyniki operacyjne GK PGE

KLUCZOWE WYNIKI OPERACYJNE GK PGE

Tabela: Kluczowe dane operacyjne.

Kluczowe dane operacyjne	Jedn.	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %	I-III kw. 2024	I-III kw. 2023	Zmiana %
Produkcja energii elektrycznej netto	TWh	13,16	13,10	0%	40,67	41,12	-1%
w tym produkcja OZE	TWh	0,59	0,46	28%	2,05	1,90	8%
Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE	TWh	17,59	20,24	-13%	51,38	59,58	-14%
Sprzedaż energii do odbiorców finalnych ¹	TWh	8,30	8,49	-2%	25,34	25,96	-2%
Produkcja ciepła	PJ	3,63	3,51	3%	30,57	32,65	-6%
Sprzedaż ciepła	PJ	3,46	3,44	1%	29,81	31,82	-6%
Dystrybucja energii elektrycznej	TWh	9,79	9,64	2%	29,90	28,46	5%

¹Po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE, sprzedaż realizowana głównie przez PGE Obrót S.A. oraz dodatkowo przez PGE Energetyka Kolejowa S.A.

BILANS ENERGII GK PGE

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

Wolumen sprzedaży	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %	I-III kw. 2024	I-III kw. 2023	Zmiana %
A. Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, w tym:	17,59	20,24	-13%	51,38	59,58	-14%
▪ Sprzedaż do odbiorców finalnych ¹	8,30	8,49	-2%	25,34	25,96	-2%
▪ Sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym	9,29	11,75	-21%	26,04	33,62	-23%
B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)	5,32	7,67	-31%	13,93	21,06	-34%
C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE	13,16	13,10	0%	40,67	41,12	-1%
D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)	0,89	0,53	68%	3,22	2,60	24%

¹Sprzedaż realizowana głównie przez PGE Obrót S.A. oraz dodatkowo przez PGE Energetyka Kolejowa S.A.

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 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 PGE Energetyka Kolejowa S.A. w trzech kwartałach 2024 roku, która w analogicznym okresie roku poprzedniego miała miejsce tylko w II i III kwartale (segment Energetyka Kolejowa konsolidowany od 3 kwietnia 2023 roku).

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej netto (TWh).

Wolumen produkcji	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %	I-III kw. 2024	I-III kw. 2023	Zmiana %
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	13,16	13,10	0%	40,67	41,12	-1%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	7,94	7,13	11%	22,93	21,95	4%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	2,54	4,21	-40%	8,85	10,82	-18%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	<i>0,01</i>	<i>0,01</i>	<i>0%</i>	<i>0,03</i>	<i>0,01</i>	<i>200%</i>
Elektrownie gazowe	1,06	0,00	-	1,50	0,00	-
Elektrociepłownie węglowe	0,34	0,40	-15%	2,11	2,67	-21%
Elektrociepłownie gazowe	0,55	0,59	-7%	2,53	2,90	-13%
Elektrociepłownie biomasowe	0,09	0,07	29%	0,27	0,33	-18%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,01	0,02	-50%	0,02	0,03	-33%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,15	0,32	-53%	0,73	0,89	-18%
Elektrownie wodne	0,06	0,07	-14%	0,33	0,34	-3%
Elektrownie wiatrowe	0,34	0,28	21%	1,27	1,17	9%
Elektrownie fotowoltaiczne	0,08	0,01	700%	0,13	0,02	550%
<i>w tym produkcja OZE</i>	<i>0,59</i>	<i>0,46</i>	<i>28%</i>	<i>2,05</i>	<i>1,90</i>	<i>8%</i>

Poziom produkcji energii elektrycznej w trzech kwartałach 2024 roku ukształtował się na poziomie niższym o 1% w porównaniu do pierwszych trzech kwartałów 2023 roku.

Nieznacznie niższy poziom produkcji energii elektrycznej w GK PGE wynika głównie z wysokiego pokrycia zapotrzebowania krajowego przez źródła odnawialne i gaz.

Niższa produkcja w elektrociepłowniach węglowych, elektrociepłowniach gazowych i biomasowych (łącznie spadek o 1,0 TWh) jest efektem niższej produkcji energii w skojarzeniu z ciepłem ze względu na warunki pogodowe (wyższe średnie temperatury).

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (łącznie spadek o 2,0 TWh): niższa produkcja miała miejsce w Elektrowni Opole (spadek o 1,6 TWh), Elektrowni Dolna Odra (spadek o 0,3 TWh) i Elektrowni Rybnik (spadek o 0,1 TWh). Powyższe odchylenie wystąpiło w efekcie niższego średnio-blokowego obciążenia w Elektrowni Opole o 15 MW oraz w Elektrowni Dolna Odra o 5 MW. Elektrownie Opole i Dolna Odra pozostawały dłużej w rezerwie łącznie o 4 049 h. Dodatkowo łącznie wszystkie elektrownie pozostawały dłużej w remontach o 2 355 h.

Niższa produkcja w elektrociepłowniach szczytowo-pompowych wynika z mniejszego wykorzystania elektrowni przez PSE S.A.

Bloki gazowe w Elektrowni Gryfino wyprodukowały 1,5 TWh energii elektrycznej.

Wyższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (wzrost o 1,0 TWh) wynika z wyższej produkcji w Elektrowni Bełchatów (wzrost o 1,6 TWh) w następstwie wyższego średnio-blokowego obciążenia o 26 MW. Jednocześnie miała miejsce niższa produkcja w Elektrowni Turów (spadek o 0,6 TWh), która pracowała z średnio-blokowym obciążeniem niższym o 19 MW.

Wyższa produkcja w elektrowniach wiatrowych w związku z lepszą wietrznością w rejonach farm.

Wyższa produkcja w elektrowniach fotowoltaicznych wynika z oddania nowych mocy do eksploatacji.

Produkcja w elektrociepłowniach opalanych odpadami komunalnymi oraz w elektrowniach wodnych utrzymała się na poziomie okresu porównywalnego.

PRODUKCJA CIEPŁA

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła netto (PJ).

Wolumen produkcji ciepła	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %	I-III kw. 2024	I-III kw. 2023	Zmiana %
Produkcja ciepła netto w PJ	3,63	3,51	3%	30,57	32,65	-6%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	0,29	0,28	4%	1,58	1,68	-6%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,08	0,08	0%	0,43	0,44	-2%
Elektrociepłownie węglowe	1,12	2,35	-52%	20,69	23,19	-11%
Elektrociepłownie gazowe	1,56	0,62	152%	5,83	6,03	-3%
Elektrociepłownie biomasowe	0,37	0,14	164%	1,46	1,00	46%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,04	0,02	100%	0,09	0,09	0%
Elektrociepłownie pozostałe	0,17	0,02	750%	0,49	0,22	123%

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

SPRZEDAŻ CIEPŁA

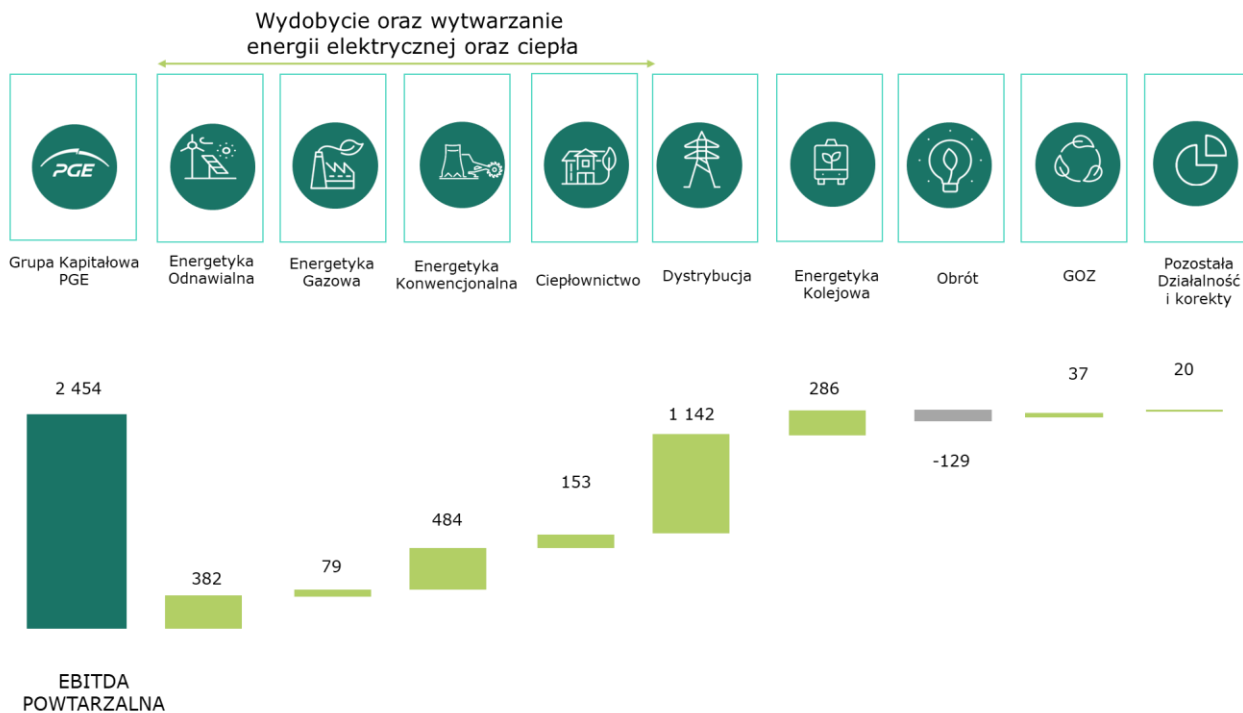
W III kwartale 2024 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 3,5 PJ i był wyższy o 0,1 PJ r/r.

Za trzy kwartały 2024 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 29,8 PJ i był niższy o 2,0 PJ r/r. Na powyższy wynik wpływ miało głównie niższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane wyższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi niż w 2023 roku.

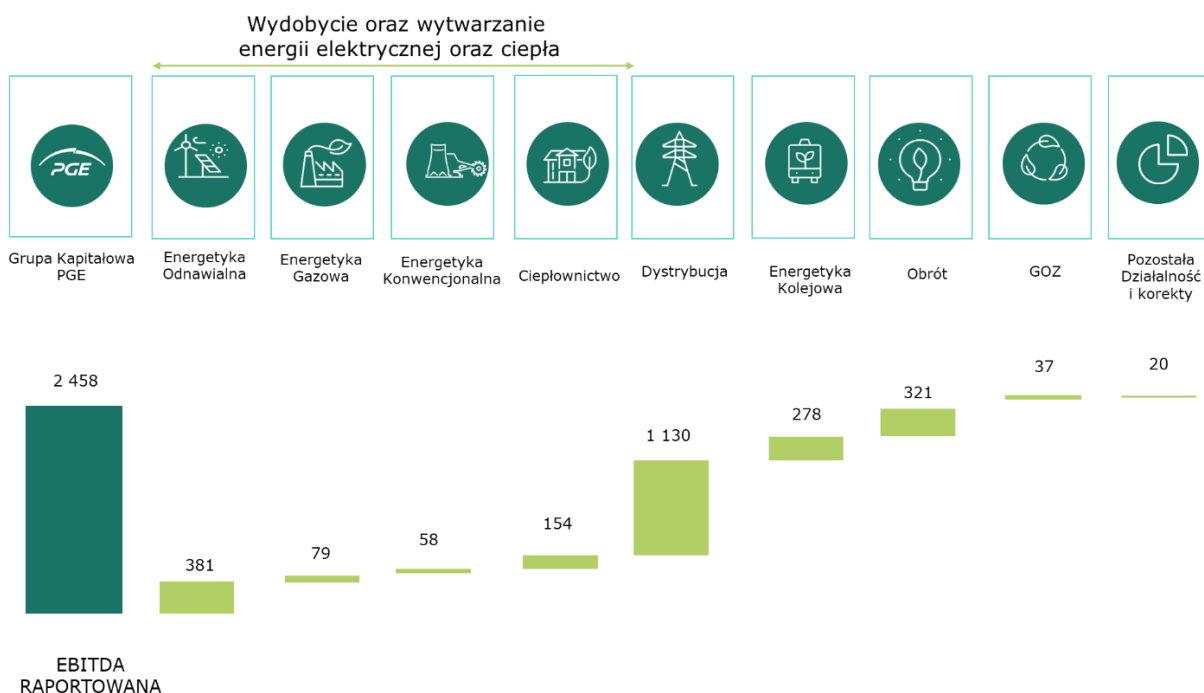
3.2. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE

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 III kwartał 2024 roku mają segmenty: Dystrybucja (47%), Energetyka Konwencjonalna (20%), Energetyka Odnawialna (16%) oraz Energetyka Kolejowa (12%). Segment Obrót wpływa ujemnie na wynik EBITDA powtarzalna Grupy Kapitałowej, natomiast pozostałe segmenty mają nieznaczny udział w wyniku.

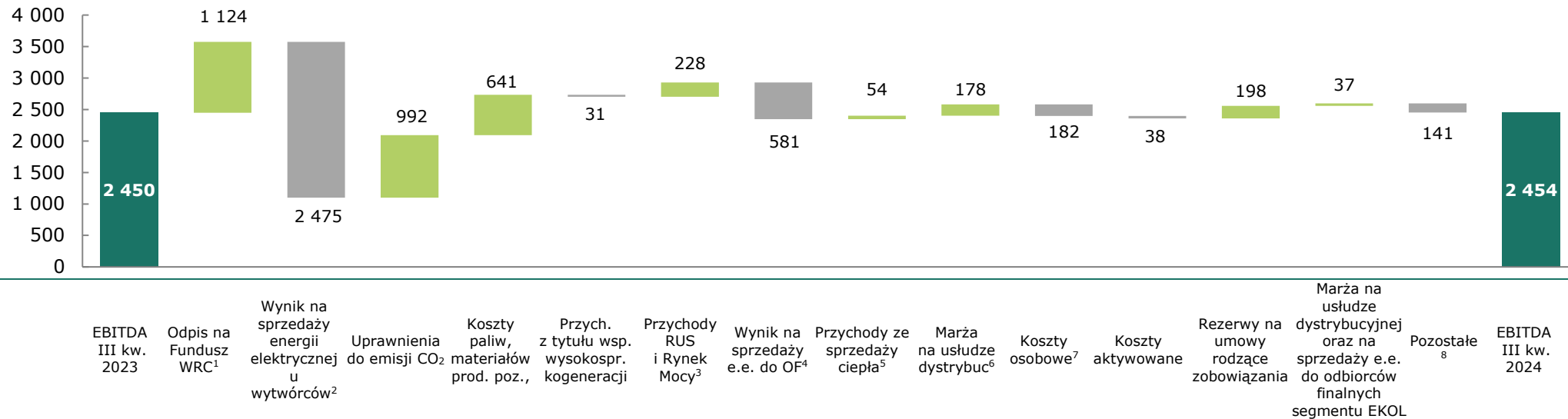
Wykres: EBITDA powtarzalna GK PGE (mln PLN)



Wykres: EBITDA raportowana GK PGE (mln PLN)



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



EBITDA raportowana III kw. 2023	2 458															
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2023	8															
EBITDA powtarzalna III kw. 2023	2 450	1 124	10 101	5 591	2 225	41	1 035	247	526	1 491	1 856	338	11	322	866	
EBITDA powtarzalna III kw. 2024		0	7 626	4 599	1 584	10	1 263	-334	580	1 669	2 038	300	209	359	1 007	2 454
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2024																4
EBITDA raportowana III kw. 2024																2 458

¹ Bez uwzględnienia wpływu korekty szacunku odpisu za 2022 rok (zdarzenie jednorazowe).

² Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej pomniejszony o koszt zakupu energii elektrycznej.

³ Z uwzględnieniem przychodów z tytułu usług bilansujących.

⁴ Z uwzględnieniem rekompensat (poza korektą za poprzednie lata), korekty marży na prawach majątkowych (PM) na GK PGE; bez doszacowania kosztów różnicy bilansowej; OF-odbiorcy finalni.

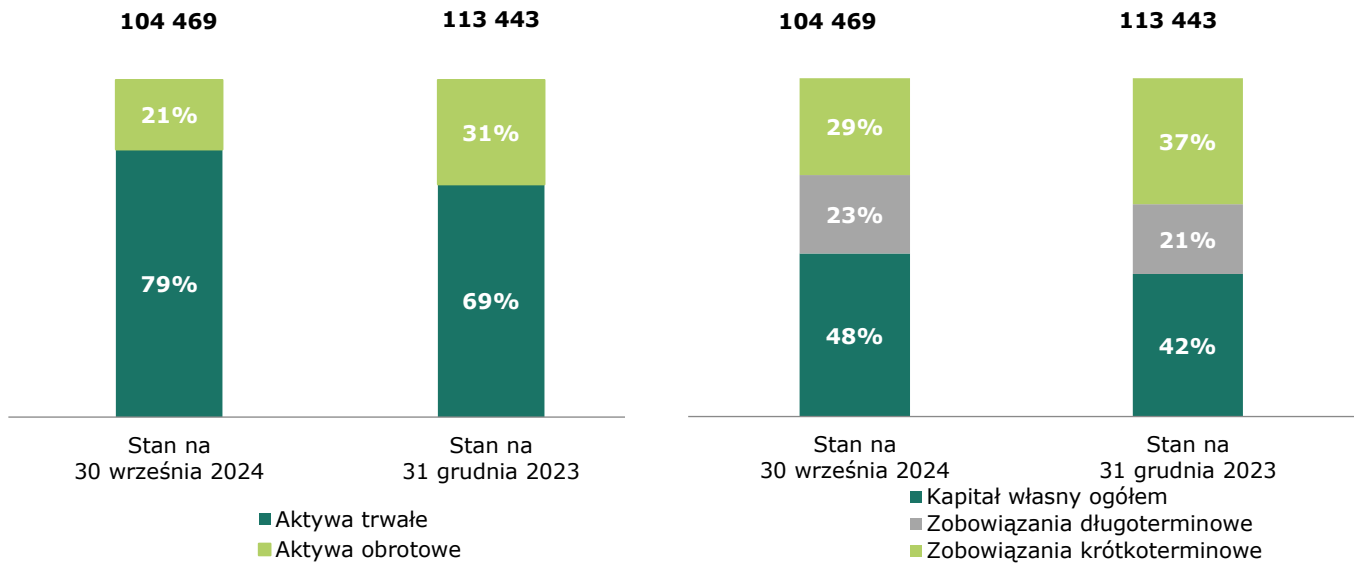
⁵ Z uwzględnieniem rekompensat.

⁶ 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.

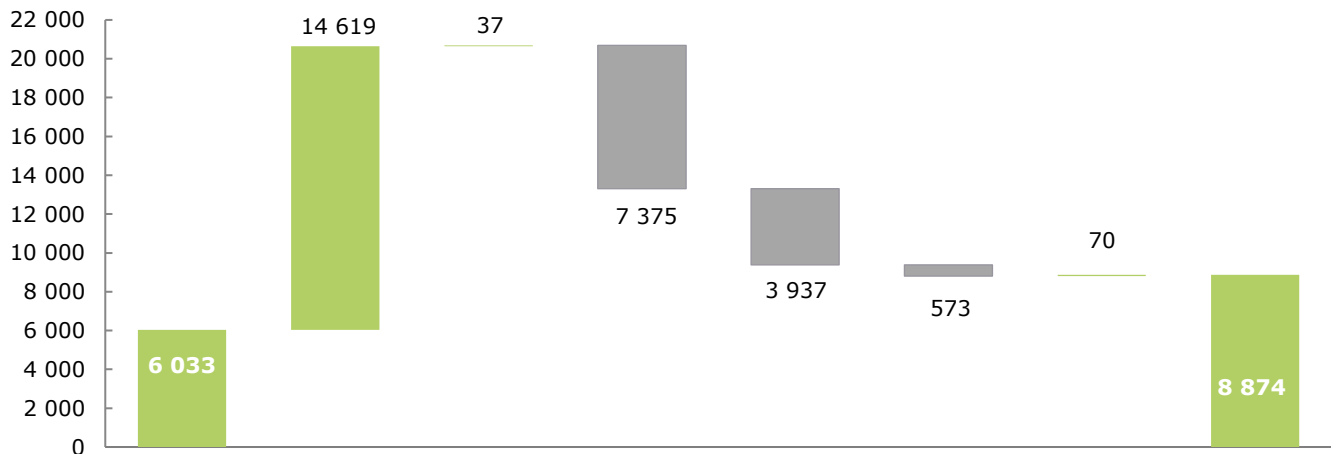
⁷ Bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej oraz Programu Dobrowolnych Odejść (zdarzenia jednorazowe).

⁸ Bez uwzględnienia rekompensat KDT, zmiany rezerwy rekultywacyjnej oraz utworzenia odpisów na należności PKP Cargo S.A. (zdarzenia jednorazowe).

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

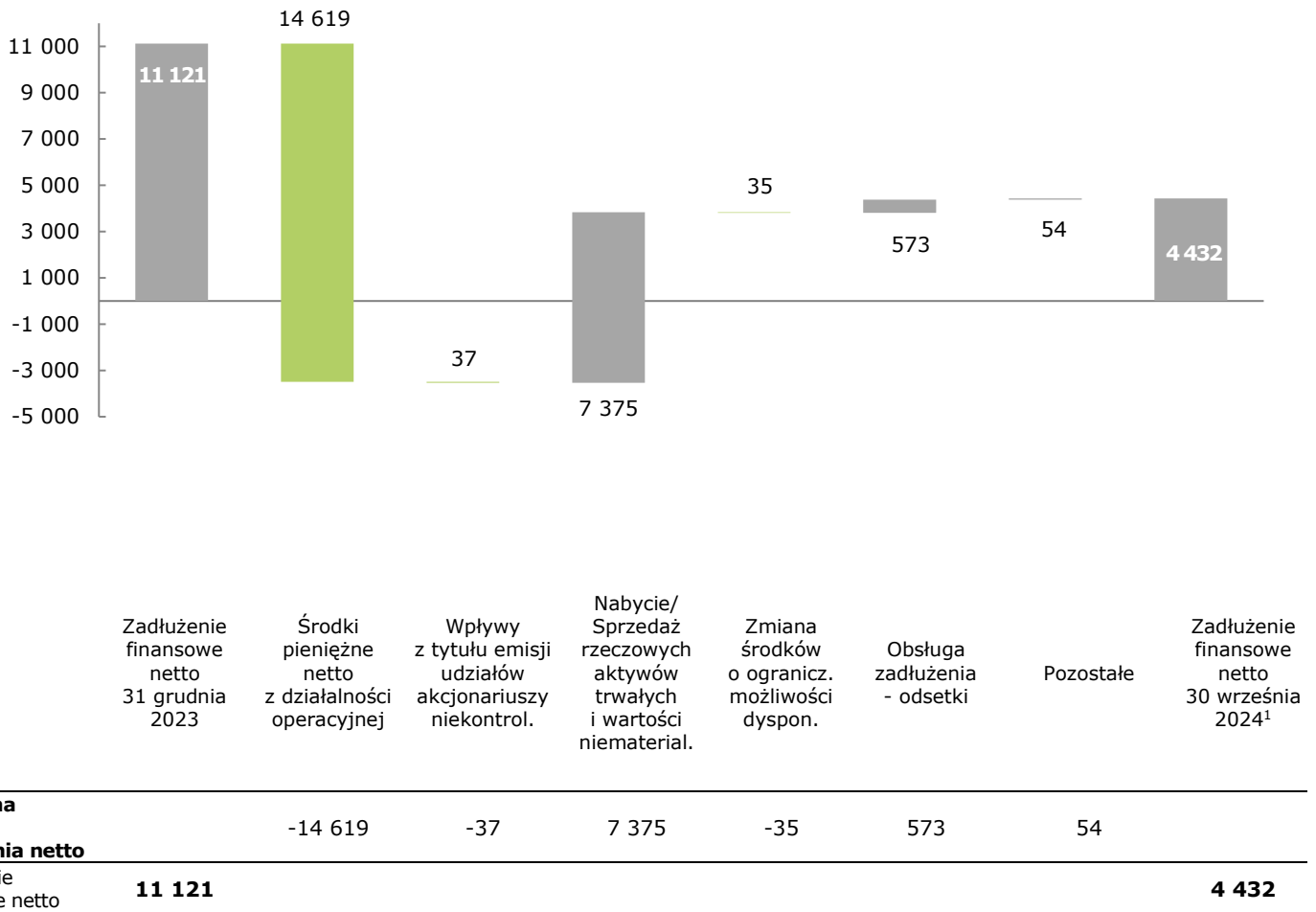


Wykres: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



	Środki pieniężne na 1 stycznia 2024	Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	Wpływy z tytułu emisji udziałów akcjonariuszy niekontrol.	Nabycie/Sprzedaż rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerial.	Saldo spłat /wpływów z tyt. pożyczek, kredytów, obligacji i leasingu finansowego	Odsetki zapłacone od pożyczek i kredytów oraz obligacji i instrumentów finansowych	Pozostałe	Środki pieniężne na 30 września 2024
Wpływ na poziom środków pieniężnych		14 619	37	-7 375	-3 937	-573	70	
Środki pieniężne	6 033							8 874

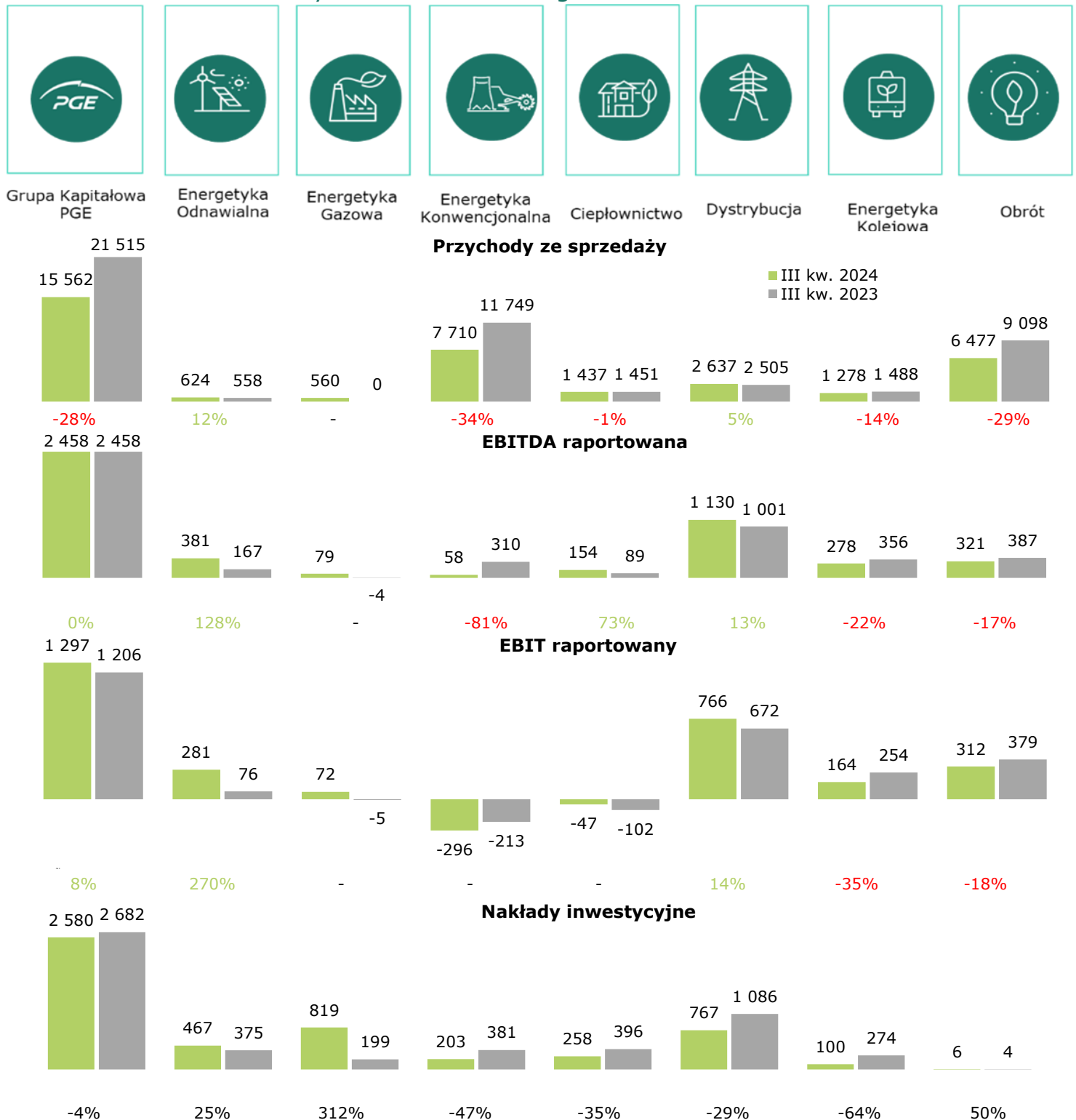
Wykres: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).



¹Szacunkowy poziom ekonomicznego zadłużenia netto (uwzględniającego przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO₂) wynosi 19 021 mln PLN.

3.3. Charakterystyka segmentów działalności

3.3.1 Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności¹



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

3.3.2 Segment działalności – Energetyka Odnawialna

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

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2024 roku.

Energetyka Odnawialna

Główne pozycje przychodowe	mln PLN			Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Sprzedaż energii elektrycznej	333	<div style="border: 1px solid gray; padding: 10px; display: inline-block;"> Produkcja energii elektrycznej 0,63 TWh </div>		Amortyzacja	100
Regulacyjne usługi systemowe	164			Zużycie energii w tym energia na potrzeby pompowania	64 62
Rynek Mocy	54			Koszty osobowe ¹	57
Sprzedaż praw majątkowych	48			Usługi Obce	56
				Podatki i opłaty w tym podatek od nieruchomości	30 19
Główne pozycje wynikowe		mln PLN			
				EBIT powtarzalny	282
				EBIT raportowany	281
				EBITDA powtarzalna	382
				EBITDA raportowana	381

¹ Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe.

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 tytułu świadczenia Regulacyjnych usług systemowych. Wycofana została usługa rezerwy interwencyjnej gotowość (RIG). Od połowy czerwca 2024 roku został wprowadzony w życie kolejny etap reformy Rynku Bilansującego. W efekcie powyższej reformy elektrownie mają możliwość oferowania energii bilansującej i mocy bilansujących. Nowy katalog usług bilansujących obejmuje: rezerwę utrzymania częstotliwości, rezerwę odbudowy częstotliwości i rezerwę zastępczą. Nowe usługi bilansujących wchodzą w przychody z tytułu świadczenia **Regulacyjnych usług systemowych**.

Istotne pozycje kosztowe działalności w ramach segmentu stanowią: **zużycie energii na potrzeby pompowania wody w elektrowniach szczytowo-pompowych, amortyzacja aktywów segmentu oraz usługi obce**, głównie usługi remontowe i utrzymaniowe. Istotną pozycję kosztową działalności w ramach segmentu stanowi również podatek od nieruchomości oraz koszty pracy.

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,
- 43 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.

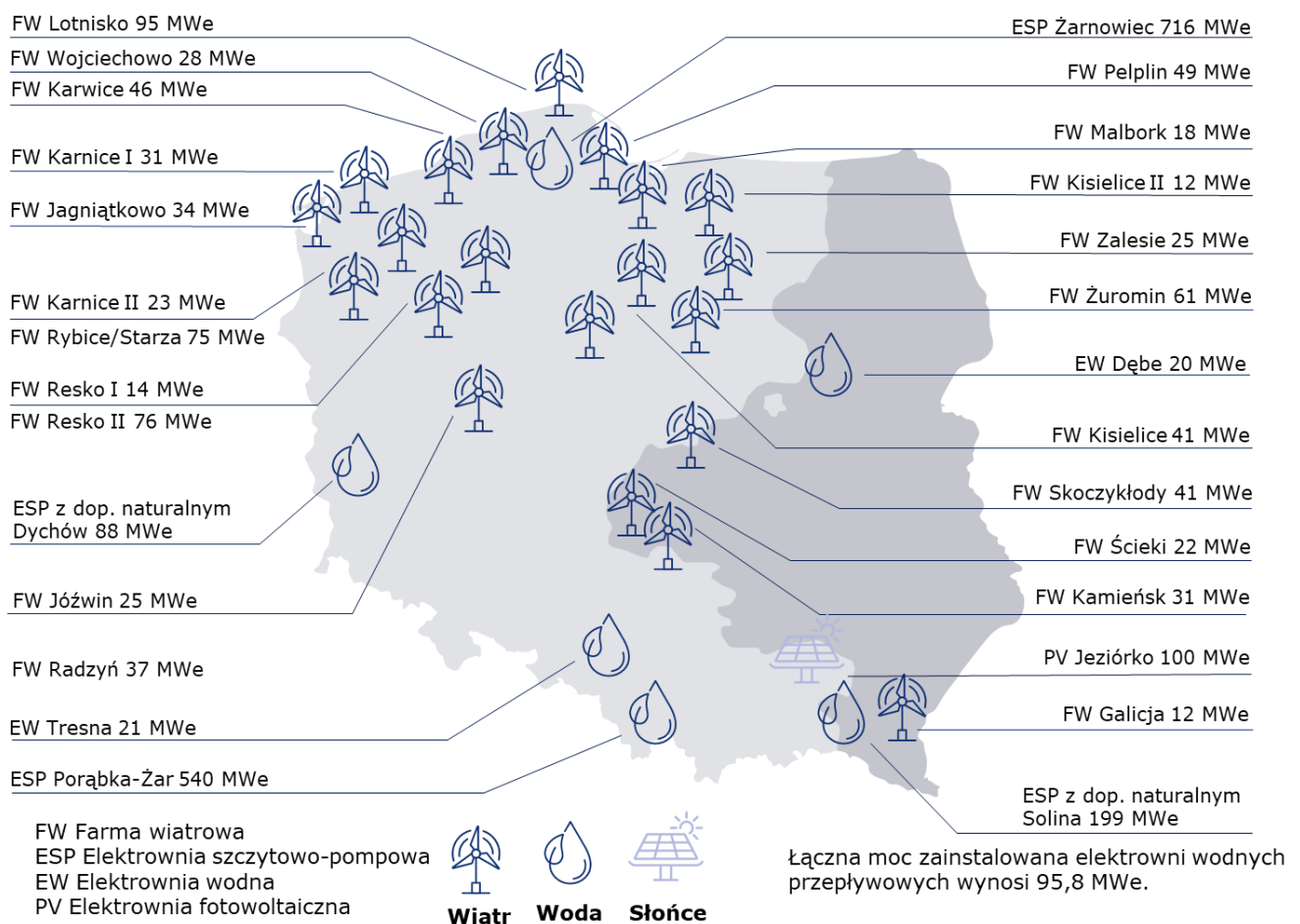
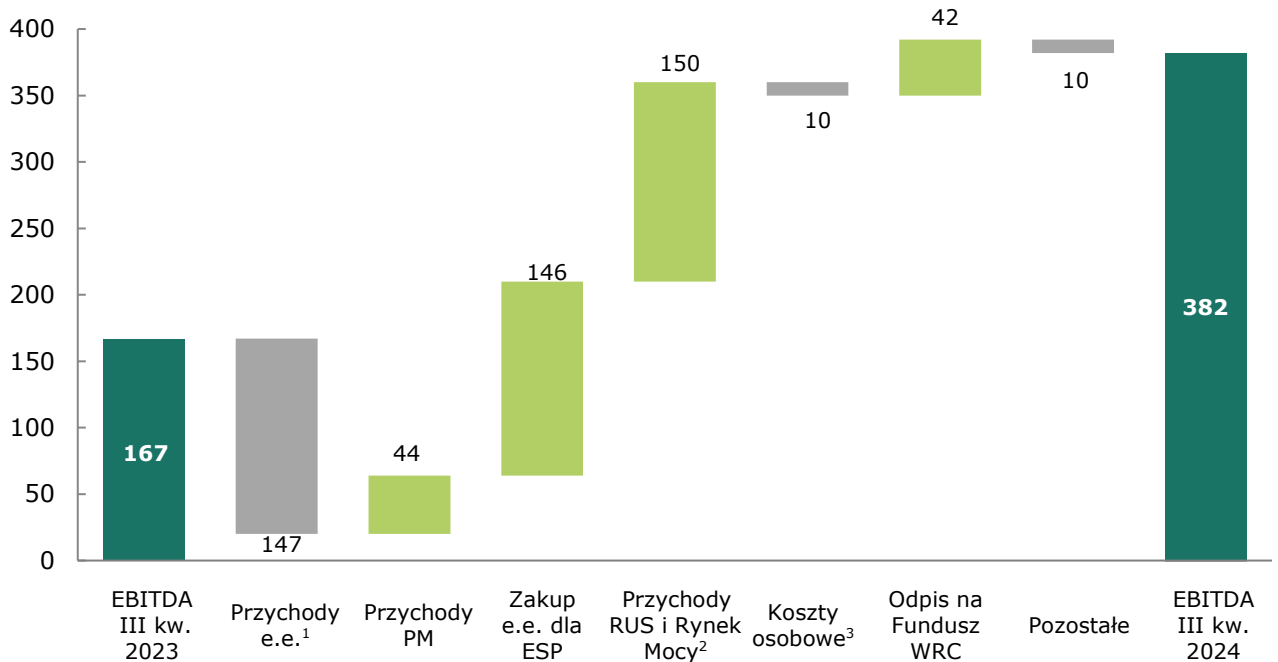


Tabela: Produkcja energii (TWh).

Rodzaje Elektrowni	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Elektrownie wodne szczytowo-pompowe	0,15	0,32	-53%
Elektrownie wodne przepływowe	0,06	0,07	-14%
Elektrownie wiatrowe	0,34	0,28	21%
Elektrownie fotowoltaiczne	0,08	0,01	700%
Razem	0,63	0,68	-7%

KLUCZOWE WIELKOŚCI FINANSOWE W SEGMENTCIE

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



Odchylenie	-147	44	146	150	-10	42	-10	
EBITDA raportowana III kw. 2023	167							
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2023	0							
EBITDA powtarzalna III kw. 2023	167	480	4	208	68	47	42	88
EBITDA powtarzalna III kw. 2024		333	48	62	218	57	0	98
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2024								-1
EBITDA raportowana III kw. 2024								381

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

² Z uwzględnieniem przychodów z tytułu usług bilansujących.

³ Z uwzględnieniem rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe).

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

Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-1	0	-
Razem	-1	0	-

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 182 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o 114 mln PLN, niższego wolumenu sprzedaży o 46 GWh, co wpłynęło na spadek przychodów o 33 mln PLN.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych**, które wynikają z wyższej średniej ceny sprzedaży o 152 PLN/MWh r/r, w wyniku czego przychody wzrosły o 44 mln PLN.
- **Niższe koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby pompowania** w elektrowniach szczytowo-pompowych w wyniku niższego wolumenu zakupu o 399 GWh, wpływającego na spadek kosztów o 147 mln PLN, wyższej średniej ceny zakupu energii elektrycznej o 7 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost kosztów o 1 mln PLN.
- **Wzrost przychodów z Rynku Mocy oraz Regulacyjnych Usług Systemowych** związany głównie jest z przychodami z tytułu usług bilansujących wprowadzonych od czerwca 2024 roku oraz 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 wyższych kosztów prowadzenia działalności operacyjnej w związku z rozwojem obszarów Energetyki Morskiej oraz Energetyki Odnawialnej.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna.

mIn PLN	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	467	375	25%
▪ Rozwojowe	346	337	3%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	121	38	218%
Razem	467	375	25%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA ODNAWIALNA

▪ **Program Budowy Morskich Farm Wiatrowych (MFW)**

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

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 wspólnie z Ørsted). Przekazanie do eksploatacji pierwszego projektu prowadzonego wspólnie z Ørsted - Baltica 2 o mocy do 1,5 GW planowane jest do 2030 roku.

Projekt Baltica 1 (ok. 0,9 GW) jest we wczesnej fazie przygotowania do realizacji. W III kwartale 2024 roku do Regionalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska złożono raport środowiskowy dla obszaru MFW oraz realizowano prace mające na celu opracowanie raportu oddziaływania transgranicznego w ramach tzw. procedury Espoo. Prowadzono także badania geotechniczne oraz kampanię post-walidacyjną dotyczącą pomiarów wietrzności. W lipcu 2024 roku zawarta została także umowa z Wykonawcą projektu podstawowego dla wyprowadzenia mocy z instalacji (firmą Energoprojekt-Katowice S.A.) i rozpoczęto prace koncepcyjne.

Projekt Baltica 2 (ok. 1,5 GW) jest na zaawansowanym etapie przygotowania do realizacji. Kluczowe umowy z zakresu robót budowlano-instalacyjnych oraz dostaw elementów zostały już zawarte. W III kwartale 2024 roku prowadzone były prace w ramach umowy dot. budowy układu wyprowadzenia mocy w części lądowej, dla której 28 czerwca 2024 roku wydane zostało polecenie rozpoczęcia prac. Aktualnie

prowadzone są prace dotyczące wykonania fundamentów budynków rozdzielni Lądowej Stacji Transformatorowej.

Projekt Baltica 3 (ok. 1 GW) jest w fazie przygotowania do realizacji. W III kwartale 2024 roku zakończono opracowanie dokumentacji geotechnicznej podłoża gruntowego oraz prowadzono badania środowiskowe w zakresie ptaków migrujących i nietoperzy w obszarze tzw. strefy buforowej.

▪ **Program Budowy Instalacji Fotowoltaicznych GK PGE**

Dotychczas w ramach Programu odebrano projekty o łącznej mocy ok. 197 MW, w tym w III kwartale 2024 roku do eksploatacji przekazano farmy o łącznej mocy 102 MW, w tym m.in.: instalację PV Jeziórko o mocy 100 MW.

W III kwartale 2024 roku kontynuowano realizację projektów farm fotowoltaicznych o łącznej mocy ok. 228 MW, w tym m.in. PV Pokrzywnica (7 MW), gdzie przekazanie do eksploatacji planowane jest w IV kwartale 2024 roku oraz PV Żółtańce (15 MW), PV Tyszki - Wądołowo (10 MW) oraz PV Jedlanka Stara (5 MW), gdzie przekazanie do eksploatacji planowane jest w I kwartale 2025 roku.

▪ **Modernizacja wyposażenia technologicznego Elektrowni Wodnej Dębe**

30 września 2024 roku dokonano przekazania do eksploatacji ostatniego (czwartego) hydrozespołu. Tym samym realizacja projektu została zakończona.

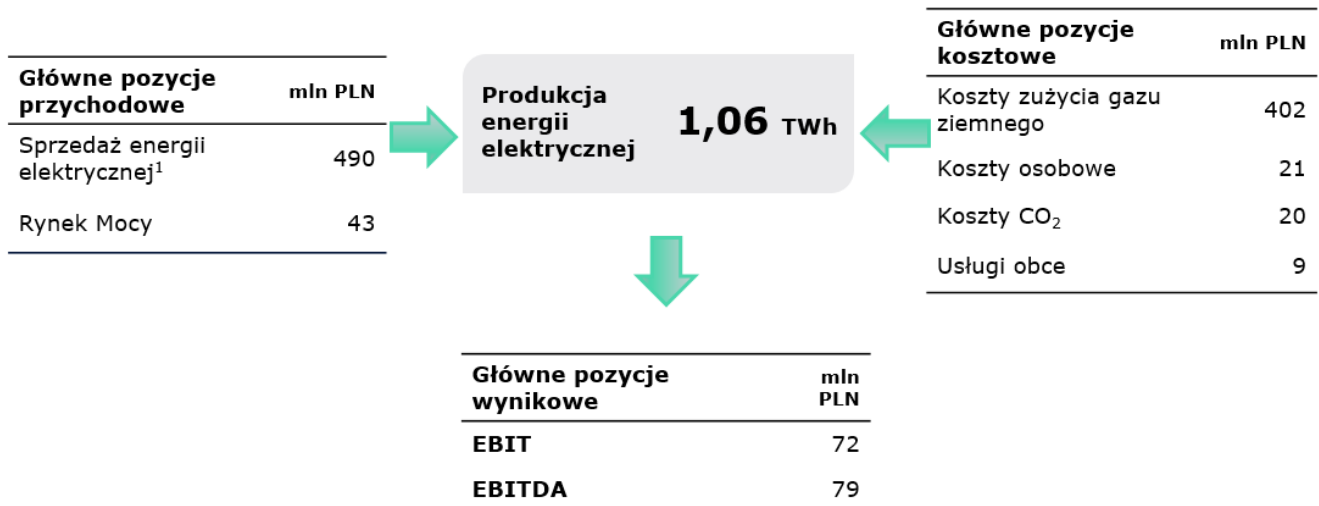
▪ **Program Kompleksowej Modernizacji ESP Porąbka-Żar**

Zakres prac obejmuje modernizację części technologicznej, zbiornika górnego oraz obiektów budowlanych toru wodnego. Główne prace związane z modernizacją zbiornika górnego oraz toru wodnego zostały zakończone. Prace na części technologicznej, tj. modernizacja czterech hydrozespołów będą prowadzone sekwencyjnie, tak aby możliwa była częściowa eksploatacja elektrowni. Obecnie rozpoczynają się prace demontażowe dla hydrozespołu numer 3, po zakończeniu których nastąpi realizacja głównych prac modernizacyjnych. W dalszym ciągu prowadzone są także prace projektowe.

3.3.3 Segment działalności – Energetyka Gazowa

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach gazowych. Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2024 roku.

Energetyka Gazowa



¹Ujęcie zarządcze.

Podstawowym źródłem przychodów segmentu Energetyka Gazowa 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 zużycia gazu ziemnego** oraz **koszty opłat za emisję CO₂**.

Istotną pozycję w przychodach segmentu stanowią **przychody z Rynku Mocy**, mechanizmu wprowadzonego w celu zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w KSE. Elektrownie 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). Dodatkową pozycję w przychodach segmentu stanowią **przychody z tytułu świadczenia Regulacyjnych usług systemowych**.

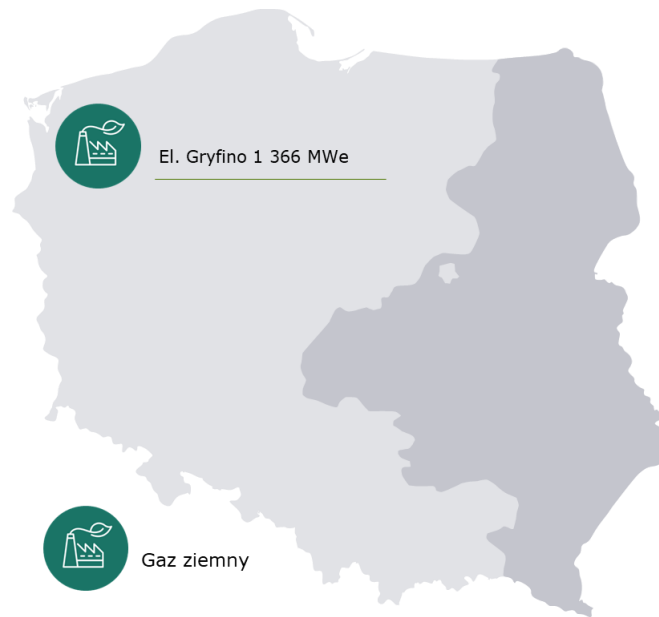
AKTYWA

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

4 marca 2024 roku blok nr 9 w Elektrowni Gryfino został zsynchronizowany z KSE. 14 sierpnia 2024 roku blok został oddany do eksploatacji.

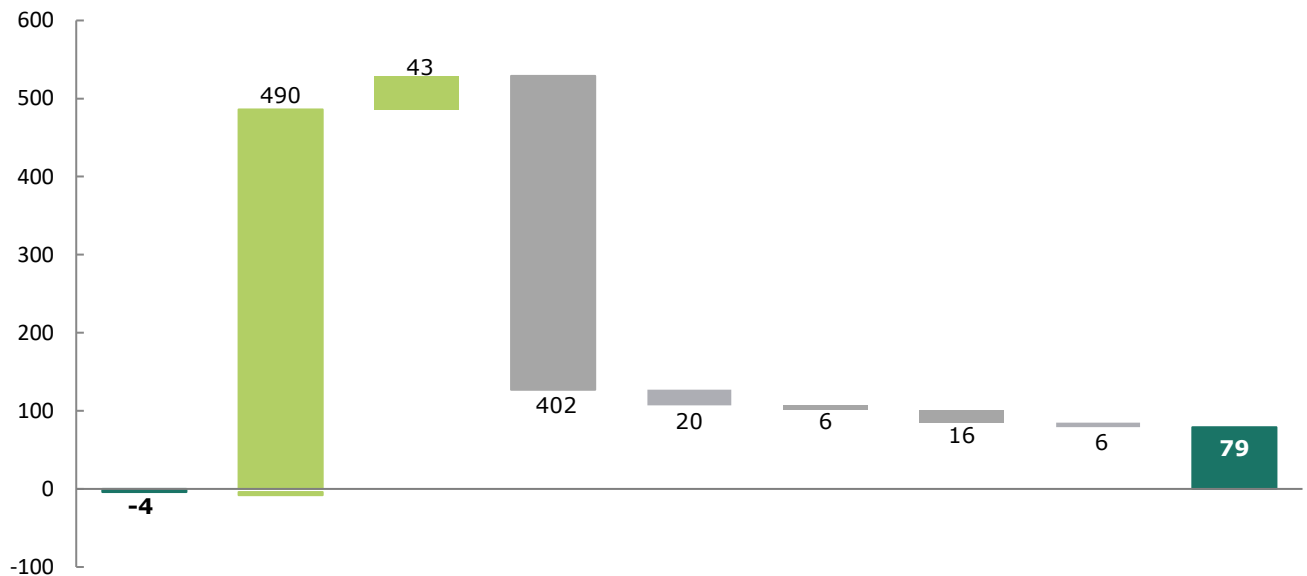
22 maja 2024 roku blok nr 10 w Elektrowni Gryfino został zsynchronizowany z KSE. 18 października 2024 roku blok został oddany do eksploatacji.

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



KLUCZOWE WIELKOŚCI FINANSOWE W SEGMENTCIE

Wykres: Kluczowe odchylenia powtarzalnego wyniku EBITDA w segmencie Energetyka Gazowa w ujęciu zarządczym (mln PLN)¹.



	EBITDA III kw. 2023	Produkcja e.e. ²	Przychody z Rynku Mocy	Koszty gazu ziemnego	Koszty CO ₂	Koszty ZHZW ³	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA III kw. 2024
Odchylenie		490	43	-402	-20	-6	-16	-6	
EBITDA III kw. 2023	-4	0	0	0	0	0	5	-1	
EBITDA III kw. 2024		490	43	402	20	6	21	5	79

¹ Ze względu na wydzielenie segmentu Energetyka Gazowa z segmentu Pozostała Działalność dane za III kwartał 2023 roku dostosowano do porównywalności.

² Ujęcie zarządcze.

³ ZHZW – Umowa o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi.

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

- **Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej** - jako efekt sprzedaży 1,1 TWh energii elektrycznej.
- **Przychody z Rynku Mocy**, tj. wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego.
- **Koszty zużycia gazu ziemnego**, jako efekt zużycia 6,5 mln GJ paliwa w procesie produkcyjnym.
- **Koszty CO₂** - w efekcie wyemitowania 0,07 mln ton CO₂ w procesie produkcyjnym.
- **Koszty ZHZW**, tj. koszty zarządzania handlowego zdolnościami wytwórczymi.
- **Wyższe koszty osobowe**, głównie w związku z rozpoczęciem procesu produkcyjnego w Elektrowni Gryfino.
- **Pozycja pozostałe** uwzględnia głównie pozostałe koszty zmienne ponoszone w procesie produkcyjnym oraz koszty remontów i eksploatacji majątku.

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

Rodzaj paliwa	III kw. 2024		III kw. 2023	
	Ilość (tys. m ³)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. m ³)	Koszt (mln PLN)
Gaz	174 279	402	-	-
Razem	174 279	402	-	-

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO₂ w segmencie Energetyka Gazowa.

Dane dot. CO ₂	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Emisja CO ₂ (tony)	65 112	-	-
Średni koszt CO ₂ (PLN/t)	302,26	-	-

NAKLĄDY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Gazowa¹

mln PLN	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	819	199	312%
▪ Rozwojowe	819	199	312%
Razem	819	199	312%

¹Segment wydzielony z segmentu Pozostała Działalność od 2024 roku.

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA GAZOWA

- W III 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.**). Prace związane z fundamentowaniem pod budynki główne są na ukończeniu. Prowadzone są kolejne wykopy i rozprowadzane są zbrojenia pod betonowanie ścian budynków. Rozpoczęto przygotowanie terenu pod układ wody chłodzącej. Na teren budowy dostarczono elementy konstrukcji wsporczej kotła odzysknicowego.
- W III kwartale 2024 roku kontynuowano prace związane z realizacją budowy dwóch nowych **bloków gazowo-parowych** o mocy 683 MWe każdy (**PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o.**). 23 lipca 2024 roku zawarto przed mediatorem Sądu Polubownego przy Prokuraturii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej Ugodę z Generalnym Wykonawcą, w której ujęto nowe terminy przekazania bloków do eksploatacji: dla bloku 9 – 15 sierpnia 2024 roku oraz dla bloku 10 – 30 września 2024 roku. W ramach Ugody Wykonawca zobowiązał się do realizacji dodatkowych prac. Zmiana terminu realizacji umowy nie spowodowała zmiany wynagrodzenia kontraktowego. Dla obu bloków łącznie obowiązywał 35-dniowy okres wolny od odpowiedzialności wykonawcy za niedotrzymanie terminów przejęcia bloków do eksploatacji, który mógł zostać powiększony w przypadku wcześniejszego przejęcia do eksploatacji bloku nr 9. Blok 9 przekazano do eksploatacji 14 sierpnia 2024 roku, natomiast blok 10 - 18 października 2024 roku.

KLUCZOWE PROJEKTY W SEGMENTCIE ENERGETYKA GAZOWA

Cel projektu	Budżet	Nakłady łącznie ¹	Nakłady w trzech kwartałach 2024 roku ¹	Paliwo/ sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa dwóch bloków gazowo-parowych w PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o.	4,3 mld PLN	3,8 mld PLN	592 mln PLN	Gaz ziemny/ 63,2 %	Konsorcjum firm: General Electric (lider konsorcjum) i Polimex Mostostal S.A.	Blok 9 – 14 sierpnia 2024 roku ² Blok 10 – 18 października 2024 roku ²
Budowa bloku gazowo-parowego w Rybnik 2050 sp. z o.o.	4,0 mld PLN	1,2 mld PLN	1 050 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

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

² zrealizowane

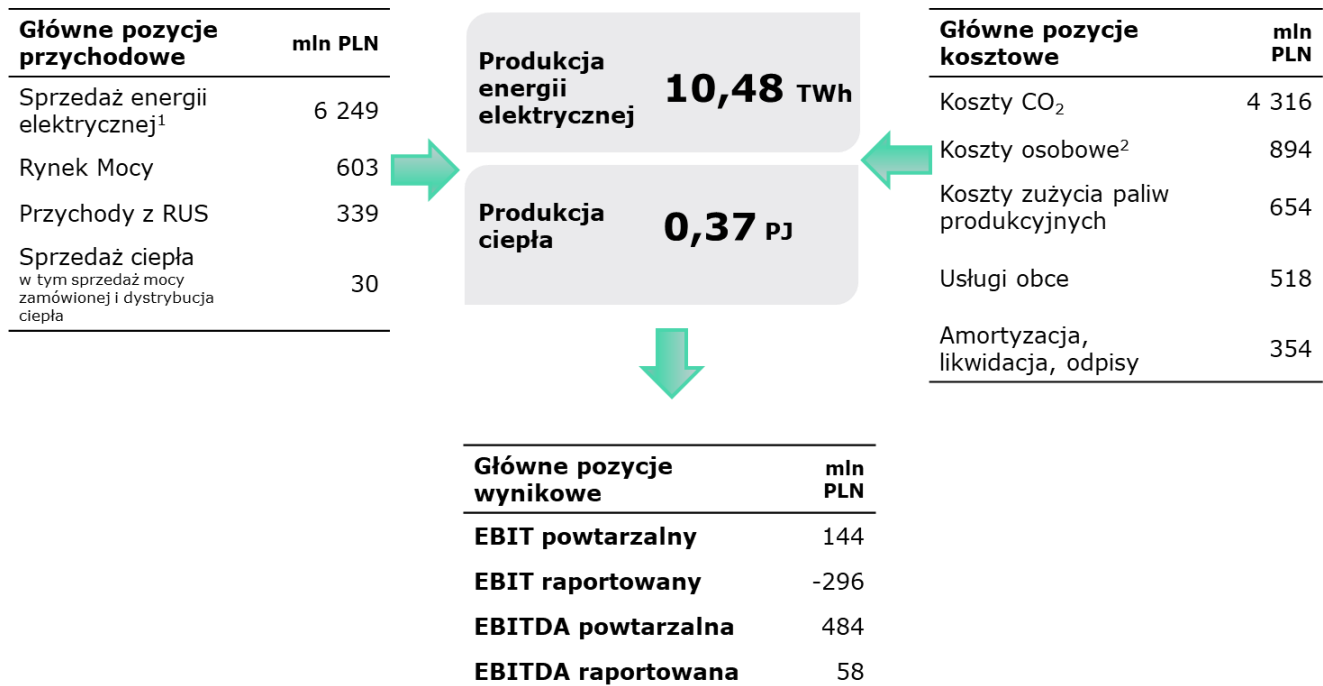
3.3.4 Segment działalności – Energetyka Konwencjonalna

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

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2024 roku.



Energetyka Konwencjonalna



¹Ujęcie zarządcze.

²Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe.

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 CO₂** 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 tytułu świadczenia regulacyjnych usług systemowych. Wycofane zostały usługi interwencyjnej rezerwy zimnej (IRZ) oraz operacyjna rezerwa mocy (ORM), pozostały natomiast głównie przychody z realokacji mocy. Od połowy czerwca 2024 roku został wprowadzony w życie kolejny etap reformy Rynku Bilansującego. W efekcie powyższej reformy elektrownie mają możliwość oferowania energii bilansującej i mocy bilansujących. Nowy katalog usług bilansujących obejmuje: rezerwę utrzymania częstotliwości, rezerwę odbudowy częstotliwości i rezerwę zastępczą.

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%⁵ krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii elektrycznej – wytwarza ok. 29%⁶ 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.

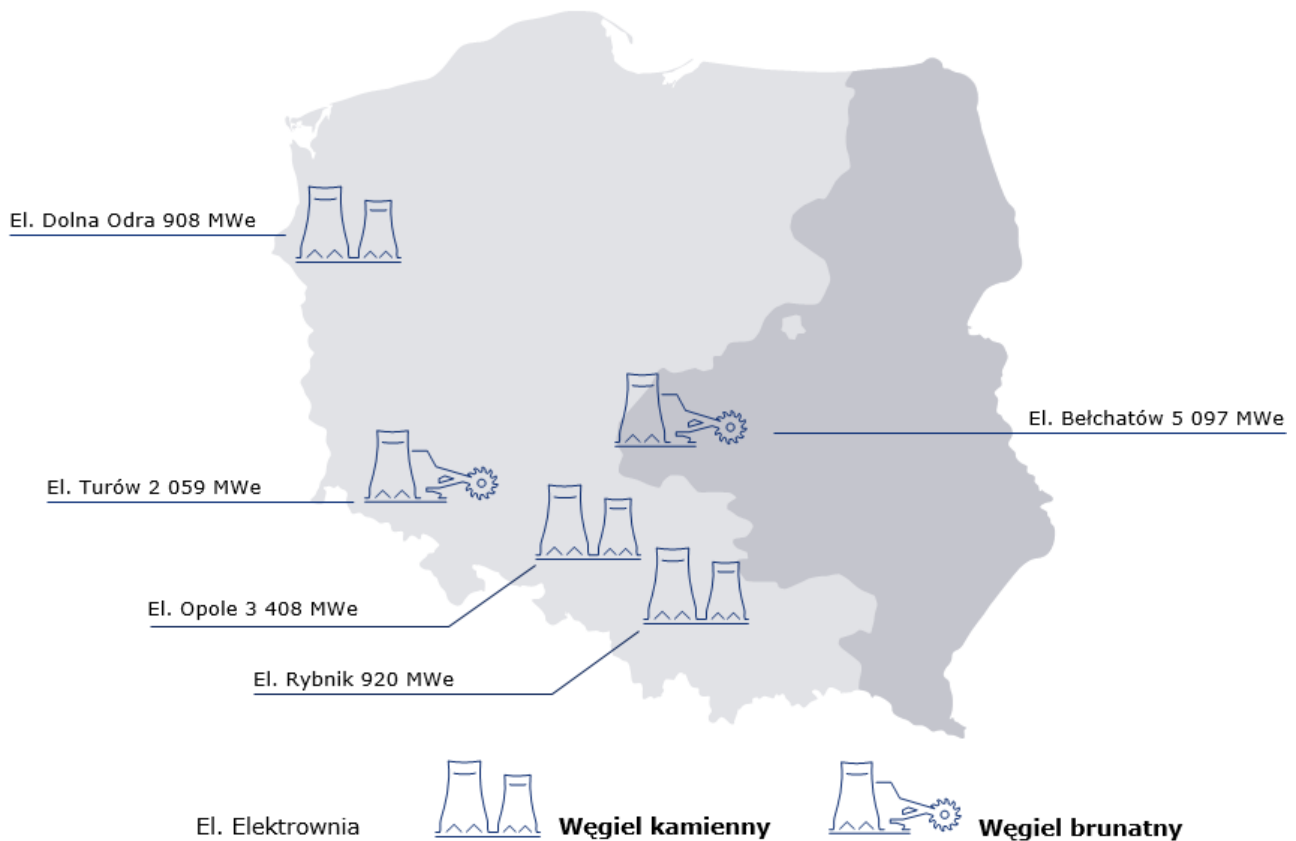


Tabela: Produkcja energii (TWh).

Główne typy paliwa	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Węgiel kamienny	2,53	4,21	-40%
Węgiel brunatny	7,94	7,13	11%
Biomasa	0,01	0,01	0%
Razem	10,48	11,35	-8%

Tabela: Produkcja ciepła (PJ).

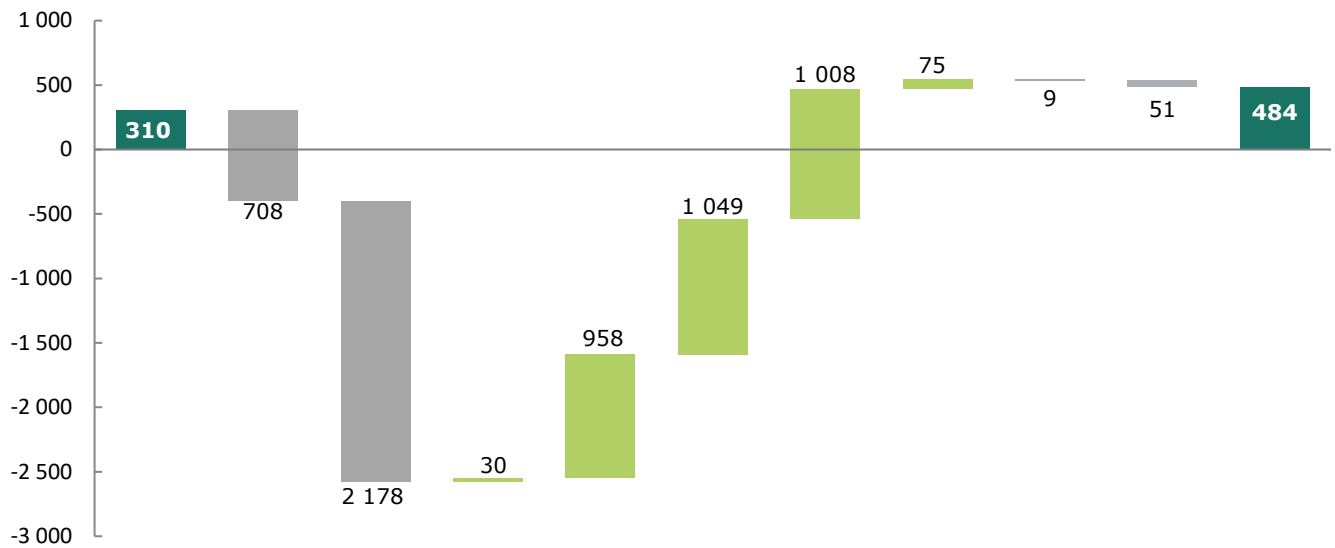
Główne typy paliwa	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Węgiel kamienny	0,08	0,08	0%
Węgiel brunatny	0,29	0,28	4%
Razem	0,37	0,36	3%

⁵ Wyliczenia własne w oparciu o dane GUS.

⁶ 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	-708	-2 178	30	958	1 049	1 008	75	-9	-51	
EBITDA raportowana III kw. 2023	310									
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2023	0									
EBITDA powtarzalna III kw. 2023	310	9 135	912	958	1 703	5 324	338	885	529	
EBITDA powtarzalna III kw. 2024		6 249	942	0	654	4 316	263	894	580	484
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2024										-426
EBITDA raportowana III kw. 2024										58

¹ Ujęcie zarządcze.

² Z uwzględnieniem przychodów z tytułu usług bilansujących.

³ ZHZW – Umowa o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi.

⁴ Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej i kosztów PDO (zdarzenia jednorazowe).

⁵ Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy rekultywacyjnej (zdarzenie jednorazowe).

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

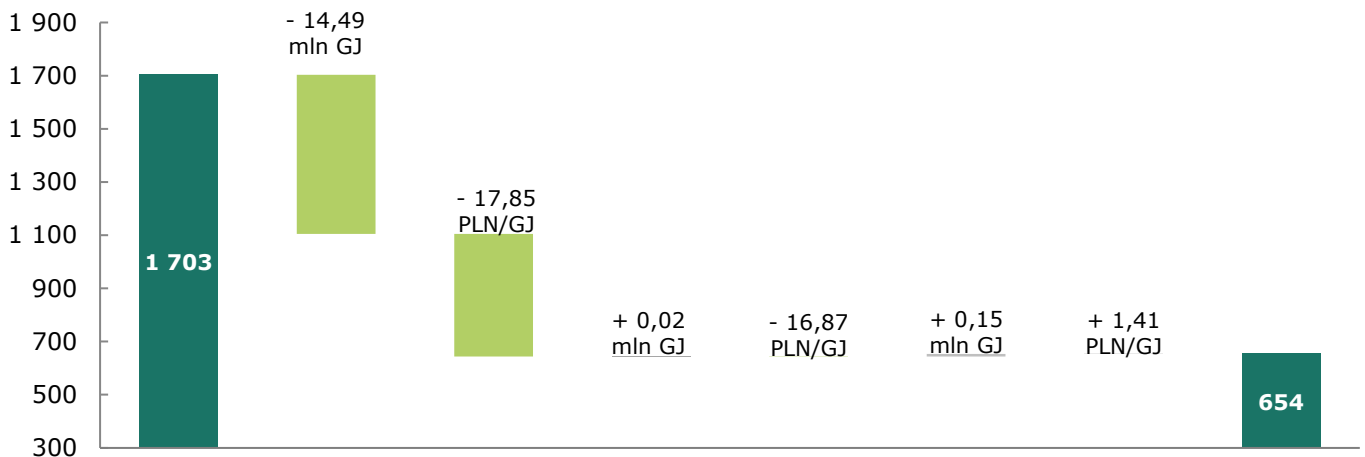
Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	-410	-	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-14	-	-
Koszty PDO	-2	-	-
Razem	-426	-	-

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 212 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o ok. 2 178 mln PLN; niższego wolumenu sprzedaży o 0,9 TWh, co wpłynęło na pomniejszenie przychodów o ok. 708 mln PLN.

- **Wyższy wynik uzyskany z Rynku Mocy** głównie na skutek wyższej średniej ceny i wyższych przychodów z rynku wtórnego oraz niższe **przychody z RUS**, głównie w efekcie wysokiej bazy 2023 roku, tj. przychody z rozliczeń z OSP z tytułu realokacji produkcji energii elektrycznej pomiędzy oddziałami PGE GiEK S.A. w ramach Rynku Bilansującego, co zostało w większości skompensowane przychodami z nowych usług bilansujących w III kwartale 2024 roku.
- **Brak odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny**, który występował w 2023 roku.
- **Niższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego na skutek niższego zużycia tego paliwa o 14,5 mln GJ z powodu niższej produkcji energii elektrycznej oraz niższej ceny o 17,8 PLN/GJ. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższe koszty CO₂** spowodowane niższym średnim kosztem CO₂ o 66,4 PLN/t oraz niższym poziomem emisji CO₂ o 0,5 mln ton 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).

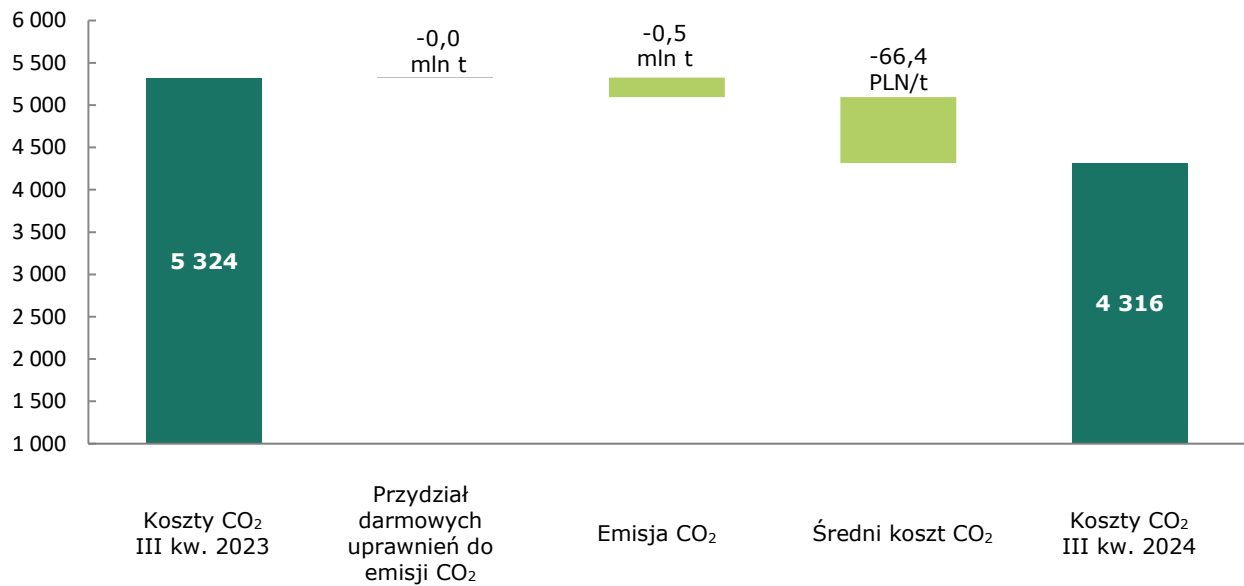


	Koszty paliw III kw. 2023	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Biomasa Ilość	Biomasa cena	Olej opałowy lekki i ciężki ilość	Olej opałowy lekki i ciężki cena	Koszty paliw III kw. 2024
Odchylenie		-598	-461	1	-1	9	1	
Koszty paliw III kw. 2023	1 703	1 664		4		35		
Koszty paliw III kw. 2024		605		4		45		654

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

Rodzaj paliwa	III kw. 2024		III kw. 2023	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 134	605	1 780	1 664
Biomasa	5	4	4	4
Olej opałowy lekki i ciężki	18	45	14	35
Razem		654		1 703

Wykres: Koszty CO₂ w segmencie Energetyka Konwencjonalna (mln PLN).



Odchylenie	0	-230	-778
Koszty CO ₂ III kw. 2023	5 324		
Koszty CO ₂ III kw. 2024	4 316		

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO₂ w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

Dane dot. CO ₂	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂ (tony)	14 886	15 696	-5%
Emisja CO ₂ (tony)	11 740 668	12 270 343	-4%
Średni koszt CO ₂ (PLN/t)	368,08	434,45	-15%

NAKLĄDY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna

mln PLN	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	182	349	-48%
▪ Rozwojowe	1	11	-91%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	181	338	-46%
Pozostałe	21	32	-34%
Razem	203	381	-47%

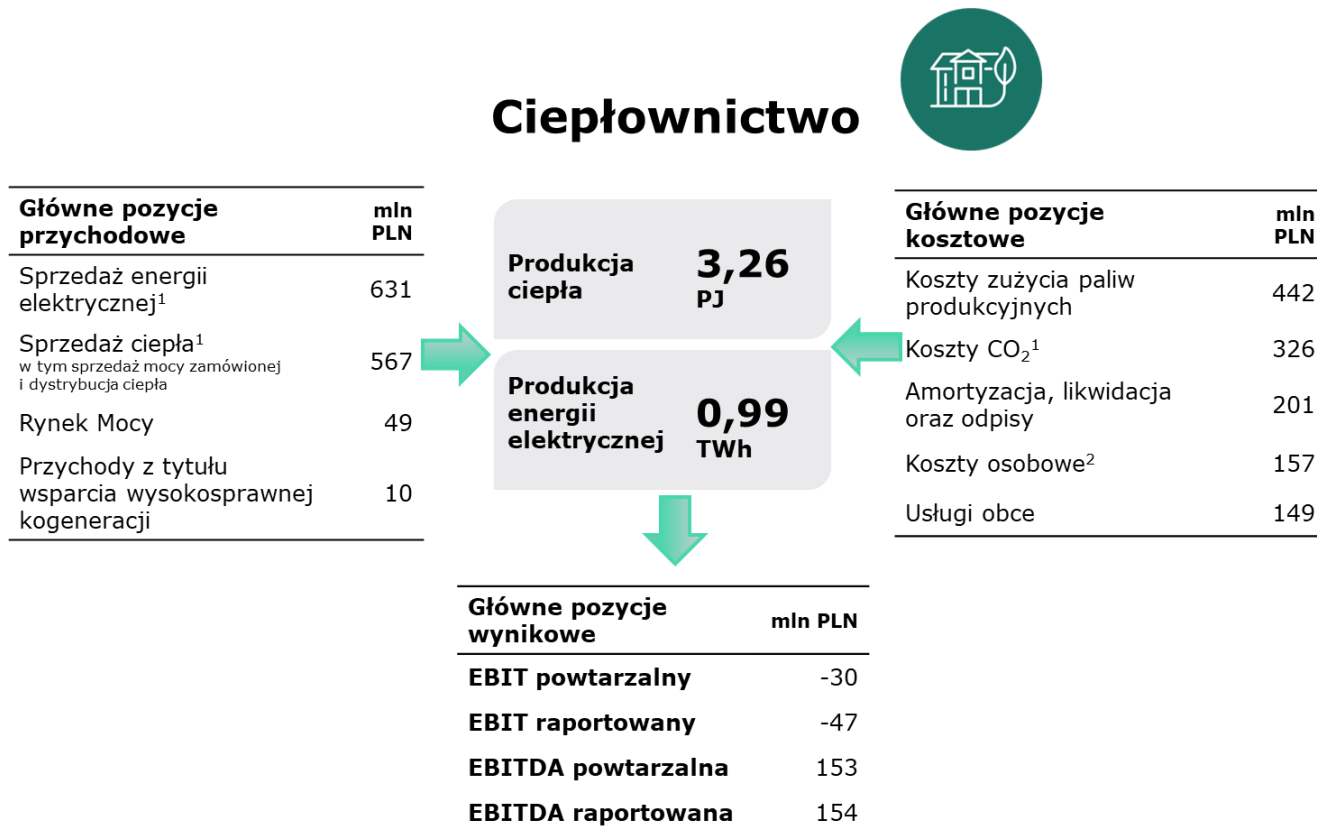
KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA KONWENCJONALNA

- W ramach **Zabudowy Stacji Rozruchowej w Elektrowni Dolna Odra** 18 września 2024 roku wydana została zmieniona Koncesja na wytwarzanie ciepła. Do 29 listopada 2024 roku planowane jest ostateczne rozliczenie zadania.
- W ramach zadania **Budowa Wytwornicy Pary w Elektrowni Rybnik** 18 października 2024 roku uzyskano koncesję na wytwarzanie ciepła.
- W zakresie zadania **Rozbudowy przemysłowej oczyszczalni ścieków w Elektrowni Turów** od 9 października 2024 roku trwa 720-godzinny ruch próbny wraz z pomiarami gwarancyjnymi.
- W zakresie zakończonego zadania **Budowy bloku nr 7 w Elektrowni Turów** naliczono kolejne kary umowne. Szczegółowy opis znajduje się w pkt. 4.1.17 niniejszego sprawozdania.

3.3.5 Segment działalności - Ciepłownictwo

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

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2024 roku.



¹ W ujęciu zarządczym.

² Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe.

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 Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. (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 CO₂**.

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**.

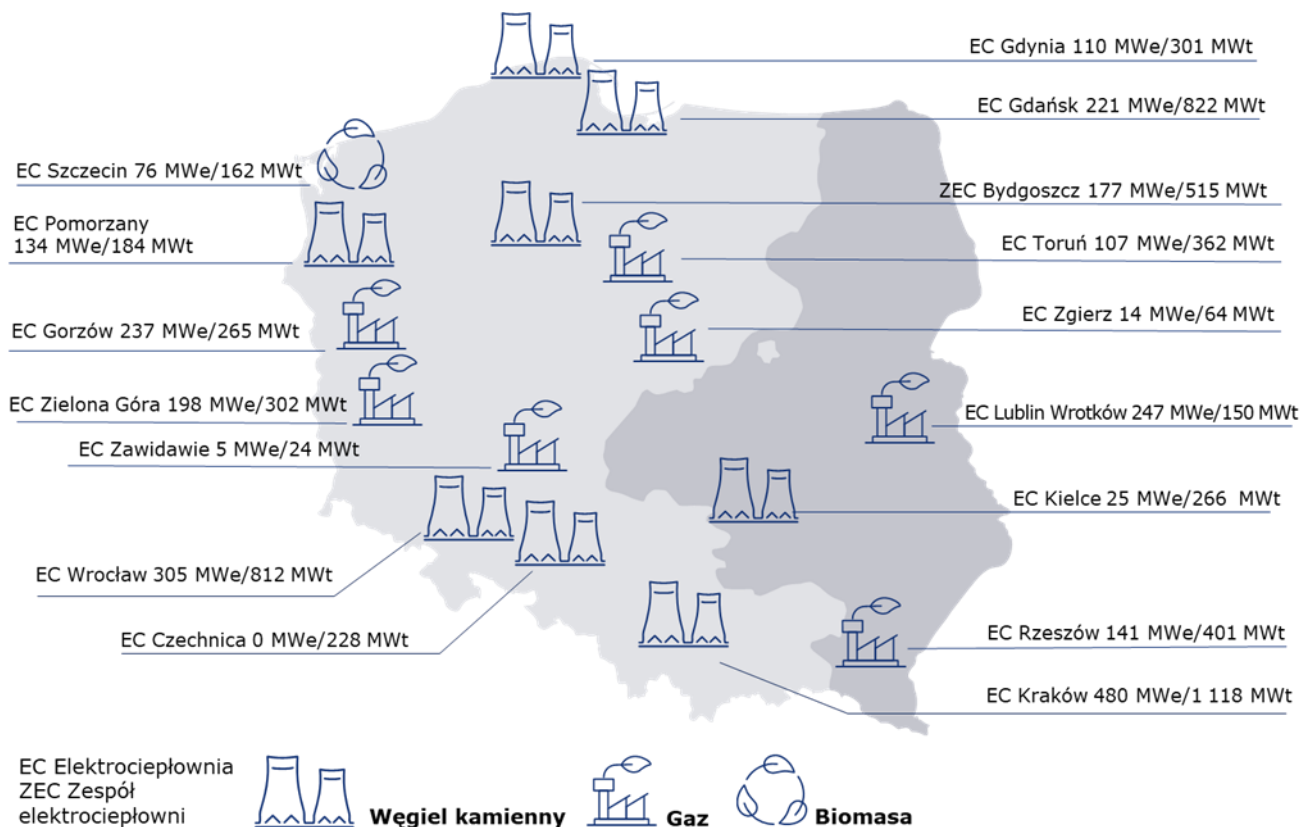
AKTYWA

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.

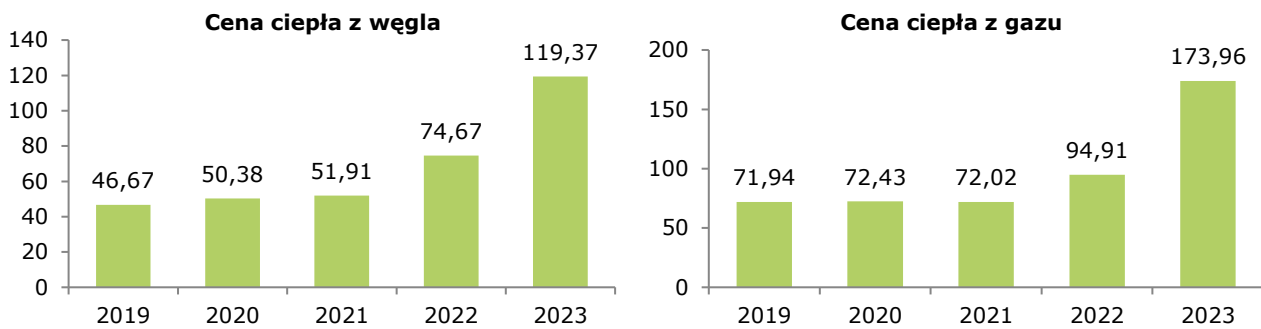
Wykres: Główne aktywa segmentu Ciepłownictwo i ich moc zainstalowana.



TARYFY W SEGMENTCIE CIEPŁOWNICTWO

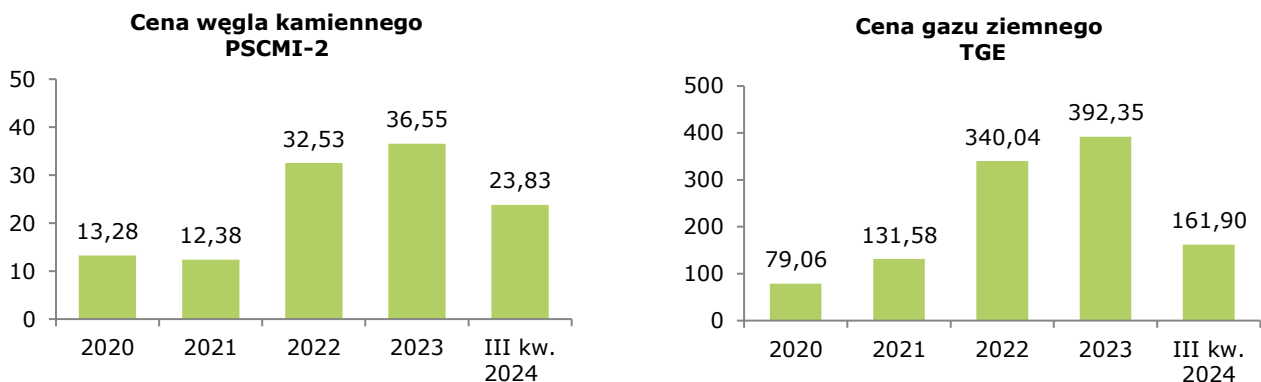
W związku z tym, że przychody ze sprzedaży ciepła dla elektrociepłowni są taryfowane w ramach tzw. metody uproszczonej, cechuje je względne opóźnienie w przenoszeniu kosztów (roczne lub dwuletnie). Bazują one bowiem na dynamice r/r średnich kosztów (uwzględniającej wykorzystywane paliwa) ponoszonych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

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



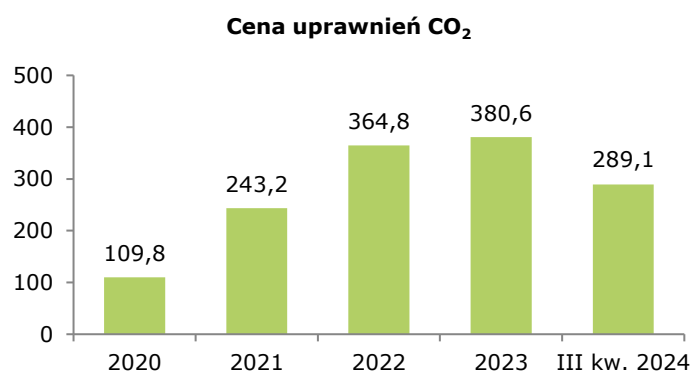
Źródło: URE.

Wykresy: Zmiany kosztów paliw – węgla kamiennego (PLN/GJ) – PSCMI-2⁷ i gazu (PLN/MWh) - TGE.



Źródło: ARP, TGE.

Wykres: Zmiana kosztów uprawnień do emisji CO₂⁸ (PLN/t).



Źródło: ICE.

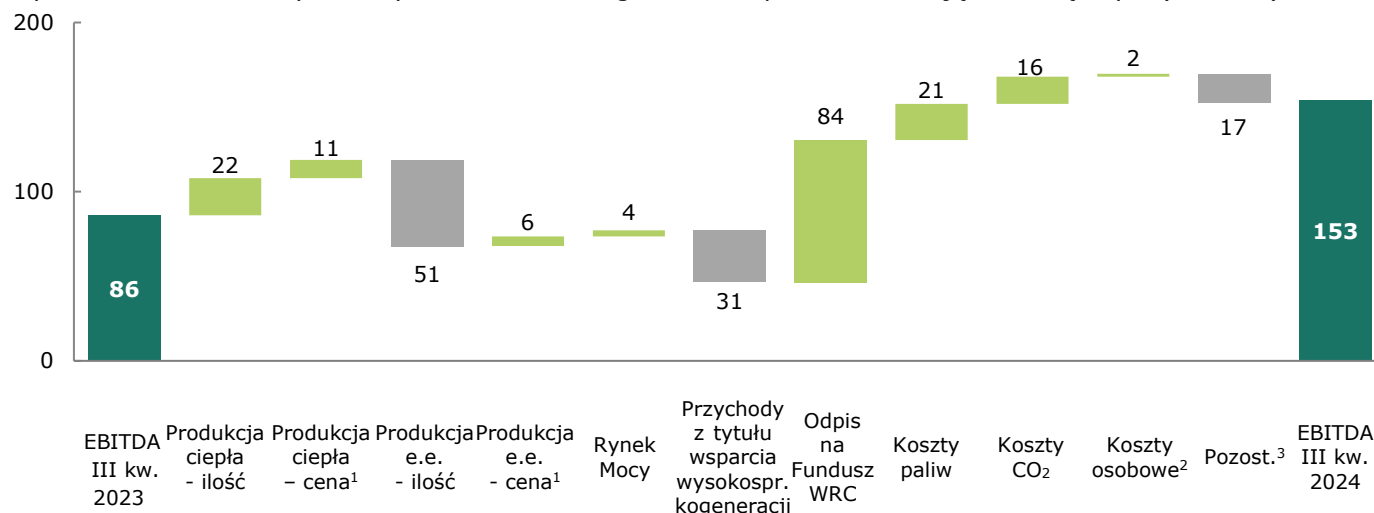
Referencyjna cena ciepła z węgla, odzwierciedlając wcześniejsze zwiększenie kosztów, wzrosła w 2023 roku o 60%. Jest to baza dla wzrostu cen ciepła dla jednostek kogeneracji ustalających taryfę w trakcie 2024 roku. W 2024 roku odnotowano natomiast średni rynkowy spadek ceny węgla o 35%, z kolei średnia cena uprawnień do emisji CO₂ spadła o 24% 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. 162 PLN/MWh (tj. spadek o 59%).

⁷ PSCMI-2 Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen mialów energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku ciepła.

⁸ 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).



Opis	22	11	-51	6	4	-31	84	21	16	2	-17	
EBITDA raportowana III kw. 2023												89
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2023												3
EBITDA powtarzalna III kw. 2023		534	676	45	41	84	463	342	159	162		86
EBITDA powtarzalna III kw. 2024		567	631	49	10	0	442	326	157	179		153
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2024												1
EBITDA raportowana III kw. 2024												154

¹ Wartość skorygowana o koszty umorzenia praw majątkowych; dane za III kwartał 2023 roku dostosowano do obecnie stosowanego sposobu prezentacji – z uwzględnieniem rekompensat dotyczących cen ciepła.

² Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenia jednorazowe).

³ Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rekompensat KDT oraz rezerwy rekultywacyjnej (zdarzenia jednorazowe).

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

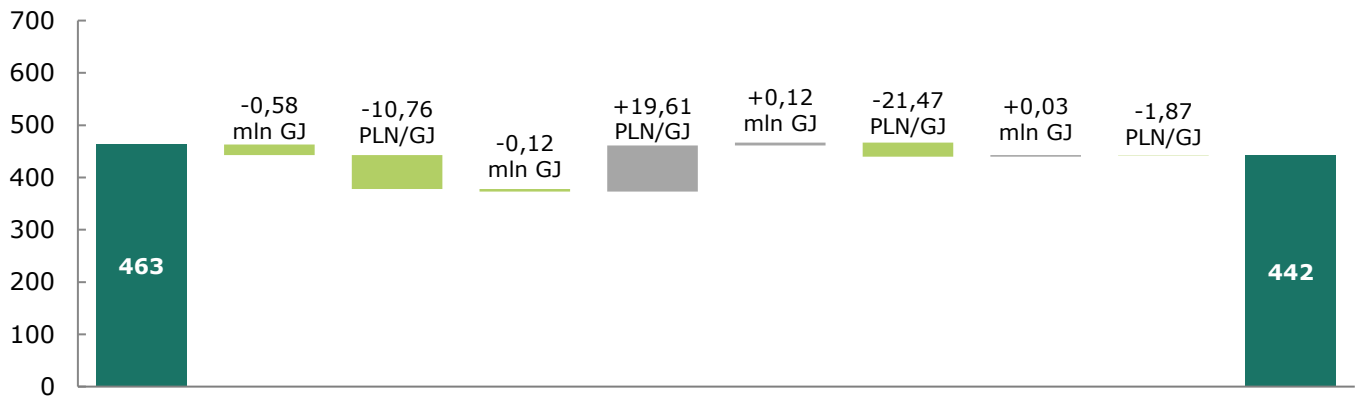
Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	-2	-	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-1	-	-
Rekompensaty KDT	4	3	33%
Razem	1	3	-67%

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

- **Wyższy wolumen produkcji ciepła** netto w III kwartale 2024 roku r/r jest efektem niższych temperatur zewnętrznych w porównaniu do analogicznego okresu 2023 roku. Średnie temperatury w III kwartale 2024 roku były niższe o ok. 0,1°C r/r, co przełożyło się na wyższą o 0,1 PJ produkcję ciepła.
- **Wzrost cen sprzedaży ciepła** jest wynikiem wzrostu taryf na ciepło dla elektrociepłowni w III kwartale 2024 roku, jako pochodnych opublikowania przez URE cen referencyjnych na wytwarzanie ciepła w jednostkach niebędących jednostkami kogeneracji.
- **Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**, wynika z: niższego wolumenu sprzedaży o 0,1 TWh, co wpłynęło na pomniejszenie przychodów o ok. 51 mln PLN; wyższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 5 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 6 mln PLN.
- **Wyższe przychody z tytułu Rynku Mocy**, ze względu na wyższy wolumen mocy dyspozycyjnej.

- **Niższe przychody z tytułu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji**, ze względu na przyznanie niższej premii kogeneracyjnej indywidualnej dla jednostek zasilanych gazem.
- **Brak odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny**, który występował w 2023 roku. W 2024 roku nastąpiło końcowe rozliczenie odpisu.
- **Niższe koszty zużycia paliw**, które spowodowane są niższą ceną węgla kamiennego. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższe koszty CO₂**, które są głównie skutkiem niższego wolumenu emisji CO₂. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższy poziom kosztów osobowych**, ze względu na spadek średniego zatrudnienia.

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

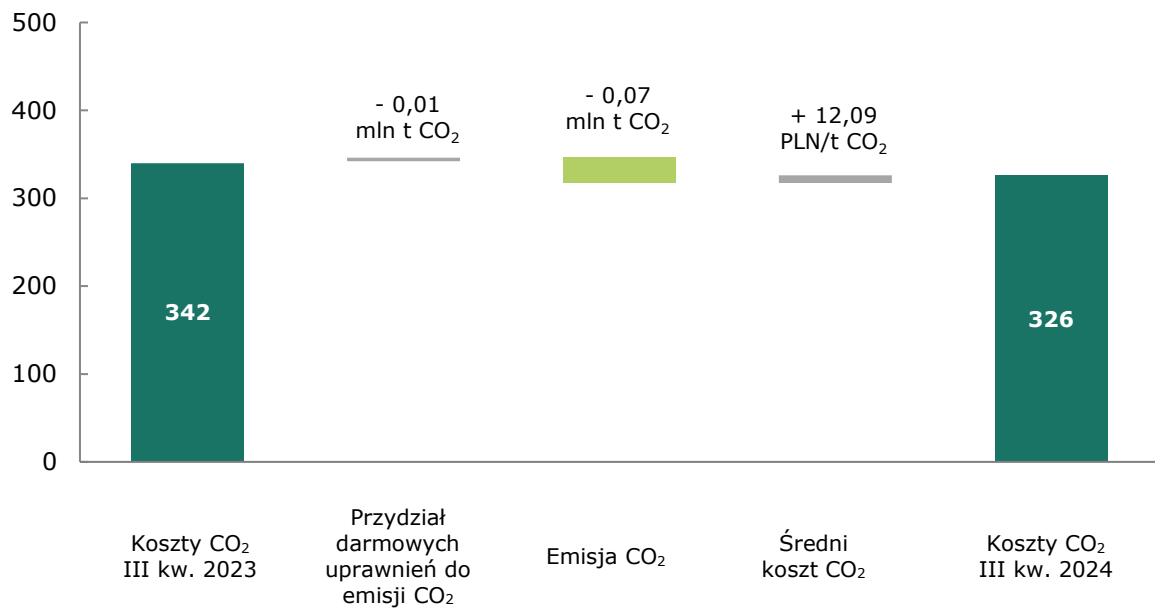


	Koszty III kw. 2023	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Gaz ilość	Gaz cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy oraz pozostałe surowce ilość	Olej opałowy oraz pozostałe surowce cena	Koszty III kw. 2024
Odchylenie		-20	-64	-5	88	6	-28	3	-1	
Koszty paliw III kw. 2023	463	222		184		50		7		
Koszty paliw III kw. 2024		138		267		28		9		442

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	III kw. 2024		III kw. 2023	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	276	138	296	222
Gaz (tys. m ³)	154 408	267	162 999	184
Biomasa	127	28	111	50
Olej opałowy oraz pozostałe surowce	-	9	-	7
Razem		442		463

Wykres: Koszty CO₂ w segmencie Ciepłownictwo (mln PLN).



Odchylenie	4	-29	9
Koszty CO ₂ III kw. 2023	342		
Koszty CO ₂ III kw. 2024	326		

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO₂ w segmencie Ciepłownictwo.

Dane dot. CO ₂	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂ (tony)	37 911	47 274	-20%
Emisja CO ₂ (tony)	817 340	889 459	-8%
Średni koszt CO ₂ (PLN/t) ¹	418,35	406,26	3%

¹Ujęcie zarządcze.

NAKLĄDY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Ciepłownictwo.

mIn PLN	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	234	367	-36%
▪ Rozwojowe	109	259	-58%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	125	108	16%
Pozostałe	24	29	-17%
Razem	258	396	-35%

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 Siechnic i Wrocławia. W III kwartale 2024 roku kontynuowano prace rozruchowe bloku gazowo-parowego, w tym rozpoczął się tzw. rozruch gorący i nastąpiło pierwsze rozpalenie obu turbin gazowych. Kontraktowy termin zakończenia inwestycji to II kwartał 2024 roku, ale w tym zakresie prowadzone są obecnie mediacje w Sądzie Polubownym przy Prokuraturii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej.

- W **EC Lublin** kontynuowano budowę **kotłowni rezerwowo-szczytowej** o łącznej mocy 182 MWt. Zakończyły się prace montażowe, projekt jest na etapie prac rozruchowych.
- W **EC Rzeszów** trwa budowa drugiej nitki **Instalacji Termicznego Przetwarzania Odpadów z Odzyskiem Energii (ITPOE)** o wydajności 80 tys. ton odpadów rocznie. W III kwartale 2024 roku realizowane były prace montażowe w zakresie głównych urządzeń i instalacji pomocniczych. 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 III kwartale 2024 roku zakończono montaż agregatów kogeneracyjnych. Równolegle kontynuowano prace montażowe przy pozostałych jednostkach wytwórczych oraz zadania na innych frontach robót, w tym m.in.: na froncie elektrycznym. Termin kontraktowy przekazania do eksploatacji przypada na I kwartał 2025 roku.
- W **EC Kielce** w I półroczu 2024 roku przeprowadzono rozruch i ruch regulacyjny układu kogeneracyjnego w oparciu o turbinę gazową o mocy 7,32 MWe i 12,42 MWt z kotłem odzysknicowym. W sierpniu 2024 roku przekazano instalację do eksploatacji.
- W ramach **Programu budowy elektrowni fotowoltaicznych** z przeznaczeniem pokrycia w części potrzeb własnych w wybranych lokalizacjach PGE Energia Ciepła S.A. trwa faza realizacji. Program obejmuje budowę instalacji PV o łącznej mocy ok. 13 MW i prowadzony jest w 8 lokalizacjach. W III kwartale 2024 roku w fazie realizacji znajdowały się projekty: PV Rzeszów II, PV Kielce, PV Zgierz oraz PV Lublin o łącznej mocy ok. 4 MW. W sierpniu 2024 roku do eksploatacji przekazana została instalacja PV Rzeszów I o mocy 0,3 MW. Równolegle trwa pozyskiwanie wymaganych decyzji administracyjnych oraz prowadzenie postępowań przetargowych na wybór Generalnych Wykonawców dla pozostałych lokalizacji.
- W **EC Gdynia** trwają prace projektowe w zakresie budowy nowych źródeł wytwórczych - silników gazowych o mocy do 50 MWe i kotła biomasowego o mocy 30 MWt. Rozpoczęcie prac budowlanych zaplanowane jest na IV kwartał 2024 roku (zakres silników) i I kwartał 2025 roku (zakres kotła biomasowego).

KLUCZOWY PROJEKT W SEGMENTIE CIEPŁOWNICTWO

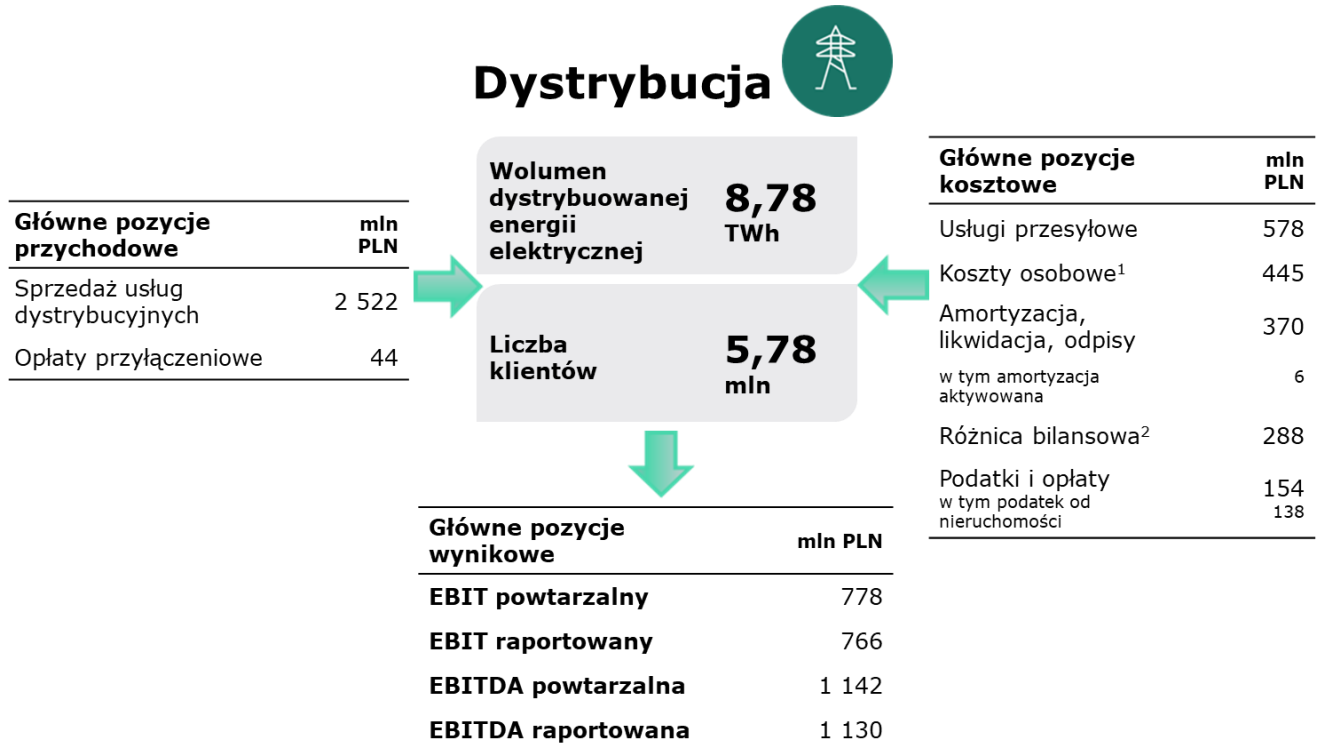
Cel projektu	Budżet ¹	Nakłady suma ¹	Nakłady w trzech kwartałach 2024 roku ¹	Paliwo/ sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa Nowej EC Czechnica	1,2 mld PLN	ok. 1 mld PLN	81 mln PLN	Gaz ziemny/ Kogeneracja 85%	Konsorcjum firm: Polimex Mostostal S.A. (Lider) / Polimex Energetyka sp. z o.o.	Termin kontraktowy: II kwartał 2024 roku (trwają mediacje)

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

3.3.6 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.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2024 roku.



¹ Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe

² 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, częstotliwość 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, co obowiązywało do końca czerwca 2024 roku. W wyniku wejścia w życie Ustawy o bonie energetycznym od 1 lipca 2024 roku ceny usług dystrybucji energii elektrycznej zostały odmrożone, wskutek czego obowiązują stawki z taryfy bieżącej. Operatorom OSD przysługuje rekompensata pokrywająca stosowanie obniżonych cen dla usług dystrybucji. Rekompensatę stanowi różnica wysokości opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej pomiędzy taryfą na 2024 rok a taryfą na 2022 rok do maksymalnego limitu. Podmiotem odpowiedzialnym za wypłatę rekompensat jest Zarządca Rozliczeń S.A. W wyniku wejścia w życie Ustawy o bonie energetycznym od 1 lipca 2024 roku

nastąpiło również przesunięcie terminu rozliczenia rekompensat za 2023 rok z 30 czerwca 2024 roku na 31 października 2024 roku.

OBSZAR, WOLUMENY, KLIENCI

PGE Dystrybucja S.A. działa na obszarze⁹ 129 938 km² i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,8 mln odbiorców.

Wykres: Obszar sieci dystrybucyjnej Grupy PGE.



Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh)

Taryfy	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Grupa taryfowa A	1,32	1,28	3%
Grupa taryfowa B	3,65	3,57	2%
Grupa taryfowa C+R	1,49	1,47	1%
Grupa taryfowa G	2,32	2,32	0%
Razem	8,78	8,64	2%

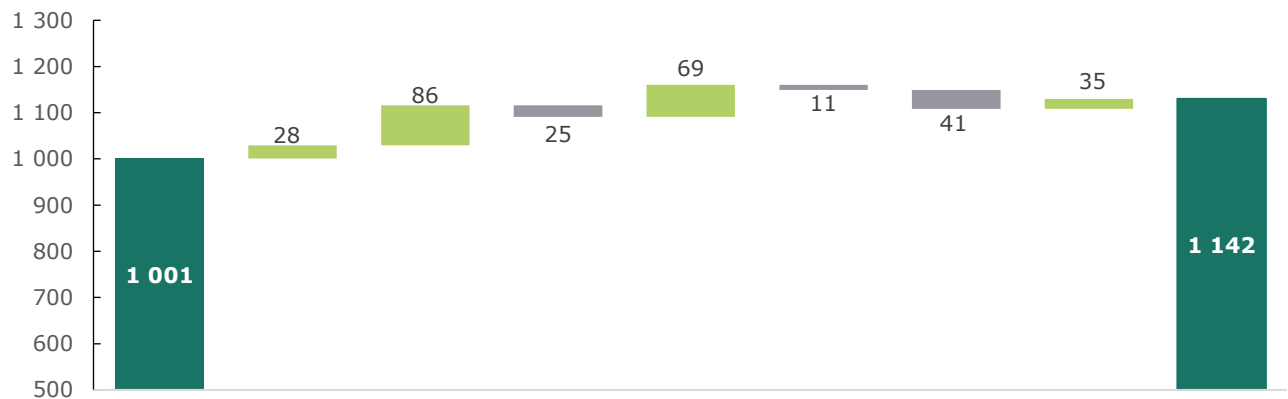
Tabela: Liczba klientów wg punktów poboru energii (szt.).

Taryfy	30 września 2024 roku	30 września 2023 roku	Zmiana %
Grupa taryfowa A	158	145	9%
Grupa taryfowa B	14 509	13 921	4%
Grupa taryfowa C+R	476 484	475 151	0%
Grupa taryfowa G	5 286 309	5 218 941	1%
Razem	5 777 460	5 708 158	1%

⁹ Obszar gmin, na którym 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 III kw. 2023	Wolumen dystryb. e.e.	Koszt różnicy bilansowej ¹	Przychody z opłaty przył.	Pozostałe przychody z usług dystryb.	Podatek od nieruchom.	Koszty osobowe ²	Pozostałe	EBITDA III kw. 2024
Odchylenie		28	86	-25	69	-11	-41	35	
EBITDA raportowana III kw. 2023	1 001								
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2023	0								
EBITDA powtarzalna III kw. 2023	1 001	1 754	366	69	89	127	404	-5	
EBITDA powtarzalna III kw. 2024		1 782	280	44	158	138	445	30	1 142
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2024									-12
EBITDA raportowana III kw. 2024									1 130

¹ Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

² Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe).

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

Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-12	0	-
Razem	-12	0	-

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

- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej** o 0,14 TWh, wynikający głównie z większego zapotrzebowania na energię elektryczną w taryfie odbiorców przemysłowych, dużych przedsiębiorstw oraz małych i średnich przedsiębiorstw.
- **Niższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej** głównie spowodowane spadkiem cen energii elektrycznej.
- **Spadek przychodów z opłaty przyłączeniowej** w wyniku niższej realizacji projektów przyłączeniowych w badanym okresie.
- **Wzrost pozostałych przychodów z usług dystrybucyjnych** głównie wynikający z opłat dodatkowych 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 płacowych zawartych ze stroną społeczną.
- **Zmiana na pozycji pozostałe** wynika głównie ze wzrostu kosztów aktywowanych, częściowo skompensowanych wyższymi kosztami remontowo-eksploatacyjnymi. W pozycji uwzględniono dodatkowo wyższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej.

NAKLĄDY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja.

mIn PLN	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	767	1 086	-29%
▪ Rozwojowe	371	432	-14%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	396	654	-39%
Razem	767	1 086	-29%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE DYSTRYBUCJA

▪ **Przyłączanie nowych odbiorców**

Realizowano Program przyłączenia odbiorców (PNO) do sieci dystrybucyjnej, w ramach którego w III kwartale 2024 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 328 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 III kwartale 2024 roku zgodnie z harmonogramami ramowymi wynikającymi z zawartych umów kontynuowane były prace wdrożeniowe w głównych strumieniach projektowych obejmujących wdrożenie kolejnych komponentów sieci rdzeniowej CORE, sieci radiowej RAN oraz szkieletowej sieci teletransmisyjnej. W projekcie CORE realizowano prace związane z testami i odbiorem Środowiska Testowego oraz instalacją sprzętu dedykowanego dla Środowiska Produkcyjnego. W projekcie RAN realizowano prace związane z uruchomieniem systemu nadzoru OSS. W projekcie teletransmisyjnym zakończono wdrażanie źródeł synchronizacji i prowadzono dalsze prace wdrożeniowe. Równolegle kontynuowano modernizację wież należących do PGE Dystrybucja S.A. dedykowanych do instalacji stacji bazowych systemu.

Opublikowano końcowy wybór Zamawiającego w dwóch przetargach publicznych w zakresie zakupu Systemów Zasilania oraz na dzierżawę powierzchni na wieżach operatorów komercyjnych mających stanowić uzupełnienie szkieletu budowanej sieci LTE450.

Zaktualizowano dokumenty będące wsadem do wniosku Krajowego Planu Odbudowy w zakresie współfinansowania wdrożenia LTE450 i przekazano dokumenty do Ministerstwa Aktywów Państwowych.

Uruchomienie usługi LTE450 planowane jest w II kwartale 2025 roku a pełne pokrycie zasięgiem obszaru działania PGE Dystrybucja S.A. do końca II kwartału 2026 roku.

▪ **Program Kablowania**

Grupa PGE w III 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 84 mln PLN.

Od początku uruchomienia Programu w 2019 roku zrealizowano 4 555 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 III kwartale 2024 roku realizowane były zadania o wartości 125 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 bilansujących liczników zdalnego odczytu,
- 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.

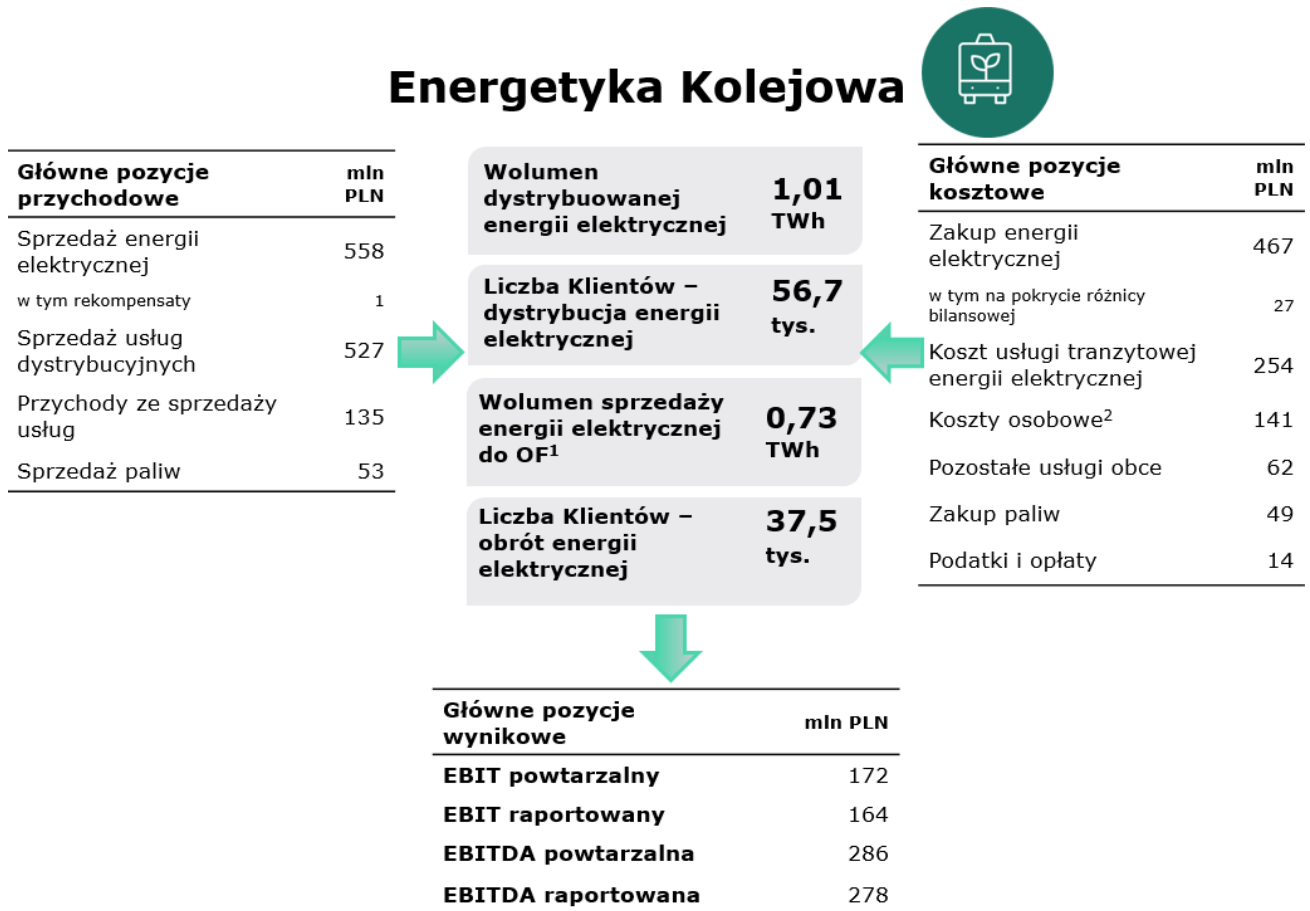
W III kwartale 2024 roku kontynuowane były prace wdrożeniowe etapu pilotażowego obejmującego swym zakresem wybrane lokalne systemy bilingowe. Równolegle w ramach dedykowanych projektów towarzyszących wchodzących w skład Programu realizowane były prace mające na celu niezbędne integracje nowego rozwiązania z innymi komponentami środowiska IT w Grupie PGE. W strumieniu dedykowanym dostosowaniu środowiska IT GK PGE do wymogów Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE) w module komunikacyjnym rozpoczęto prace związane z przygotowaniem do pilotażu w PSE S.A. Zasilenie inicjalne CSIRE zostało przeprowadzone w październiku 2024 roku.

Start systemu NCB w ramach etapu pilotażowego planowany jest na IV kwartał 2024 roku, natomiast zakończenie kluczowych zadań w ramach Programu NCB w 2025 roku.

3.3.7 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.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2024 roku.



¹ OF – Odbiorcy Finalni.

² Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe.

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 Prezesa 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 usług dystrybucyjnych, koszty zakupu energii elektrycznej oraz paliw do odsprzedaży.

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. Ponadto, w wyniku Ustawy z dnia 23 maja 2024 roku o bonie energetycznym oraz o zmianie innych ustaw, od 1 lipca 2024 roku wprowadzono maksymalne ceny dla gospodarstw domowych, MŚP i samorządów.

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. 544 podstacje trakcyjne zasilające linie kolejowe w całym kraju. Łączna długość sieci spółki wynosi 18,4 tys. kilometrów. Do sieci tej jest podłączonych około 57 tys. odbiorców.

Tabela: Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych (TWh).

Taryfy	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Grupa taryfowa B	0,69	0,68	1%
Grupa taryfowa C+R	0,02	0,03	-33%
Grupa taryfowa G	0,02	0,01	100%
Razem	0,73	0,72	1%

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

Taryfy	30 września 2024 roku	30 września 2023 roku	Zmiana %
Grupa taryfowa B	294	314	-6%
Grupa taryfowa C+R	7 302	8 147	-10%
Grupa taryfowa G	29 863	27 683	8%
Razem	37 459	36 144	4%

Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh).

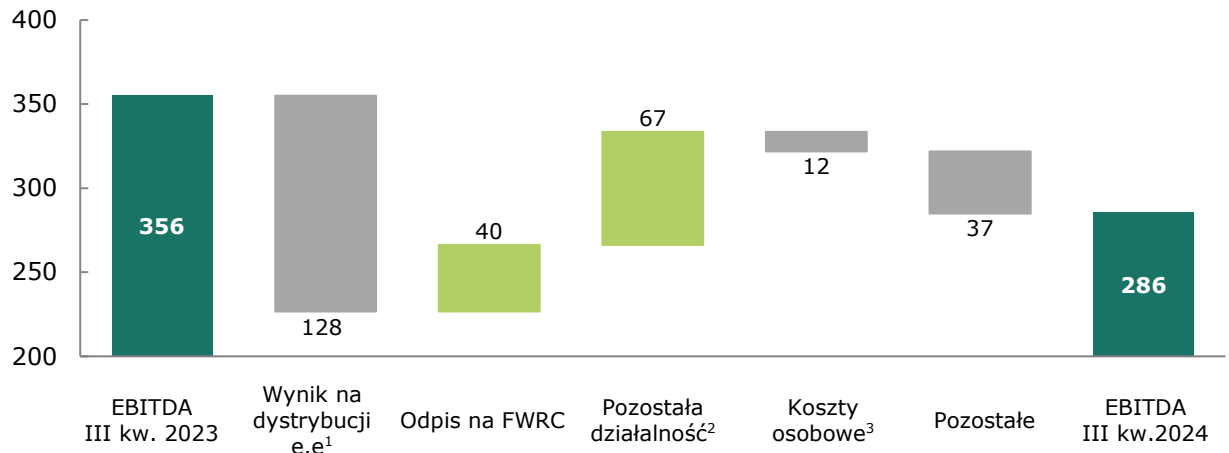
Taryfy	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Grupa taryfowa B	0,89	0,87	2%
Grupa taryfowa C+R	0,11	0,11	0%
Grupa taryfowa G	0,01	0,02	-50%
Razem	1,01	1,00	1%

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

Taryfy	30 września 2024 roku	30 września 2023 roku	Zmiana %
Grupa taryfowa B	670	637	5%
Grupa taryfowa C+R	25 887	25 907	0%
Grupa taryfowa G	30 181	27 946	8%
Razem	56 738	54 490	4%

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



Odchylenie	-128	40	67	-12	-37	
EBITDA raportowana III kw. 2023	356					
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2023	0					
EBITDA powtarzalna III kw. 2023	356	379	40	71	129	75
EBITDA powtarzalna III kw. 2024		251	0	138	141	38
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2024						-8
EBITDA raportowana III kw. 2024						278

¹ 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.

² Pozostała działalność dotyczy głównie sprzedaży paliw oraz usług trakcyjnych.

³ Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe.

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

Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Utworzenie odpisów aktualizujących należności PKP Cargo S.A.	-6	0	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-2	0	-
Razem	-8	0	-

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

- **Niższy wynik na dystrybucji** jest głównie efektem spadku przychodów z opłat przyłączeniowych w związku z harmonogramem Programu Modernizacji Układów Zasilania (MUZa) skompensowany częściowo niższym kosztem zakupu energii na straty w związku ze spadkiem cen energii elektrycznej oraz wyższą realizacją mocy.
- **Brak odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny**, który występował w 2023 roku.
- **Wyższy wynik w zakresie pozostałej działalności** dotyczy głównie działalności w zakresie usług trakcyjnych w związku z waloryzacją umów z kontrahentami oraz wynika ze zmiany prezentacyjnej zastosowanej w 2024 roku, co spowodowało zwiększenie wyniku na pozycji Pozostała działalność oraz zmniejszenie na pozycji pozostałe.
- **Wyższe koszty osobowe** głównie w związku z realizacją porozumień zawartych ze stroną społeczną.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** głównie w związku z realizacją umów wewnątrzgrupowych oraz zmianą prezentacyjną zastosowaną w 2024 roku, co spowodowało zwiększenie wyniku na pozycji

Pozostała działalność oraz zmniejszenie na pozycji pozostałe. Spadek ten został częściowo skompensowany pozytywnym wynikiem na pozostałej działalności operacyjnej, będącym efektem odpisów na należności w przeterminowaniu powyżej 90 dni w 2023 roku.

NAKLĄDY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Kolejowa

mIn PLN	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	100	274	-64%
▪ Rozwojowe	76	254	-70%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	24	20	20%
Razem	100	274	-64%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA KOLEJOWA

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

Kontynuowano realizację Programu MUZa, 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 III kwartale 2024 roku poniesione nakłady wyniosły 46 mln PLN. Od początku uruchomienia Programu w 2012 roku podpisano 296 umów przyłączeniowych, z czego zrealizowano 264.

29 lipca 2024 roku podpisano umowę kredytu terminowego z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym (EBI) w wysokości 1 mld PLN na finansowanie Programu MUZa.

▪ **Przyłączanie nowych odbiorców energii elektrycznej**

Realizowano Program przyłączania nowych odbiorców do sieci dystrybucyjnej, w ramach którego w III kwartale 2024 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 14 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 ustalony został na 31 grudnia 2025 roku. W III kwartale 2024 roku realizowane były zadania mające na celu:

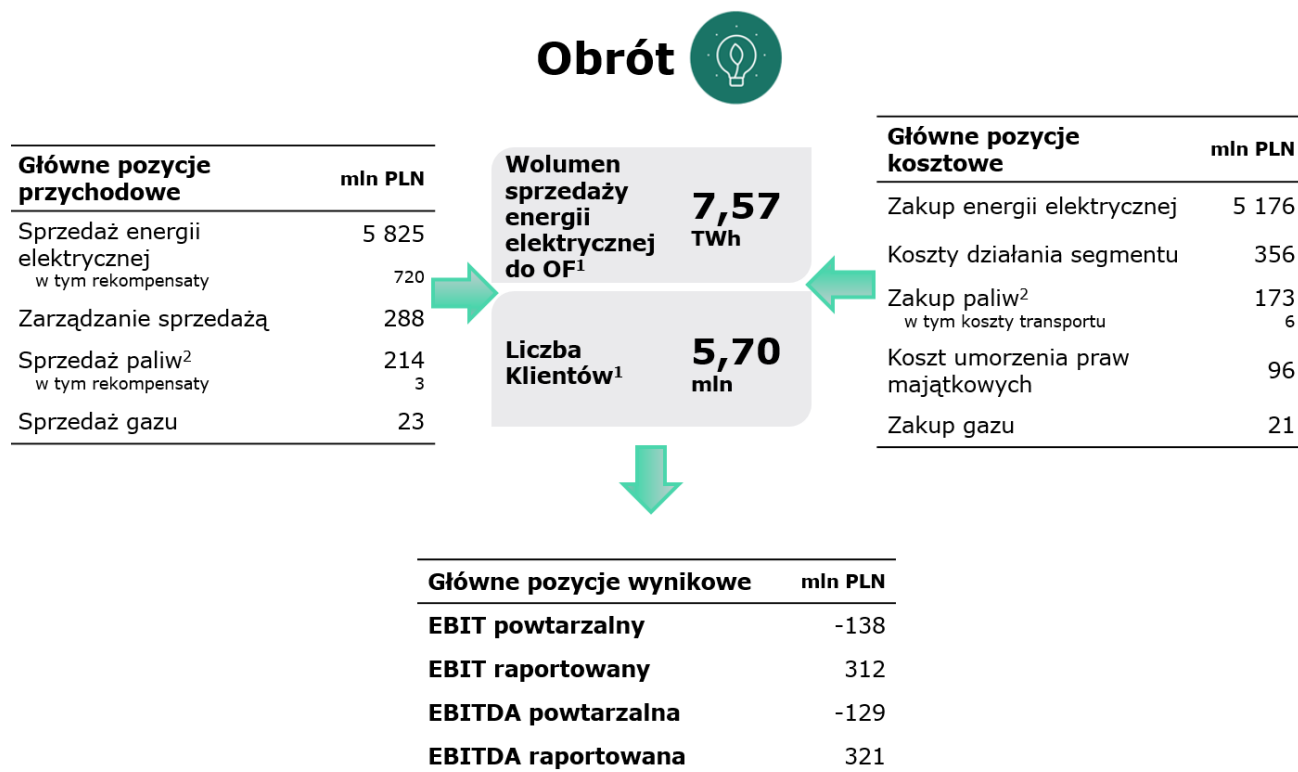
- zakup szaf bilansujących z zainstalowanym licznikiem zdalnego odczytu dla stacji SN/nN,
- zakup przekładników prądowych dla stacji SN/nN,
- zakup usługi montażu szaf bilansujących w stacjach SN/nN,
- montaż 1 254 szaf bilansujących w stacjach SN/nN.

W III kwartale 2024 roku na ten projekt poniesione zostały nakłady w wysokości 13 mln PLN.

3.3.8 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.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2024 roku.



¹ Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

² 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. Ponadto, w wyniku Ustawy z dnia 23 maja 2024 roku o bonie energetycznym oraz o zmianie innych ustaw, od 1 lipca 2024 roku wprowadzono maksymalne ceny dla gospodarstw domowych, MŚP i samorządów.

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 CO₂ 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)¹.

Taryfy	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Grupa taryfowa A	1,07	1,35	-21%
Grupa taryfowa B	2,86	2,83	1%
Grupa taryfowa C+R	1,44	1,43	1%
Grupa taryfowa G	2,20	2,16	2%
Razem	7,57	7,77	-3%

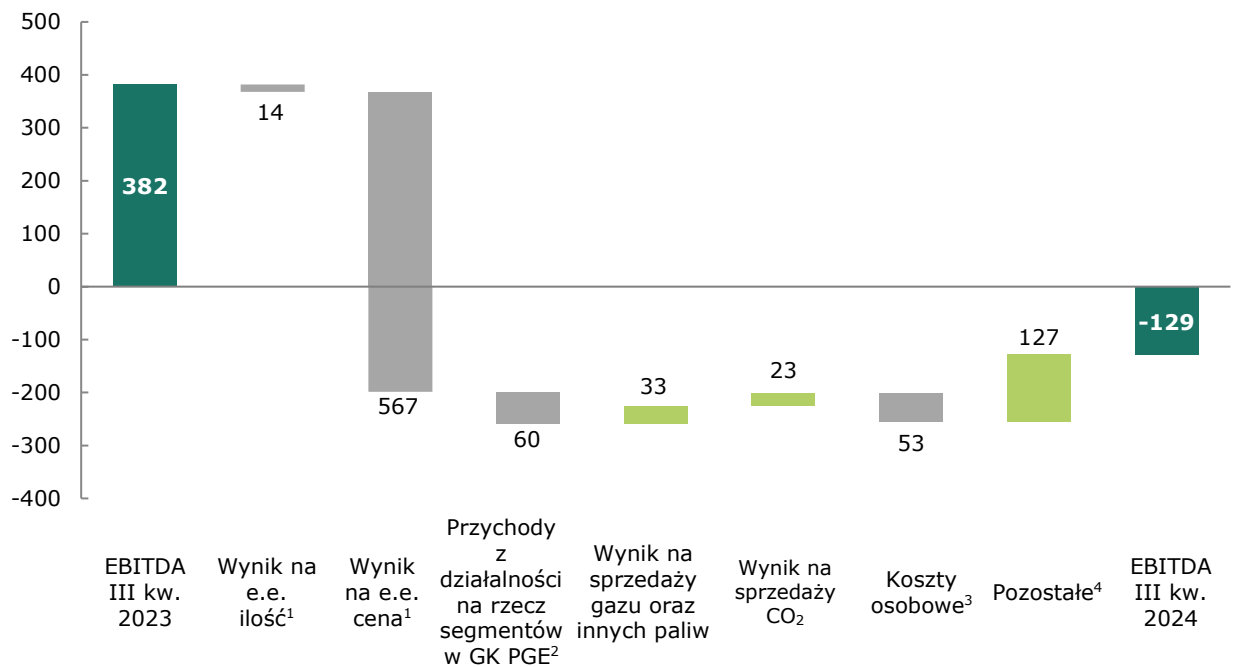
¹Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

Tabela: Liczba klientów wg punktów poboru energii (szt.)¹.

Taryfy	30 września 2024 roku	30 września 2023 roku	Zmiana %
Grupa taryfowa A	144	163	-12%
Grupa taryfowa B	11 082	11 200	-1%
Grupa taryfowa C+R	396 509	420 436	-6%
Grupa taryfowa G	5 287 778	5 215 422	1%
Razem	5 695 513	5 647 221	1%

¹Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

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



Odchylenie	-14	-567	-60	33	23	-53	127	
EBITDA raportowana III kw. 2023	387							
Zdarzenie jednorazowe III kw. 2023	5							
EBITDA powtarzalna III kw. 2023	382	247	418	9	-17	159	-116	
EBITDA powtarzalna III kw. 2024		-334	358	42	6	212	11	-129
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2024								450
EBITDA raportowana III kw. 2024								321

¹ Pozycja bez uwzględnienia korekty przychodów z tytułu rekompensat za energię elektryczną za poprzednie lata (zdarzenie jednorazowe).

² Pozycja bez uwzględnienia marży od transakcji CO₂ ze spółkami GK PGE.

³ Pozycja bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe).

⁴ Pozycja bez uwzględnienia korekty szacunku odpisu na Fundusz WRC za 2022 rok w spółce PGE Obrót S.A. (zdarzenie jednorazowe).

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

Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Korekta szacunku odpisu na Fundusz WRC za 2022 rok w spółce PGE Obrót S.A.	-	5	-
Korekta przychodów z tytułu rekompensat za energię elektryczną za poprzednie lata	452	-	-
Rezerwa aktuarialna	-2	-	-
Razem	450	5	8900%

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

- **Niższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej** jest głównie efektem wyższych kosztów bilansowania portfela.
- **Spadek przychodów z działalności wewnątrz GK PGE** wynikający ze spadku przychodów z tytułu umowy ZHZW, co jest konsekwencją niższej wartości obrotu energią elektryczną objętej zarządzaniem.
- **Wyższy wynik na sprzedaży gazu oraz innych paliw** to głównie efekt wyższych marż oraz wolumenów dotyczących sprzedaży węgla grubego.
- **Wyższy wynik na sprzedaży CO₂** głównie w efekcie wyższej wyceny przejściowej kontraktów terminowych CO₂.
- **Wyższe koszty osobowe** w efekcie zmian organizacyjnych oraz w związku z realizacją porozumień płacowych.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** 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 na 2024 rok.

3.3.9 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.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2024 roku.

Gospodarka Obiegu Zamkniętego

Główne pozycje przychodowe	mln PLN				Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Przychody z gospodarczego wykorzystania UPS	75	➔	Wolumen UPS odebrany od dostawców	823 tys. Mg	Koszty osobowe	35
Przychody z pozostałych usług	41				Usługi obce	22
					Amortyzacja	3
			⬇			
					Główne pozycje wynikowe	mln PLN
					EBIT	34
					EBITDA	37

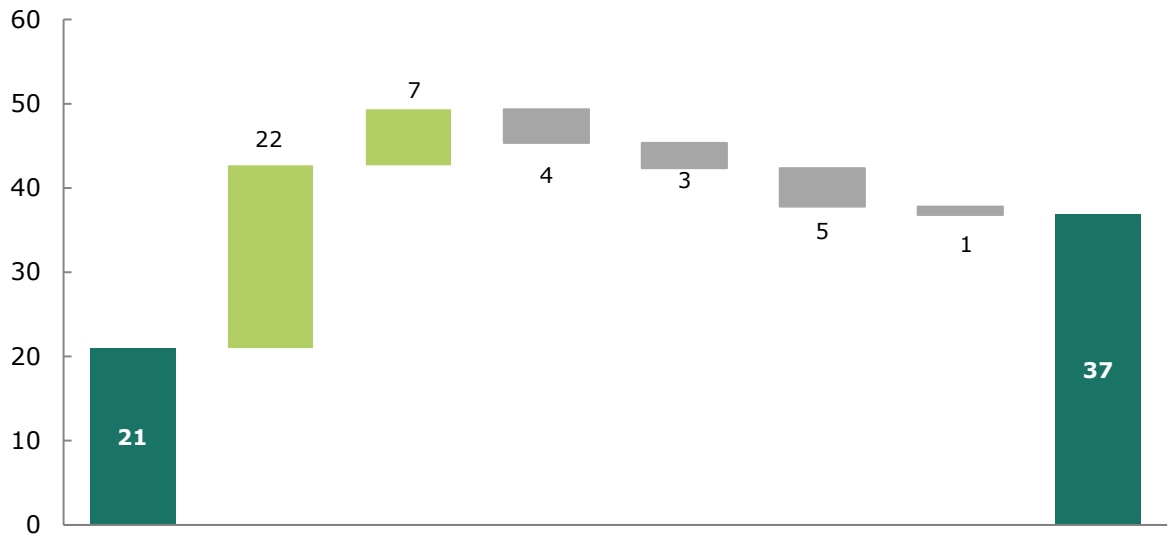
W skład segmentu wchodzi spółki: PGE Ekoserwis S.A. oraz ZOWER sp. z o.o. 2 października 2023 roku nastąpiło przejście przez PGE Ekoserwis S.A. spółki EPORE S.A., która do tego dnia również wchodziła w skład segmentu.

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 odpowielania, obsługi ciągów technologicznych, obsługi młynowni oraz obsługi składowisk paliw i UPS.

Wykres: Kluczowe odchylenia powtarzalnego wyniku EBITDA w segmencie Gospodarka Obiegu Zamkniętego w ujęciu zarządczym (mln PLN).



	EBITDA III kw. 2023	Przychody ze sprzedaży UPS	Przychody ze sprzedaży usług	Koszty osobowe	Usługi obce	Wartość sprzedanych towarów i materiałów	Pozostałe	EBITDA III kw. 2024
Odchylenie		22	7	-4	-3	-5	-1	
EBITDA III kw. 2023	21	53	34	31	19	11	5	
EBITDA III kw. 2024		75	41	35	22	16	6	37

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

- **Wyższe przychody ze sprzedaży ubocznych produktów spalania**, w związku z realizacją wyższej ceny sprzedaży UPS.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży usług** w efekcie ujęcia wyższych cen w związku z podpisanym aneksem na 2024 rok.
- **Wyższy poziom kosztów osobowych** głównie w związku z realizacją porozumień płacowych.
- **Wyższe koszty usług obcych**, wynikające między innymi z wyższych kosztów usług remontowych i eksploatacji, usług doradczych i prawnych oraz kosztów utrzymania magazynu gipsu na Górze Kamieńsk.
- **Wyższa wartość sprzedanych towarów i materiałów**, wynikająca głównie ze wzrostu ceny zakupu UPS w związku z podpisaniem aneksu dotyczącego stawek obowiązujących w 2024 roku.

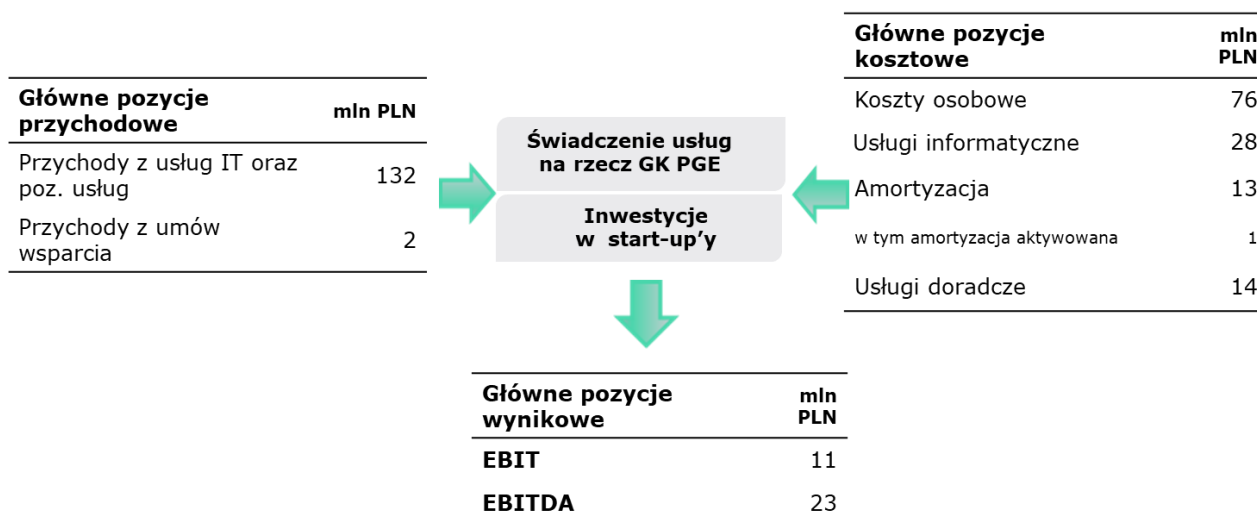
3.3.10 Segment działalności – Pozostała Działalność

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

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.

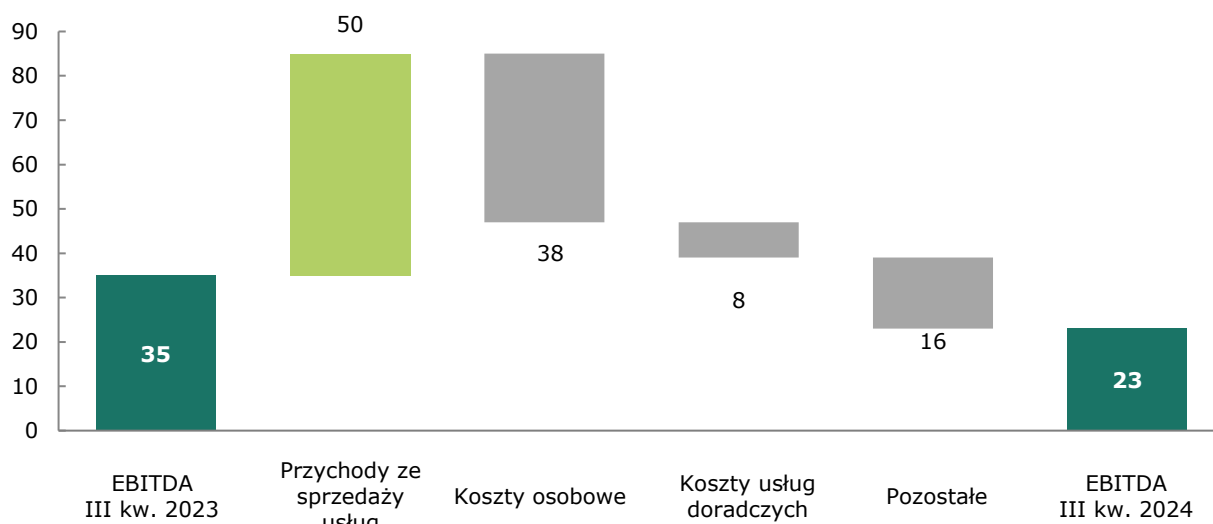
Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2024 roku.

Pozostała Działalność



KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Wykres: Kluczowe odchylenia powtarzalnego wyniku EBITDA w segmencie Pozostała Działalność w ujęciu zarządczym (mln PLN)¹.



Odchylenie	50	-38	-8	-16	
EBITDA III kw. 2023	35	84	38	6	5
EBITDA III kw. 2024		134	76	14	21
					23

¹ Ze względu na wydzielenie segmentu Energetyka Gazowa z segmentu Pozostała Działalność dane za III kwartał 2023 roku dostosowano do porównywalności.

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

- **Wyższe przychody ze sprzedaży usług** ze względu na większy zakres usług świadczonych przez PGE Systemy S.A. na rzecz spółek w GK PGE oraz przeniesienie spółki Elbest Security sp. z o.o. do segmentu Pozostała Działalność od początku 2024 roku. W 2023 roku spółka wykazywana była w segmencie Energetyka Konwencjonalna.
- **Wyższe koszty osobowe** związane przeniesieniem spółki Elbest Security sp. z o.o. do segmentu Pozostała Działalność, 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 z PGE Energetyka Kolejowa S.A.
- **Wyższe koszty usług doradczych** na skutek większego zakresu usług doradczych kontraktowanych przez spółkę Elbis sp. z o.o. ze względu na realizację projektu modernizacji Elektrowni Wodnej Dębe oraz szerszego zakresu realizowanych projektów przez PGE Systemy S.A.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** głównie w wyniku rozliczenia przejścia części działalności PGE Synergia sp. z o.o. przez spółkę PGE S.A.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Pozostała Działalność¹

mln PLN	III kw. 2024	III kw. 2023	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	50	28	79%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	50	28	79%
Razem	50	28	79%

¹Ze względu na wydzielenie segmentu Energetyka Gazowa z segmentu Pozostała Działalność dane za III 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 **Bateryjnego Magazynu Energii Elektrycznej (BMEE)** w Żarnowcu, który będzie jedną z największych tego typu instalacji magazynowania energii w Europie. 8 października 2024 roku spółka otrzymała ostateczną decyzję środowiskową. Aktualnie projekt jest w fazie przygotowania do realizacji. W listopadzie 2024 roku wpłynęły dwie oferty w ramach opublikowanego w lipcu 2024 roku ogłoszenia o przetargu na wybór Generalnego Wykonawcy w zakresie budowy magazynu wraz z układem wyprowadzenia mocy. Równolegle prowadzone są prace związane z przygotowaniem terenu pod budowę (wycinka, przekładki, badania geotechniczne).
- W spółce PGE Inwest 12 sp. z o.o. trwają prace związane z projektem **Budowa elektrowni szczytowo-pompowej Młoty (ESP Młoty)**. Aktualnie projekt jest we wczesnej fazie przygotowania do realizacji. W czerwcu 2024 roku rozpoczęto formalnie starania o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach poprzez złożenie wniosku do Regionalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska wraz z Kartami Informacyjnymi Przedsięwzięcia dla ESP Młoty oraz wyprowadzenia mocy.

4. Pozostałe elementy Sprawozdania

4.1. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego mające wpływ na działalność w okresie trzech kwartałów 2024 roku oraz w kolejnych okresach.

4.1.1 Zmiany w składzie Zarządu i RN

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

4.1.2 Projekt wydzielenia wytwórczych aktywów węglowych

KORZYŚCI WYNIKAJĄCE Z WYDZIELENIA AKTYWÓW WĘGLOWYCH

Zaniechanie działalności w obszarze Energetyki Konwencjonalnej, opartej na spalaniu węgla wynika ze Strategii Grupy Kapitałowej PGE, 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 CO₂ 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 CO₂.

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

DZIAŁANIA W ZAKRESIE WYDZIELENIA WYTWÓRCZYCH AKTYWÓW WĘGLOWYCH

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.

W II kwartale 2024 roku ww. zespół rozpoczął prace.

Jednocześnie PGE S.A. wspólnie z doradcą PwC Advisory sp. z o.o. rozpoczęło prace nad nową koncepcją wydzielenia aktywów węglowych, uwzględniającą aktualne uwarunkowania ekonomiczne i rynkowe.

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 przeznaczonych do zbycia odnośnie aktywów i zobowiązań oraz przychodów i kosztów dla opisywanych jednostek węglowych.

W konsekwencji na 30 września 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 6.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Wartość księgowa konsolidowanych aktywów netto PGE GiEK S.A. i spółek zależnych na 30 września 2024 roku wynosi 303 mln PLN. Wartość księgowa akcji PGE GiEK S.A. w jednostkowym sprawozdaniu finansowym na dzień 30 września 2024 roku wynosi 0 PLN.

4.1.3 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 mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku (Ustawa 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 zatwierdzane 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.

13 czerwca 2024 roku weszła w życie ustawa o bonie energetycznym, która reguluje zasady stosowania cen za energię elektryczną od 1 lipca 2024 roku do 31 grudnia 2024 roku. Ustawa nałożyła na przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną obowiązek 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 obowiązuje od 1 lipca 2024 roku do 31 grudnia 2025 roku. Decyzją z 28 czerwca 2024 roku Prezes URE zatwierdził zmianę taryfy dla energii elektrycznej PGE Obrót S.A. na okres od 1 lipca 2024 roku do 31 grudnia 2025 roku. Zatwierdzona cena energii elektrycznej dla odbiorców w Grupie taryfowej G11 wynosi 628 PLN/MWh. Ustawa przedłuża również obowiązywanie mechanizmu ceny maksymalnej za energię elektryczną. Cena ta obowiązuje w II półroczu 2024 roku i została ustalona na poziomie 500 PLN/MWh dla odbiorców w gospodarstwach domowych oraz na poziomie 693 PLN/MWh dla jednostek samorządu terytorialnego oraz podmiotów użyteczności publicznej (m.in. szkoły, szpitale, jednostki pomocy społecznej), a także dla mikro, małych i średnich przedsiębiorców.

Jeżeli taryfa zatwierdzona przez Prezesa URE będzie wyższa niż cena maksymalna dla gospodarstw domowych, odbiorcy w gospodarstwach domowych będą rozliczani zgodnie ceną maksymalną 500 PLN/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. Z możliwości rozliczenia po cenie maksymalnej wyłączeni zostali odbiorcy energii elektrycznej, którzy zawarli umowy na sprzedaż tej energii z ceną dynamiczną.

W okresie trzech kwartałów 2024 roku przychody z tytułu rekompensat wyniosły 2 939 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.

19 listopada 2024 roku Rada Ministrów przyjęła projekt ustawy o zmianie ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku oraz w 2024 roku oraz niektórych innych ustaw, który tego samego dnia został skierowany do Sejmu. Projekt przewiduje utrzymanie ceny maksymalnej na poziomie 500 PLN/MWh dla odbiorców w gospodarstwach domowych do 30 września 2025 roku. Jednocześnie nie przewiduje się utrzymania od 1 stycznia 2025 roku cen maksymalnych dla innych odbiorców energii, tj. jednostek samorządu terytorialnego oraz podmiotów użyteczności publicznej (m.in. szkoły, szpitale, jednostki pomocy społecznej), a także dla mikro, małych i średnich przedsiębiorców. Ponadto, projektowana ustawa nakłada na przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną obowiązek złożenia wniosku o zmianę obowiązującej do 31 grudnia 2025 roku taryfy w terminie do 30 kwietnia 2025 roku, co może skutkować obniżeniem ceny energii elektrycznej w taryfie w kilku miesiącach 2025 roku. Jeżeli stosowanie ceny maksymalnej dla odbiorców w gospodarstwach domowych nie zostanie przedłużone na okres po 30 września 2025 roku, do rozliczeń z tymi odbiorcami od 1 października 2025 roku będzie stosowana cena energii elektrycznej ustalona w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE.

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 uwzględni m.in. jednostkowy koszt zużytego paliwa, koszt uprawnień do emisji CO₂, 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 z tytułu rekompensat otrzymane przez spółki sprzedaży miały na celu zrekompensowanie 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 okresie trzech kwartałów 2024 roku ujęta została korekta odpisu na Fundusz za poprzedni okres w wysokości 23 mln PLN (jako pomniejszenie kosztów).

ROZPORZĄDZENIE MKiS Z 9 WRZEŚNIA 2023 ROKU

11 września 2023 roku opublikowane zostało rozporządzenie MKiS 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 warunków, obniżono przychody o kwotę 535 mln PLN (z tego kwota 230 mln PLN stanowiła szacunek).

Według stanu na 30 września 2024 roku kwota stanowiąca szacunek na koniec 2024 roku tj. 230 mln PLN została rozliczona. Po stronie należności od odbiorców pozostaje szacunek w wysokości 2 mln PLN stanowiący pozycje do wyjaśnienia lub skorygowania uwzględniając spełnienie przez klientów wymaganych przesłanek.

10 czerwca 2024 roku GK PGE otrzymała interpretację podatkową przyznającą prawo do obniżenia podstawy opodatkowania oraz kwoty podatku należnego w związku z opisanym powyżej obniżeniem rachunków o 125

PLN. W okresie trzech kwartałów 2024 roku dokonano z tego tytułu zwiększenia szacunku przychodów ze sprzedaży o kwotę około 97 mln PLN.

4.1.4 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 (GDOŚ) 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. 29 maja 2024 roku PGE GiEK S.A. złożyła od ww. wyroku skargę kasacyjną do Naczelnego Sądu Administracyjnego.

Ten sam wyrok został w całości zaskarżony również 17 maja 2024 roku przez GDOŚ. Spółka PGE GiEK S.A. po doręczeniu skargi kasacyjnej GDOŚ złożyła 2 lipca 2024 roku odpowiedź na skargę kasacyjną i wniosła o jej uwzględnienie i uchylenie zaskarżonego wyroku Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego.

Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego został zaskarżony przez organizacje ekologiczne. PGE GiEK S.A. złożyła odpowiedzi na wywiedzione skargi kasacyjne.

4.1.5 Wpływ wojny Rosji z Ukrainą na działalność GK PGE

Wojna Rosji z Ukrainą 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.

4.1.6 Postępowanie restrukturyzacyjne 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 wniosek o wszczęcie postępowania restrukturyzacyjnego. 21 czerwca 2022 roku otwarte zostało postępowanie restrukturyzacyjne (sanacyjne). 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 30 września 2024 roku wartość aktywów oraz kapitałów i zobowiązań spółki ENESTA sp. z o.o. wynosi 97 mln PLN a wartość kapitałów własnych (-)129 mln PLN.

4.1.7 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 okresie trzech kwartałów 2024 roku wyniósł (-)219 mln PLN. Węgiel, który został sprzedany do 30 kwietnia 2024 roku, na dzień 31 grudnia 2023 objęty był odpisem aktualizującym w kwocie 239 mln PLN. Odpis został częściowo wykorzystany w kwocie 195 mln PLN, w tym 178 mln PLN w okresie do 30 kwietnia 2024 roku.

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 złożyła aktualizację Sprawozdania według stanu na dzień 30 kwietnia 2024 roku zgodnie z określonymi w Umowie terminami. 30 lipca 2024 roku aktualizacja Sprawozdania została zaakceptowana przez MKiŚ, a 7 sierpnia 2024 roku spółka otrzymała wnioskowane środki w wysokości 483 mln PLN netto.

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. Finalna kwota rekompensat wyniosła 890 mln PLN netto, z czego kwota 41 mln PLN została ujęta w wynikach bieżącego okresu.

4.1.8 Rekomendacja niewypłacania dywidendy za 2023 rok

Zarząd PGE S.A. 3 kwietnia 2024 roku podjął decyzję o rekomendacji niewypłacania dywidendy za 2023 rok 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. 28 czerwca 2024 roku ZWZ Spółki przychyliło się do rekomendacji.

4.1.9 Testy na utratę wartości

Rzeczowe aktywa trwale stanowią najbardziej istotną pozycję aktywów Grupy Kapitałowej PGE. Z uwagi na zmienne otoczenie makroekonomiczne oraz regulacyjne, Grupa Kapitałowa PGE okresowo weryfikuje przesłanki mogące świadczyć o utracie wartości odzyskiwalnej swojego majątku. Grupa Kapitałowa PGE w ocenie sytuacji rynkowej posługuje się zarówno własnymi narzędziami analitycznymi, jak i wsparciem niezależnych ośrodków analitycznych. W poprzednich okresach sprawozdawczych Grupa Kapitałowa PGE dokonywała istotnych odpisów z tytułu utraty wartości aktywów trwałych.

W I półroczu 2024 roku Grupa dokonała analizy przesłanek i zidentyfikowała czynniki, które w istotny sposób mogły przyczynić się do zmiany wartości posiadanych aktywów trwałych.

Wyniki testów na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych zostały omówione w nocie 3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.1.10 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.

4.1.11 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](#)

4.1.12 Wpływ zatwierdzenia taryfy G na wyniki finansowe GK PGE

28 czerwca 2024 roku Prezes URE zatwierdził cenę sprzedaży energii elektrycznej dla odbiorców w Grupie taryfowej G11 na okres od 1 lipca 2024 roku do 31 grudnia 2025 roku dla spółki PGE Obrót S.A. na poziomie 628 PLN za MWh¹⁰. Zatwierdzona przez Prezesa URE cena sprzedaży energii elektrycznej jest istotnie niższa w stosunku do taryfy zatwierdzonej w grudniu 2023 roku, która miała obowiązywać w całym 2024 roku i która skutkowałą utworzeniem przez PGE Obrót S.A. rezerwy na umowy rodzące obciążenia na 31 grudnia 2023 roku. Przeprowadzona przez Grupę analiza nie wykazała konieczności aktualizacji rezerwy na 30 września 2024 roku.

[Wpływ zatwierdzenia taryfy G na wyniki finansowe GK PGE](#)

4.1.13 Szacunek niezbilansowania energii elektrycznej

Na koniec bieżącego okresu sprawozdawczego Grupa dokonała szacunku niezbilansowania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci przez prosumentów. Energia wytwarzana i wprowadzana do sieci przez prosumentów zasila sieć w okresie nadprodukcji, tym samym zmniejszając zapotrzebowanie Grupy na zakup z rynku. Jednak w okresie jesienno-zimowym, gdy prosumenci zużywają energię przy braku produkcji pokrywającej ich zapotrzebowanie własne, Grupa musi dokonać zakupu brakującej energii elektrycznej na rynku. Z tego tytułu Grupa utworzyła szacunek zobowiązania w wysokości 622 mln PLN. Szacunek przedmiotowego zobowiązania w największym stopniu odzwierciedla wyniki śródroczne Grupy, które stabilizują się na koniec roku w okresie zimowym i zmniejszają do wartości nieistotnych.

W poprzednim okresie Grupa nie była w stanie wiarygodnie dokonać takiego szacunku, gdyż nie miała wystarczających informacji i narzędzi. Wykorzystując bieżącą wiedzę, szacunek zobowiązania wyniósłby na 30 września 2023 roku około 497 mln PLN. Dane za okres porównawczy nie podlegały przekształceniu.

4.1.14 Zawarcie przez spółkę Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. umowy na dostawę paliwa gazowego

1 lipca 2024 roku spółka Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. (spółka z Grupy Kapitałowej PGE) zawarła z ORLEN S.A. umowę ramową sprzedaży kompleksowej paliwa gazowego w systemie dystrybucyjnym wraz z kontraktem indywidualnym do Umowy.

Umowa została zawarta na czas nieoznaczony, natomiast kontrakt indywidualny zapewnia dostawę paliwa gazowego od 2 lipca 2024 roku do 1 stycznia 2037 roku.

¹⁰ Średnia cena dla Grupy taryfowej G wynosi 623 PLN za MWh.

Szacowana wartość kontraktu indywidualnego w okresie jego obowiązywania, ustalona na podstawie cen rynkowych gazu oraz stawek dystrybucyjnych, wynosi łącznie 6,3 mld PLN netto. Podstawą kalkulacji formuły cenowej w kontrakcie indywidualnym będą zmienne komponenty oparte na notowaniach indeksów giełdowych cen gazu z uwzględnieniem uwarunkowań dostaw gazu ze źródeł lokalnych.

Zabezpieczeniem Umowy jest gwarancja bankowa na kwotę 33 mln PLN oraz poręczenie przez PGE S.A. w wysokości 40 mln PLN.

[Zawarcie umowy na dostawy paliwa gazowego](#)

4.1.15 Obrady Walnego Zgromadzenia

Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGE S.A. odbywało się w dniach 28 czerwca 2024 roku oraz 25 lipca 2024 roku.

31 stycznia 2024 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwały w przedmiocie zmian w składzie Rady Nadzorczej. Walne Zgromadzenie odwołało ze składu Rady Nadzorczej: Janinę Goss, Tomasza Hapunowicza, Mieczysława Sawaryna, Artura Składanka, Radosława Winiarskiego oraz powołało w skład Rady Nadzorczej: Małgorzatę Banasik, Eryka Kosińskiego, Andrzeja Kozyrę, Elżbietę Niebisz, Sławomira Patyrę, Andrzeja Rzońcę oraz Andrzeja Sadkowskiego.

28 czerwca 2024 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie przyjęło sprawozdania za 2023 rok.

25 lipca 2024 roku, podczas kontynuacji posiedzenia z 28 czerwca 2024 roku, Zwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwały:

- w przedmiocie nieudzielenia absolutorium z wykonania obowiązków w 2023 roku: Wojciechowi Dąbrowskiemu, Ryszardowi Wasilkowi, Wandzie Buk, Pawłowi Śliwie, Lechosławowi Rojewskiemu, Rafałowi Włodarskiemu oraz Przemysławowi Kołodziejakowi,
- w przedmiocie udzielenia absolutorium z wykonania obowiązków w 2023 roku: Annie Kowalik, Radosławowi Winiarskiemu, Cezaremu Falkiewiczowi.

ZWZ nie podjęło uchwał w przedmiocie udzielenia absolutorium z wykonania obowiązków w 2023 roku: Arturowi Składankowi, Janinie Goss, Mieczysławowi Sawarynowi, Tomaszowi Hapunowiczowi, Zbigniewowi Gryglasowi, Marcinowi Kowalczykowi.

Treść podjętych uchwał znajduje się w poniżej wskazanych lokalizacjach na stronie internetowej PGE S.A.:

[Treść uchwał ZWZ z 28 czerwca 2024 roku](#)

[Treść uchwał ZWZ z 25 lipca 2024 roku](#)

4.1.16 Ustalenie nowych terminów przekazania do eksploatacji bloków gazowo-parowych w PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o.

23 lipca 2024 roku PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o. oraz konsorcjum firm General Electric Global Services GmbH, Polimex Mostostal S.A. oraz GE Vernova LLC zawarły przed mediatorem sądu polubownego przy Prokuraturii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej Ugodę w sprawie realizacji umowy na budowę dwóch bloków gazowo-parowych o mocy 683 MWe każdy.

W wyniku postanowień Ugody data przejęcia do eksploatacji bloku nr 9 została ustalona na 15 sierpnia 2024 roku a bloku nr 10 na 30 września 2024 roku. Dla obu bloków łącznie obowiązywał 35-dniowy okres wolny od odpowiedzialności wykonawcy za niedotrzymanie terminów przejęcia bloków do eksploatacji, który mógł zostać powiększony w przypadku wcześniejszego przejęcia do eksploatacji bloku nr 9.

Oddanie do eksploatacji bloku nr 9 nastąpiło 14 sierpnia 2024 roku, natomiast bloku nr 10 - 18 października 2024 roku.

[Nowe terminy oddania do eksploatacji bloków PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o.](#)

4.1.17 Kary umowne dla wykonawcy bloku 7 w Elektrowni Turów

W 2022 roku PGE GiEK S.A. naliczyła wykonawcy bloku nr 7 w Elektrowni Turów - konsorcjum firm Mitsubishi Power Europe GmbH, TECNICAS REUNIDAS S.A. oraz BUDIMEX S.A. karę umowną w kwocie 562 mln PLN z tytułu niedotrzymania wskaźnika dyspozycyjności bloku w pierwszym roku okresu gwarancji. W lipcu 2022 roku Spółka złożyła konsorcjum wezwanie do zapłaty, na które otrzymała odpowiedź odmowną. W 2022 roku kara umowna została objęta odpisem aktualizującym w tej samej wysokości. 15 czerwca 2023 roku spółka PGE GiEK S.A. złożyła w Prokuraturii Generalnej RP wniosek o przeprowadzenie mediacji z udziałem mediatora Sądu Polubownego przy Prokuraturii Generalnej RP celem podjęcia próby ugodowego rozstrzygnięcia sporów wynikających z kontraktu. Mediacje, które trwały w 2023 i 2024 roku nie zakończyły się do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania. Dodatkowo PGE GiEK S.A. posiadała bankowe gwarancje należytego wykonania

w łącznej kwocie 135 mln PLN oraz bankowe gwarancje zwrotu zaliczki w łącznej kwocie 7 mln PLN. 21 czerwca 2024 roku PGE GiEK S.A. dostarczył do banku żądania zapłaty kwot wynikających z posiadanych gwarancji i w lipcu 2024 roku otrzymał kwotę 142 mln PLN. Kwota 135 mln PLN z tytułu gwarancji należytego wykonania nie została rozpoznana w wyniku finansowym z uwagi na niezakończone postępowanie mediacyjne.

30 października 2024 roku spółka PGE GiEK S.A. wystawiła notę obciążeniową w wysokości 357 mln PLN z tytułu niedotrzymania wskaźnika dyspozycyjności bloku w drugim roku okresu gwarancji oraz kary umownej za zwłokę w usuwaniu wad. Z uwagi na istotne ryzyko kwestionowania przez Wykonawcę tej noty i znaczne prawdopodobieństwo nieotrzymania zapłaty została ona objęta odpisem aktualizującym w pełnej wysokości.

4.1.18 Zawarcie umowy kredytowej z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym

29 lipca 2024 roku PGE S.A. zawarła umowę kredytu terminowego z EBI. Wartość umowy kredytowej wynosi 1 mld PLN a kredyt zostanie przeznaczony na finansowanie nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez PGE Energetyka Kolejowa S.A. na Program MUZA realizowany w latach 2023 – 2028, który zapewni modernizację układów zasilania sieci kolejowej w całej Polsce.

Kredyt będzie wykorzystywany w transzach. Każda transza może być wykorzystana w PLN lub EUR. Ostateczna data spłaty kredytu przypada nie później niż 18 lat od daty wykorzystania ostatniej transzy kredytu, przy czym ostatnia transza może być wykorzystana nie później niż 24 miesiące od dnia zawarcia umowy. Wysokość oprocentowania będzie ustalana każdorazowo przed wypłatą danej transzy. Umowa nie przewiduje zabezpieczeń rzeczowych. Po zawarciu Umowy łączna wartość nominalna umów finansowania z EBI wynosi 6 663 mln PLN.

[Zawarcie umowy kredytowej z EBI](#)

4.1.19 Zawarcie aneksu do umowy kredytu terminowego z Bankiem Gospodarstwa Krajowego (BGK)

20 listopada 2024 roku zawarty został aneks do umowy kredytu terminowego z BGK. W wyniku aneksu kwota kredytu uległa zwiększeniu z 2,5 mld PLN do 3,9 mld PLN, a okres finansowania został wydłużony z maksymalnie 8 lat do maksymalnie 12 lat. Ostateczny dzień spłaty został wyznaczony na 20 grudnia 2036 roku. Ponadto aneks wprowadza możliwość wykorzystania finansowania w EUR na bazie zmiennej stopy procentowej opartej na odpowiedniej stopie EURIBOR (stawka referencyjna) powiększonej o marżę.

Po zawarciu ww. aneksu łączne zadłużenie wynikające z kredytów terminowych z BGK może wynieść nie więcej niż 4,6 mld PLN, natomiast łączne zadłużenie wynikające ze wszystkich umów kredytowych zawartych z BGK może wynieść nie więcej niż 7,5 mld PLN.

[Zawarcie aneksu z BGK](#)

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 24.3 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

W okresie trzech kwartałów 2024 roku PGE S.A. oraz jednostki zależne nie udzieliły poręczeń kredytów, pożyczek ani gwarancji innemu podmiotowi lub jednostce zależnej, gdzie łączna wartość udzielonych poręczeń lub gwarancji jest znacząca.

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 powiązаныmi

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązаныmi zostały zamieszczone w nocie 26 skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Ponadto w nocie 6 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 11 oraz 24 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.8. Czynniki, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału

Istotne czynniki oraz zdarzenia, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału, zostały opisane w pozostałych punktach niniejszego sprawozdania.

4.9. Umowy oraz informacje istotne dla oceny sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego GK PGE i ich zmian oraz informacje istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez GK PGE

W okresie trzech kwartałów 2024 roku poza zdarzeniami wskazanymi w pozostałych punktach niniejszego sprawozdania, nie wystąpiły inne znaczące umowy oraz informacje, 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., kwartalny raport finansowy, zawierający skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGE i kwartalną informację finansową PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz 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 26 listopada 2024 roku.

Warszawa, 26 listopada 2024 roku

Podpisy Członków Zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A.

Prezes Zarządu

Dariusz Marzec

Wiceprezes Zarządu

Maciej Górski

Wiceprezes Zarządu

Przemysław Jastrzębski

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 ₂ , 1 EUA uprawnia do emisji jednej tony CO ₂
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 ⁹ 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 ₂)
MW	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MWe	megawat mocy elektrycznej
MWt	megawat mocy cieplnej
NH ₃	amoniak
Nm ³	normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m ³ przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
NO _x	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 mocowa	Element rachunku za energię elektryczną, pobierany w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego (stałych dostaw prądu).
Opłata OZE	opłata OZE służy zapewnieniu dostępności energii ze źródeł odnawialnych w KSE. Opłatę OZE przeznacza się wyłącznie na pokrycie ujemnego salda z tytułu 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 ⁹ 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 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