

# SPRAWOZDANIE ZARZĄDU

z działalności Grupy Kapitałowej PGE  
za okres 3 miesięcy

zakończony dnia 31 marca 2025 roku



*Polska Grupa Energetyczna*

## SPIS TREŚCI

<b>KLUCZOWE DANE FINANSOWE .....</b>	<b>4</b>
<b>1. Grupa Kapitałowa PGE - organizacja .....</b>	<b>5</b>
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 oraz komitetów .....	8
1.4.1. Zarząd .....	8
1.4.2. Rada Nadzorcza .....	8
1.4.3. Komitety Rady Nadzorczej .....	9
1.5. Akcje i akcjonariat .....	9
1.5.1. Kapitał zakładowy PGE S.A. i struktura właścicielska .....	9
1.5.2. Akcje jednostki dominującej oraz akcje/udziały w jednostkach powiązanych z PGE S.A. będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących .....	10
<b>2. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe .....</b>	<b>11</b>
2.1. Otoczenie makroekonomiczne .....	11
2.2. Otoczenie rynkowe .....	13
2.2.1. Sytuacja w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE) .....	13
2.2.2. Ceny energii elektrycznej – rynek krajowy .....	14
2.2.3. Ceny energii elektrycznej – rynek międzynarodowy .....	15
2.2.4. Ceny praw majątkowych .....	19
2.2.5. Ceny uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> .....	19
2.3. Przydział darmowych uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> .....	20
2.4. Otoczenie regulacyjne .....	21
2.4.1. Krajowe otoczenie regulacyjne .....	21
2.4.2. Zagraniczne otoczenie regulacyjne .....	25
<b>3. Działalność GK PGE oraz segmentów działalności .....</b>	<b>27</b>
3.1. Podstawowe dane operacyjne GK PGE .....	27
3.2. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE .....	29
3.3. Charakterystyka segmentów działalności .....	34
3.3.1. Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności .....	34
3.3.2. Segment działalności – Energetyka Odnawialna .....	35
3.3.3. Segment działalności – Energetyka Gazowa .....	39
3.3.4. Segment działalności – Energetyka Konwencjonalna .....	43
3.3.5. Segment działalności – Ciepłownictwo .....	48
3.3.6. Segment działalności – Dystrybucja .....	55
3.3.7. Segment działalności – Energetyka Kolejowa .....	59
3.3.8. Segment działalności – Obrót .....	63
3.3.9. Segment działalności – Pozostała Działalność .....	66
<b>4. Pozostałe elementy Sprawozdania .....</b>	<b>69</b>
4.1. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego mające wpływ na działalność w I kwartale 2025 roku oraz w kolejnych okresach .....	69
4.1.1. Zmiany w składzie Zarządu i RN .....	69
4.1.2. Projekt wydzielenia wytwórczych aktywów węglowych .....	69
4.1.3. Zmiany regulacyjne .....	69
4.1.4. Decyzja środowiskowa w sprawie Kopalni Turów .....	69
4.1.5. Postępowanie restrukturyzacyjne ENESTA sp. z o.o. .....	69
4.1.6. Rekomendacja niewypłacania dywidendy za 2024 rok .....	69
4.1.7. Projekt budowy elektrowni jądrowej .....	69
4.1.8. Szacunek niezbilansowania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci przez prosumentów .....	69
4.1.9. Kary umowne dla wykonawcy bloku 7 w Elektrowni Turów .....	69
4.1.10. Podpisanie porozumienia w sprawie potencjalnego nabycia udziałów i akcji od spółki ZE PAK S.A. .....	69
4.1.11. Realizacja oraz finansowanie projektu Baltica 2 .....	69
4.1.12. Budowa magazynu energii w Żarnowcu .....	70
4.1.13. Podpisanie umów pożyczek z BGK w ramach KPO .....	70
4.2. Zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym .....	70
4.2.1. Zawarcie umowy kredytowej z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym .....	70
4.2.2. Wynik aukcji uzupełniającej Rynku Mocy na okres dostaw od 1 lipca do 31 grudnia 2025 roku .....	70
4.3. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej .....	70
4.4. Informacje o zaciągniętych i wypowiedzianych w danym kwartale umowach dotyczących kredytów i pożyczek .....	71
4.5. Informacje o udzieleniu w danym kwartale przez PGE S.A. lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu, pożyczki lub udzieleniu gwarancji .....	71
4.6. Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych .....	71
4.7. Zabezpieczenia transakcji finansowania Projektu Baltica 2 .....	72
4.8. Transakcje z podmiotami powiązanymi .....	73
4.9. Publikacja prognoz wyników finansowych .....	73
4.10. Istotne pozycje pozabilansowe .....	73

4.11.	Czynniki, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału .....	73
4.12.	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 .....	73
<b>5.</b>	<b>Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego.....</b>	<b>74</b>
<b>6.</b>	<b>Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu .....</b>	<b>75</b>

## KLUCZOWE DANE FINANSOWE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mln PLN	17 167	16 841	2%
EBIT raportowany	mln PLN	3 260	1 408	132%
EBIT powtarzalny	mln PLN	3 305	1 450	128%
EBITDA raportowana	mln PLN	4 310	2 536	70%
Marża EBITDA raportowana	%	25	15	
EBITDA powtarzalna	mln PLN	4 334	2 532	71%
Marża EBITDA powtarzalna	%	25	15	
Zysk netto	mln PLN	2 472	951	160%
Nakłady inwestycyjne	mln PLN	1 716	2 066	-17%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mln PLN	4 738	-2 339	-
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mln PLN	-1 910	-2 140	-11%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mln PLN	-1 576	2 769	-

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	31 marca 2025 roku	31 grudnia 2024 roku	Zmiana %
Kapitał obrotowy	mln PLN	-5 312	-7 024	-24%
<b>Zadłużenie netto</b>	<b>mln PLN</b>	<b>8 139<sup>1</sup></b>	<b>11 045</b>	<b>-26%</b>
Zadłużenie netto /LTM EBITDA <sup>2</sup> raportowana	x	0,58	0,90	
Zadłużenie netto /LTM EBITDA <sup>2</sup> powtarzalna	x	0,64	1,02	

Zdarzenia jednorazowe mające wpływ na EBITDA	Jedn.	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Korekta odpisu na Fundusz Wyłaty Różnicy Ceny (WRC) za poprzedni okres	mln PLN	-28	0	-
Rekompensaty KDT	mln PLN	4	4	0%
<b>Razem</b>	<b>mln PLN</b>	<b>-24</b>	<b>4</b>	<b>-</b>

<sup>1</sup> Szacunkowe ekonomiczne zadłużenie netto (uwzględniające przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>) wynosi 16 633 mln PLN.

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

## 1. Grupa Kapitałowa PGE - organizacja

### 1.1. Charakterystyka działalności

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

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 ośmiu segmentach operacyjnych:



#### ENERGETYKA ODNAWIALNA

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych i w elektrowniach szczytowo-pompowych. Ponadto w strukturach segmentu są spółki zajmujące się budową magazynów energii elektrycznej.



#### 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 CO<sub>2</sub>, prawami majątkowymi i paliwami oraz świadczenie usług Centrum Korporacyjnego na rzecz spółek z Grupy PGE.



## 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 funkcjonuje część spółek projektowych Grupy.

Od 2025 roku do segmentu Pozostała Działalność został włączony segment Gospodarka Obiegu Zamkniętego (GOZ), który do końca 2024 roku był odrębnie raportowany. Przedmiotem działalności spółek z tego obszaru 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.

## 1.2. Struktura organizacyjna

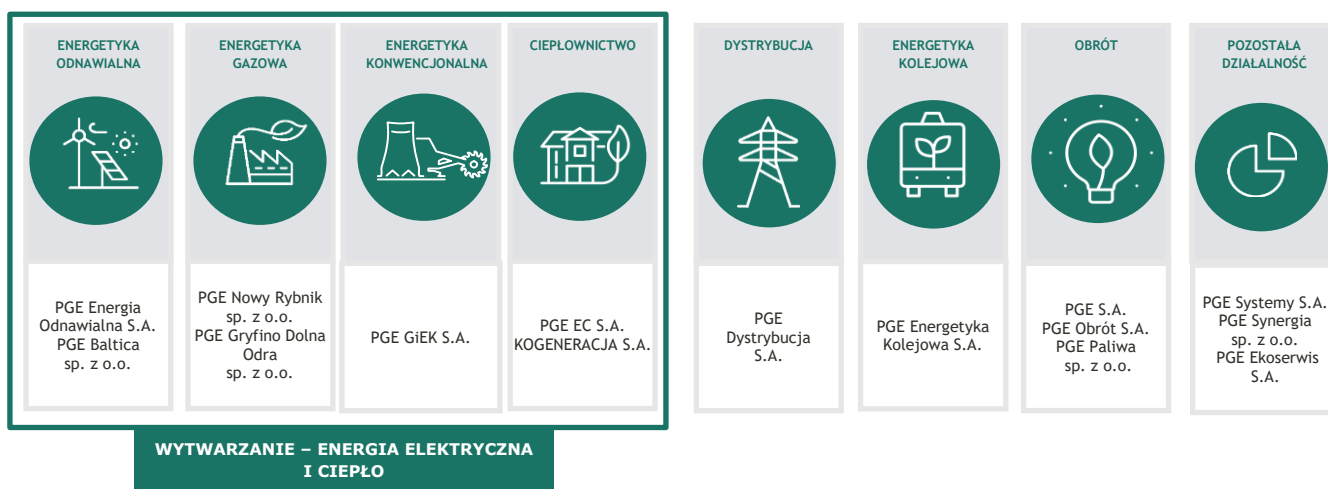
Grupa Kapitałowa PGE na 31 marca 2025 roku składała się z:

- 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 w ośmiu segmentach operacyjnych.

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

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



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

### 1.3. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

W okresie od 1 stycznia 2025 roku do dnia podpisania niniejszego sprawozdania w organizacji Grupy Kapitałowej PGE nastąpiły istotne zmiany wymienione w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz opisane poniżej.


#### ŁĄCZENIE SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka przejmująca /spółka przejmowana	Data transakcji / rejestracji w KRS	Komentarz
Energetyka Odnawialna	PGE Energia Odnawialna S.A. - spółka przejmująca Mithra D sp. z o.o., Mithra F sp. z o.o., Mithra G sp. z o.o., Mithra H sp. z o.o., Mithra I sp. z o.o., Mithra K sp. z o.o., Mithra M sp. z o.o., Mithra N sp. z o.o., Mithra O sp. z o.o., Mithra P sp. z o.o., - spółki przejmowane	15 kwietnia 2025 roku/ 5 maja 2025 roku nastąpił wpis do KRS (dzień połączenia)	15 kwietnia 2025 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE Energia Odnawialna S.A. oraz Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek przejmowanych podjęły uchwały o połączeniu spółek przez przejęcie, poprzez przeniesienie całego majątku spółek przejmowanych na spółkę przejmującą bez wydawania nowych akcji spółki przejmującej w zamian za udziały spółek przejmowanych oraz rozwiązanie spółek przejmowanych bez przeprowadzania ich likwidacji. PGE Energia Odnawialna S.A. była jedynym wspólnikiem spółek przejmowanych.

#### LIKWIDACJA SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka likwidowana	Data transakcji / rejestracji w KRS	Komentarz
-	PGE Trading GmbH w likwidacji z siedzibą w Berlinie	1 marca 2021 roku / Na 31 marca 2025 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.
-	Railen GmbH w likwidacji z siedzibą w Berlinie	31 stycznia 2023 roku / Na 31 marca 2025 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. 10 grudnia 2024 roku likwidator złożył wniosek o wszczęcie postępowania upadłościowego spółki, w związku z wystąpieniem przesłanki jej niewypłacalności. 19 grudnia 2024 roku Sąd upadłościowy postanowił powołać biegłego w celu potwierdzenia istnienia przyczyn wszczęcia postępowania upadłościowego spółki.

#### RESTRUKTURYZACJA SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka restrukturyzowana	Data transakcji / rejestracji w KRS	Komentarz
	ENESTA sp. z o.o. w restrukturyzacji z siedzibą w Stalowej Woli	21 czerwca 2022 roku / Na 31 marca 2025 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 Zaradcę 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 oraz komitetów

### 1.4.1. Zarząd

#### SKŁAD OSOBOWY ZARZĄDU SPÓŁKI

Tabela: Skład Zarządu Spółki na 1 stycznia 2025 roku, 31 marca 2025 oraz na dzień podpisania sprawozdania.

Imię i nazwisko Członka Zarządu	Pełniona funkcja	Okres
Dariusz Marzec	Prezes Zarządu	od 18 marca 2024 roku do chwili obecnej
Maciej Górski	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych	od 24 czerwca 2024 roku do chwili obecnej
Przemysław Jastrzębski	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych	od 15 lipca 2024 roku do chwili obecnej
Robert Kowalski	Wiceprezes Zarządu ds. Wsparcia i Rozwoju	od 15 maja 2024 roku do chwili obecnej
Marcin Laskowski	Wiceprezes Zarządu ds. Regulacji	od 18 marca 2024 roku do chwili obecnej

Wśród członków Zarządu PGE S.A. żaden nie jest wybierany jako przedstawiciel pracowników.

W trakcie pierwszego kwartału 2025 roku nie wystąpiły zmiany w składzie Zarządu Spółki.

### 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:

- [Statut spółki.](#)
- [Regulamin Rady Nadzorczej.](#)

#### SKŁAD OSOBOWY RADY NADZORCZEJ ORAZ ZMIANY W RADZIE NADZORCZEJ W 2025 ROKU

Tabela: Skład Rady Nadzorczej Spółki na 1 stycznia 2025 roku, 31 marca 2025 oraz na dzień podpisania sprawozdania.

Imię i nazwisko Członka Rady Nadzorczej	Pełniona funkcja	Okres
Michał Domagała	Członek Rady Nadzorczej/ Przewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny	25.01.2024 – 06.02.2024 07.02.2024- nadal
Andrzej Sadkowski	Członek Rady Nadzorczej/ Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny	01.02.2024 – 06.02.2024 07.02.2024- nadal
Anna Kowalik	Przewodnicząca Rady Nadzorczej/ Sekretarz Rady Nadzorczej	01.01.2024 <sup>2</sup> – 06.02.2024 07.02.2024- nadal
Małgorzata Banasik	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny	01.02.2024 –nadal
Andrzej Kozyra	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny	01.02.2024 –nadal
Elżbieta Niebisz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny	01.02.2024 –nadal
Sławomir Patyra	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny	01.02.2024 –nadal
Andrzej Rzońca	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny	01.02.2024 –nadal

W trakcie pierwszego kwartału 2025 roku nie wystąpiły zmiany w składzie Rady Nadzorczej Spółki.

<sup>2</sup> Anna Kowalik powołana została do Rady Nadzorczej PGE S.A. 27 czerwca 2013 roku.



### 1.4.3. Komitety Rady Nadzorczej

Tabela: Skład komitetów stałych Rady Nadzorczej na 1 stycznia 2025 roku, 31 marca 2025 roku i na dzień podpisania sprawozdania.

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

W trakcie pierwszego kwartału 2025 roku nie wystąpiły zmiany w składzie Komitetów Rady Nadzorczej Spółki.

Szczegółowy zakres kompetencji poszczególnych Komitetów stałych Rady Nadzorczej PGE S.A. znajduje się w Regulaminie Rady Nadzorczej dostępnym na stronie internetowej PGE S.A.

## 1.5. Akcje i akcjonariat

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

#### KAPITAŁ ZAKŁADOWY

Na 1 stycznia 2025 roku, 31 marca 2025 roku oraz na dzień podpisania niniejszego sprawozdania kapitał zakładowy PGE S.A. wynosił 19 183 746 098,70 PLN i dzielił się na 2 243 712 994 akcji o wartości nominalnej 8,55 PLN każda. W ciągu I kwartału 2025 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 (PLN)	Sposób pokrycia kapitału
"A"	zwykłe	nie dotyczy	1 470 576 500	12 573 429 075,00	aport/gotówka
"B"	zwykłe	nie dotyczy	259 513 500	2 218 840 425,00	gotówka
"C"	zwykłe	nie dotyczy	73 228 888	626 106 992,40	połączenie z PGE GiE S.A.
"D"	zwykłe	nie dotyczy	66 441 941	568 078 595,55	połączenie z PGE Energia S.A.
"E"	zwykłe	nie dotyczy	373 952 165	3 197 291 010,75	gotówka
<b>Razem</b>			<b>2 243 712 994</b>	<b>19 183 746 098,70</b>	

#### AKCJONARIUSZE SPÓŁKI POSIADAJĄCY ZNACZNE PAKIETY AKCJI

Zgodnie z pismem z Ministerstwa Skarbu Państwa 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 2025 roku, 31 marca 2025 roku oraz na dzień podpisania niniejszego sprawozdania<sup>1</sup>.

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

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

Wszystkie akcje Spółki zostały opłacone.

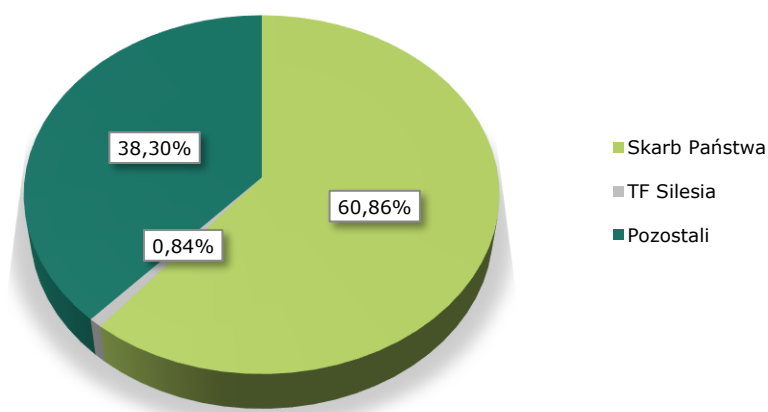
Pomimo, że akcje Spółki nie są akcjami uprzywilejowanymi, Statut Spółki przewiduje szczególne uprawnienia dla Skarbu Państwa, dopóki pozostaje on jej Akcjonariuszem.

Tabela: Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGE S.A. na 1 stycznia 2025 roku, 31 marca 2025 roku oraz na dzień podpisania niniejszego sprawozdania.

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

W pierwszym kwartale 2025 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 31 marca 2025 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

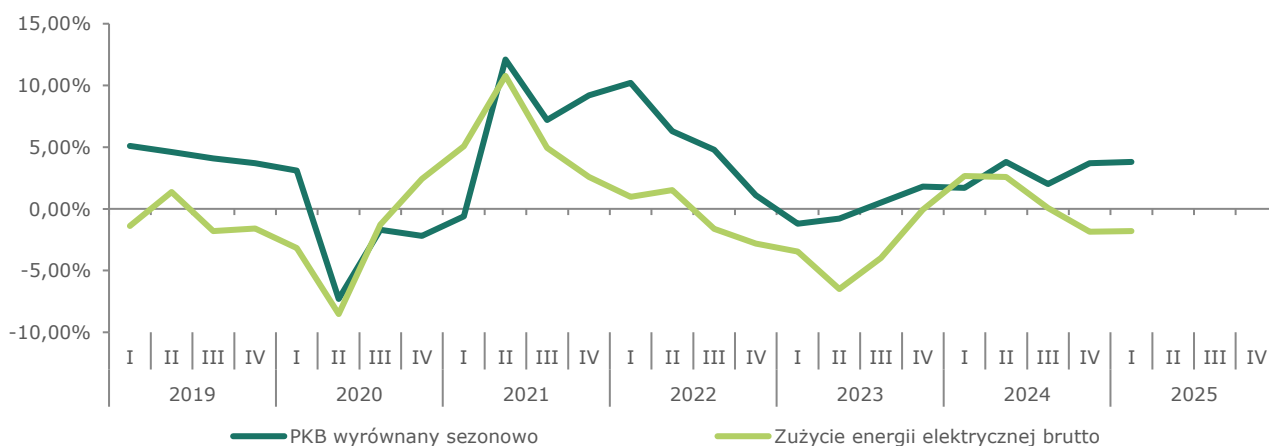
### 2.1. Otoczenie makroekonomiczne

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, podobnie jak w większości innych gospodarek, istnieje pozytywna 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 pierwszym kwartale 2025 roku utrzymywały się tendencje zaobserwowane w czwartym kwartale 2024 roku. Zapotrzebowanie na energię elektryczną odnotowane w ciągu pierwszego kwartału 2025 roku spadło o 1,8% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

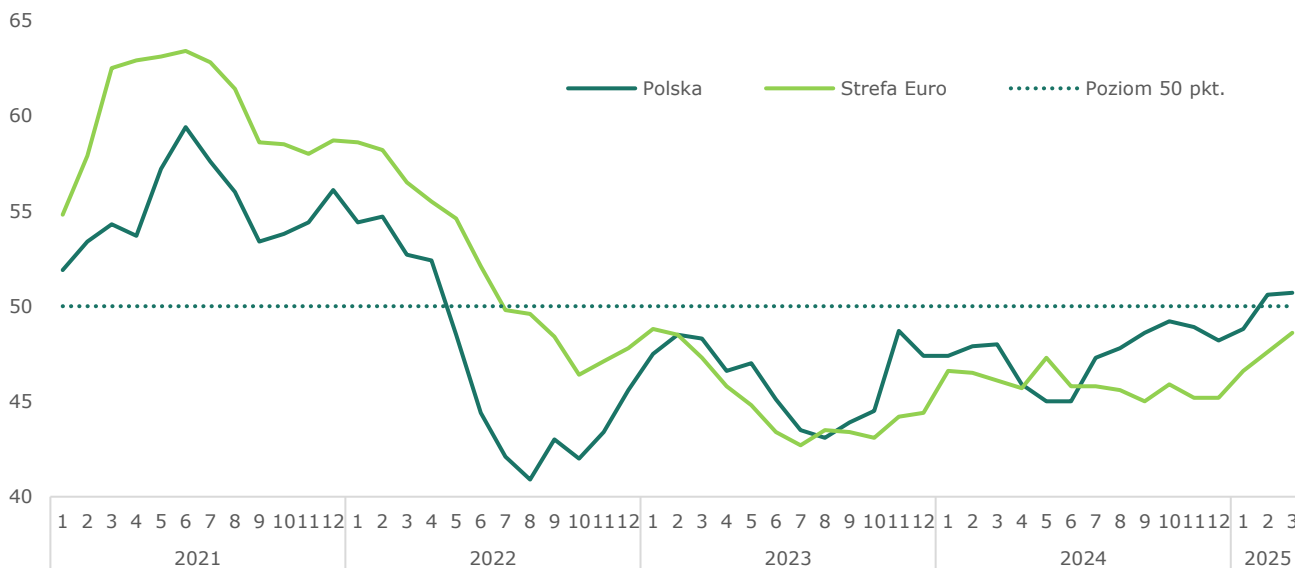
Wykres: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo oraz krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



Źródło: GUS, PSE S.A.

W pierwszym kwartale 2025 roku średni PMI dla polskiego sektora przemysłowego wyniósł 50,0 pkt, co jest pierwszym od 2022 roku wynikiem co najmniej na poziomie progu 50 pkt, oznaczającym przejście z fazy recesji do ekspansji. W styczniu 2025 roku PMI był na poziomie 48,8 pkt, natomiast przełomowy wzrost do 50,6 pkt nastąpił w lutym 2025 roku, sygnalizując ogólną poprawę warunków gospodarczych w przemyśle po raz pierwszy od kwietnia 2022 roku. W marcu 2025 roku odczyty wskazywały kolejny nieznaczny wzrost do 50,7 pkt. Według ekspertów na poprawę nastrojów w przemyśle wpływa odbudowujący się popyt, wprowadzenie na rynek nowych produktów, zwiększona aktywność w sektorze budowlanym, fundusze z KPO. W Strefie Euro, wskaźnik PMI dla przemysłu również pokazywał oznaki stopniowej poprawy. Odczyt z marca 2025 roku (49,0 pkt) to najwyższy odczyt od 2022 roku. PMI rośnie trzeci miesiąc z rzędu, a indeks produkcji nawet przekroczył próg wzrostu. Na zmiany wskaźnika PMI mogła mieć też wpływ sytuacja dotycząca wprowadzania cel. Pomimo wzrostów w kolejnych miesiącach, wskaźnik PMI większych gospodarek nadal jest w strefie spadkowej - Francja (48,5 pkt), Niemcy (48,3 pkt), Hiszpania (49,5 pkt). W kontekście prognozowanegożywienia w 2025 roku, poprawa PMI może oznaczać lepsze perspektywy dla Grupy zarówno pod względem wzrostu sprzedaży do sektora przemysłowego i usługowego, jak i sprzyjające warunki do prowadzenia inwestycji.

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



Źródło: Market Economics

Lekkie ożywienie gospodarcze jest widoczne również w danych dotyczących produkcji sprzedanej przemysłu. W I kwartale 2025 roku produkcja sprzedana przemysłu w Polsce wzrosła o 0,9% w porównaniu z analogicznym okresem roku poprzedniego. Wskazuje to na umiarkowane ożywienie. W perspektywie miesięcznej, zarówno w styczniu jak i w lutym 2025 roku odnotowano spadki produkcji sprzedanej. Wyraźne odbicie nastąpiło w marcu 2025 roku (wzrost o 2,5% r/r). Pomimo, że wyniki po I kwartale 2025 roku były niższe niż zakładali eksperci, to jednak w dalszym ciągu prognozy na następne miesiące zakładają ożywienie przemysłu. Dla Grupy PGE może to oznaczać potencjalne zwiększenie zapotrzebowania na energię w przypadku realizacji prognozowanego wzrostu produkcji przemysłowej.

## 2.2. Otoczenie rynkowe

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

Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (TWh).

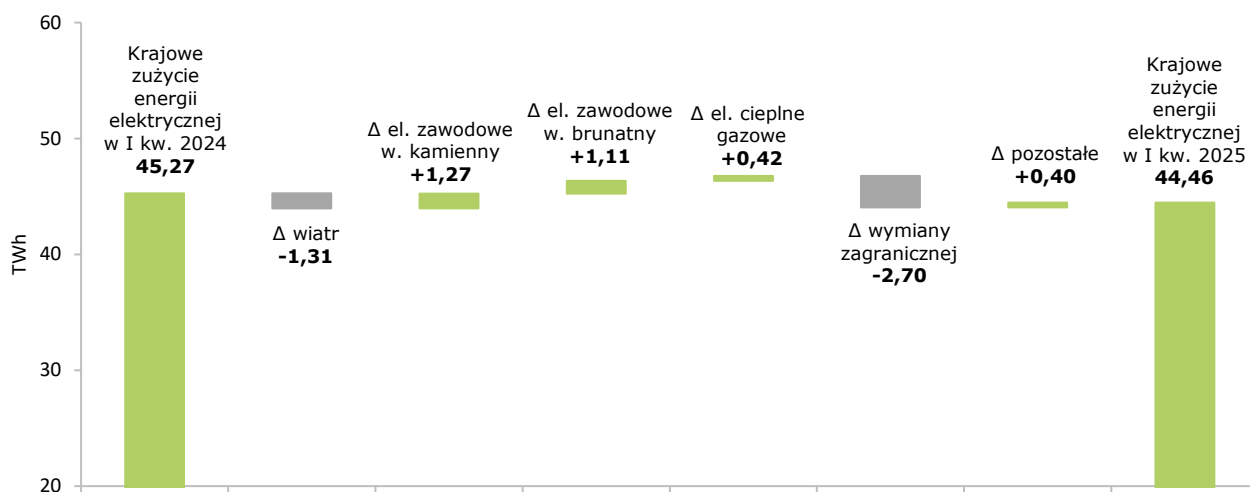
	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
<b>Krajowe zużycie energii elektrycznej, w tym:</b>	<b>44,46</b>	<b>45,27</b>	<b>-2%</b>
Elektrownie wiatrowe	6,65	7,96	-16%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu kamiennym	20,47	19,20	7%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu brunatnym	9,91	8,80	13%
Elektrownie zawodowe ciepłne gazowe	5,04	4,62	9%
Saldo wymiany zagranicznej	-1,34	1,36	-
Pozostałe (wodne, inne odnawialne)	3,73	3,33	12%

Źródło: Na podstawie danych PSE S.A.

#### I kwartał 2025 roku

W I kwartale 2025 roku krajowe zużycie energii elektrycznej spadło o 0,81 TWh, co było głównie efektem wyższej generacji z elektrowni fotowoltaicznych. Na skutek pogorszenia warunków wietrznych, generacja wiatrowa spadła o 1,31 TWh w porównaniu do analogicznego okresu w ubiegłym roku. W I kwartale 2025 roku Polska była per saldo eksporterem energii, z kolei w ubiegłym roku kierunek wymiany był odwrotny. Tym samym odnotowano zmianę poziomu salda wymiany zagranicznej (-2,70 TWh r/r). Odnotowano wzrost produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (+1,27 TWh), wzrost produkcji na węglu brunatnym (+1,11 TWh) oraz wzrost produkcji na gazie (+0,42 TWh), co było głównie spowodowane, wspomnianą wcześniej, niższą generacją z elektrowni wiatrowych. Dla pozostałych źródeł odnotowano wzrost generacji (+0,40 TWh), w tym przede wszystkim elektrowni PV z uwagi na wzrost mocy zainstalowanej.

Wykres: Bilans energii w KSE w I kwartale 2025 roku (TWh).



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

Sytuacja w KSE w Polsce bezpośrednio wpływa na działalność operacyjną GK PGE. W I kwartale 2025 roku Grupa PGE odnotowała wzrost produkcji dla jednostek opartych o węgiel brunatny o 0,95 TWh (+11% r/r) oraz wzrost generacji z jednostek opartych o paliwo gazowe o 1,08 TWh (+73% r/r), co było spowodowane przyrostem zainstalowanych mocy. Z kolei dla jednostek opartych o węgiel kamienny odnotowaliśmy spadek generacji o 0,15 TWh (-3% r/r).

## 2.2.2. Ceny energii elektrycznej - rynek krajowy

Tabela: Rynek Dnia Następnego (RDN)

Rynek/miara	Jedn.	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	490	366	34%
RDN – wolumen obrotu	TWh	12,17	12,24	-1%

Źródło: Dane TGE, obejmujące średnioważone miesięczne ceny BASE.

Tabela: Wybrane czynniki cenotwórcze wpływające na notowania RDN

Czynnik	Jedn.	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Uprawnienia CO <sub>2</sub> <sup>3</sup>	EUR/t	75,03	61,00	23%
Węgiel kamienny PSCMI-1	PLN/GJ	16,65	22,89	-27%
Generacja wiatrowa KSE	TWh	6,65	7,96	-16%
Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE	%	15%	18%	
Wskaźnik: wymiana zagraniczna/zużycie KSE	%	-	3%	

W I kwartale 2025 roku średnia cena energii na RDN wyniosła 490 PLN/MWh i była o 34% wyższa od średniej ceny (366 PLN/MWh) notowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Do wzrostu cen przyczynił się spadek generacji z elektrowni wiatrowych.

Średni poziom Polskiego Indeksu Rynku Węgla Energetycznego (PSCMI-1) w I kwartale 2025 roku kształtował się na poziomie 16,65 PLN/GJ, tj. o 27% r/r niższym niż w okresie bazowym.

Wykres: Średnie miesięczne notowania na RDN w latach 2024–2025 (TGE).



Źródło: Dane TGE, obejmujące średnioważone miesięczne ceny BASE.

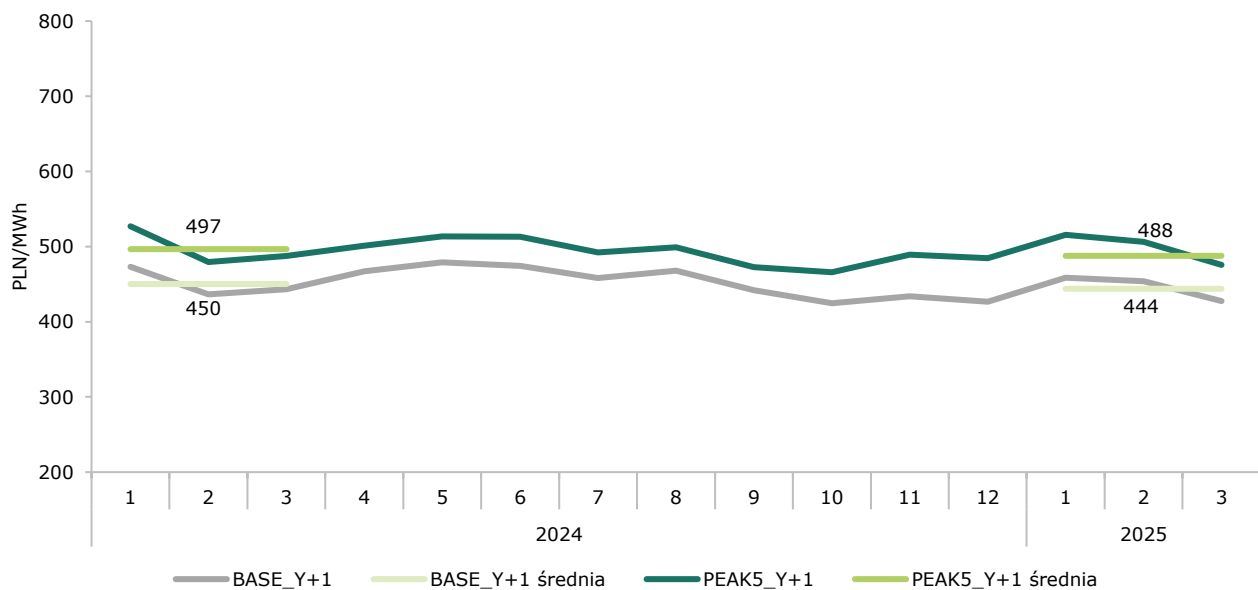
Tabela: Rynek Transakcji Terminowych (RTT)

Rynek/miara	Jedn.	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	444	450	-1%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	4,61	8,23	-44%
PEAK5 Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	488	497	-2%
PEAK5 Y+1 – wolumen obrotu	TWh	0,79	1,24	-36%

Ceny energii na RTT w I kwartale 2025 roku spadły zarówno dla kontraktów BASE jak i PEAK5 w porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku. Na spadek cen mogło mieć wpływ kilka czynników, w tym niższe ceny węgla, prognozowany wzrost udziału OZE w generacji czy też perspektywa wyhamowania gospodarki i tym samym niższego zapotrzebowania w związku z wprowadzeniem cel przez USA.

<sup>3</sup> Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

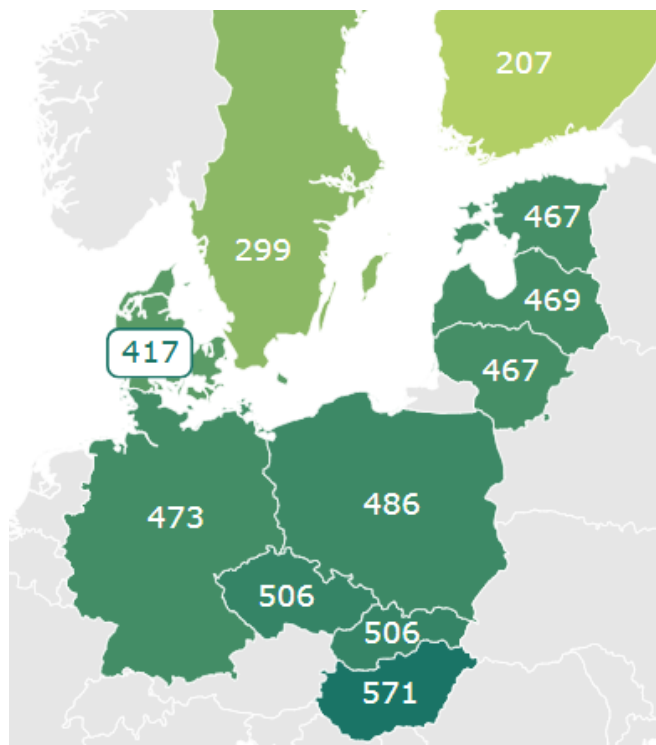
Wykres: Średnie miesięczne notowania na RTT w latach 2024–2025 (TGE).<sup>4</sup>



### 2.2.3. Ceny energii elektrycznej - rynek międzynarodowy

#### RYNEK HURTOWY (PORÓWNANIE RYNKÓW DNIA NASTĘPNEGO)

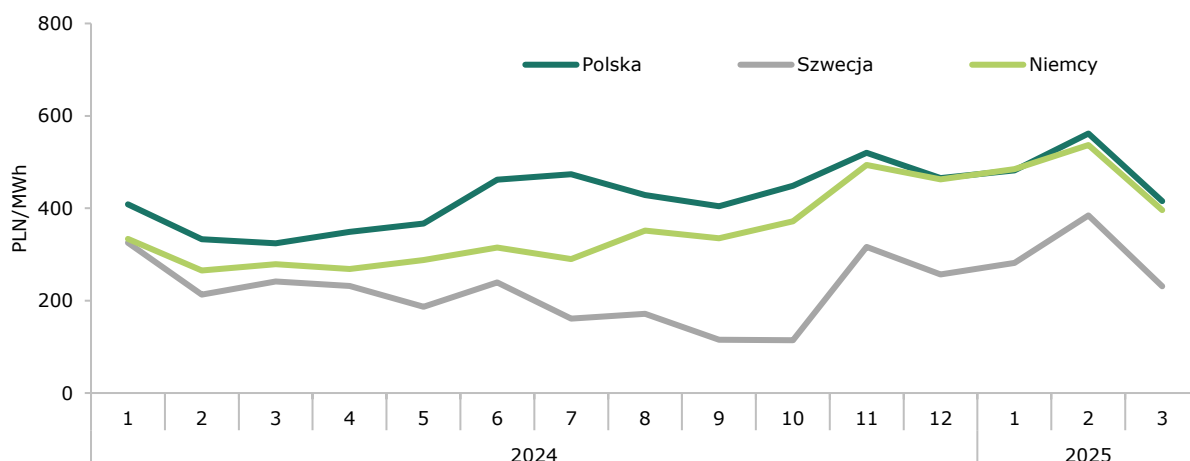
Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w I kwartale 2025 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,20).



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

<sup>4</sup> Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następny (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.

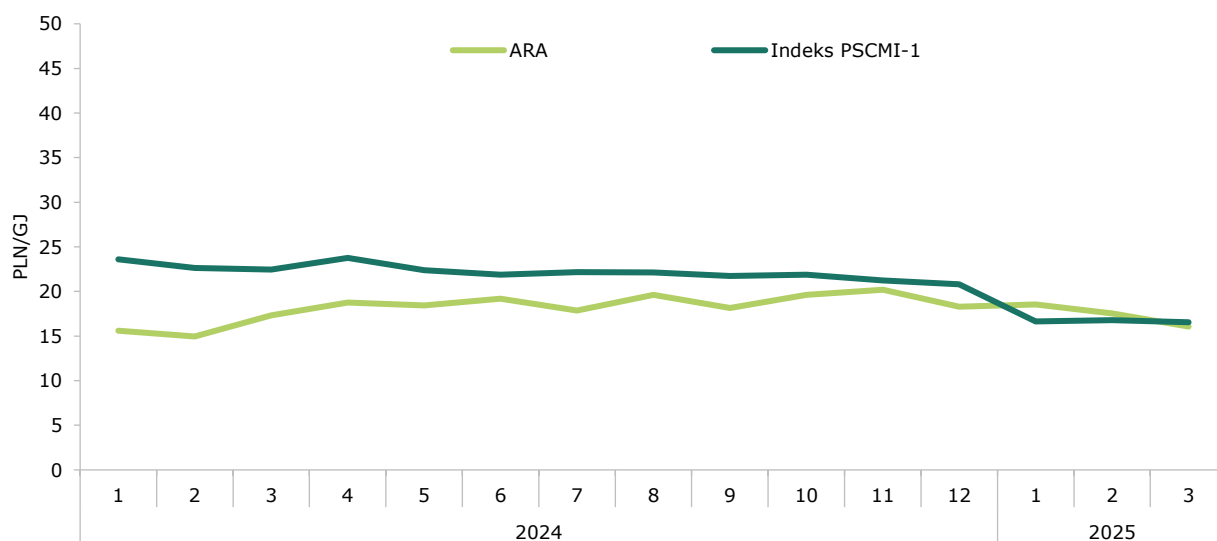
## Wykres: Ceny energii na RDN.



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

W I kwartale 2025 roku największy wzrost cen r/r odnotowano na Węgrzech (+253 PLN/MWh), w Czechach (+192 PLN/MWh) oraz w Niemczech (+180 PLN/MWh), z kolei spadki cen odnotowano w Finlandii (-107 PLN/MWh). Zróżnicowanie cen energii wynika z wyższego udziału odnawialnych źródeł energii w miksie wytwórczym 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, głównie wzrost udziału OZE w generacji.

## Wykres: Indeksy węglowe ARA vs PSCMI-1<sup>5</sup>.



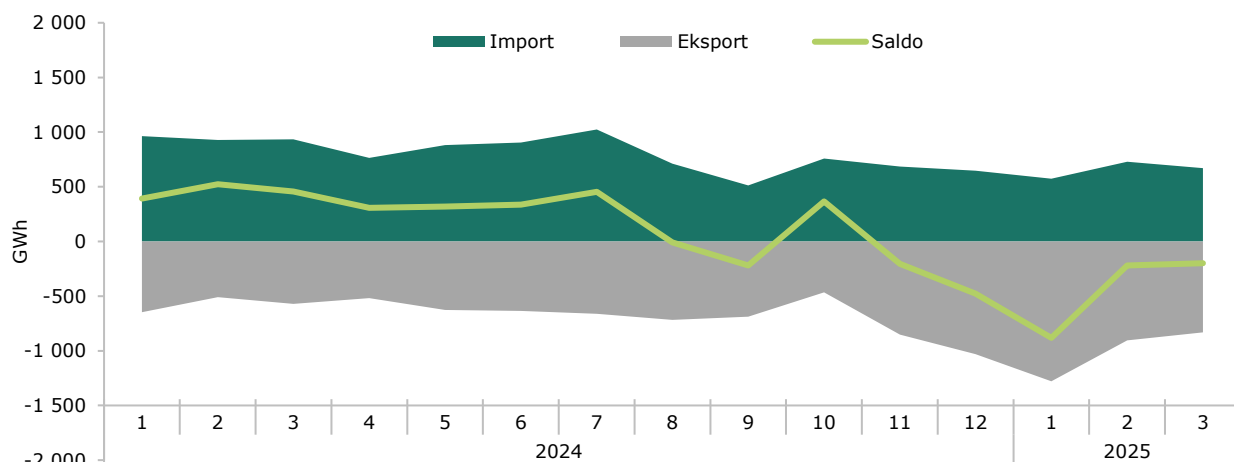
Źródło: ARP, Bloomberg (API21MON OECD Index), opracowanie własne.

<sup>5</sup> Porównanie ma charakter ilustracyjny. Indeksy ARA i PSCMI-1 różnią się metodologią: m.in. indeks ARA zawiera koszty ubezpieczenia i dostawy. PSCMI-1 – jest indeksem typu loco kopalnia, bez kosztów ubezpieczenia oraz kosztów dostawy. Inne są także standardy kaloryczności (ARA – 25,12 GJ/t vs. kaloryczność PSCMI-1 w przedziale 20-24 GJ/t). Ilustracja ma na celu porównanie trendu a nie absolutnego poziomu. Na potrzeby ilustracji indeks ARA przeliczony z USD/t na PLN/GJ.



## WYMIANA HANDLOWA

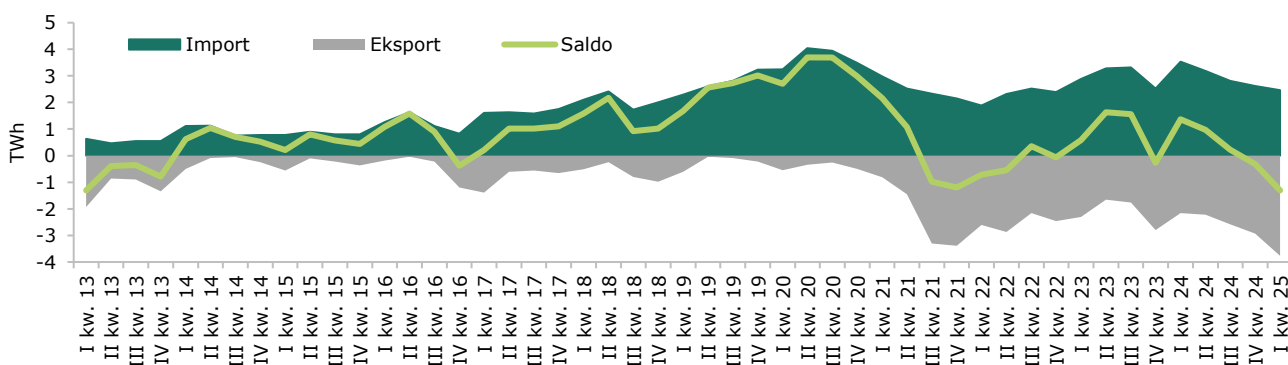
Wykres: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany handlowej w latach 2024-2025.



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

Zróżnicowanie importu/eksportu wynika z poziomu udziału odnawialnych źródeł energii w miksie technologicznym oraz z sytuacji na rynkach produktów powiązanych. W I kwartale 2025 roku Polska była eksporterem energii elektrycznej, co wynikało ze wzrostu mocy zainstalowanej w źródłach PV i generacji z tych źródeł. Eksport odbywał się przede wszystkim w godzinach przed i popołudniowych.

Wykres: Kwartalne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany handlowej w latach 2013-2025.



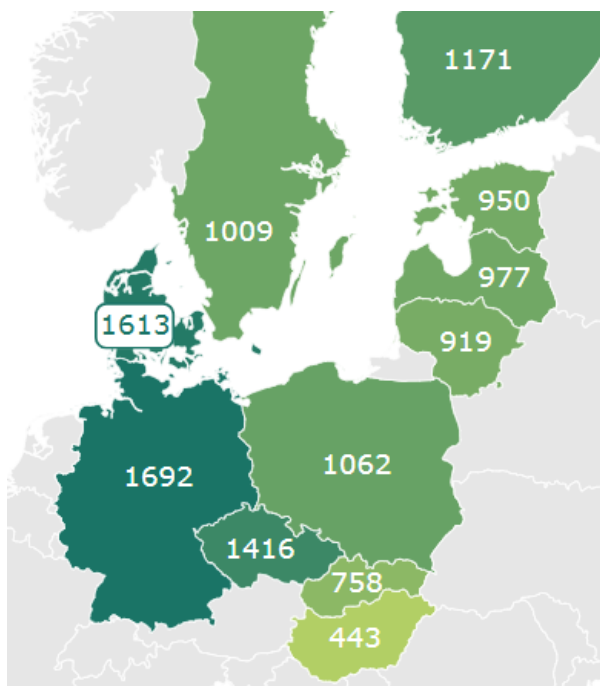
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

W I kwartale 2025 roku Polska była eksporterem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej było ujemne i wyniosło 1,3 TWh (import 2,5 TWh, eksport 3,8 TWh). Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał eksport do Słowacji (-1,9 TWh), Czech (-0,8 TWh) oraz do Niemiec (-0,7 TWh). Jednocześnie najwięcej importowaliśmy energii elektrycznej ze Szwecji (1,0 TWh), Niemiec (1,0 TWh) oraz Czech (0,2 TWh).

## RYNEK DETALICZNY

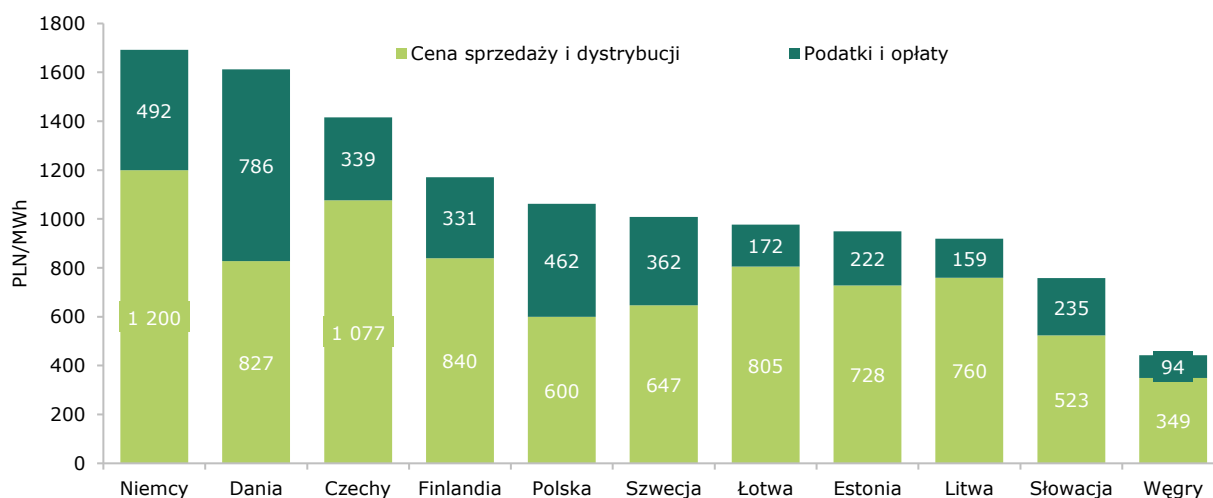
Zróżnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w UE zależy głównie od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej, systemu fiskalnego (podatki i opłaty), mechanizmów regulacji oraz systemów wsparcia w poszczególnych państwach. W II półroczu 2024 roku<sup>6</sup> dodatkowe obciążenia (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.

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2024 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,29 PLN).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Wykres: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2024 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,29 PLN).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

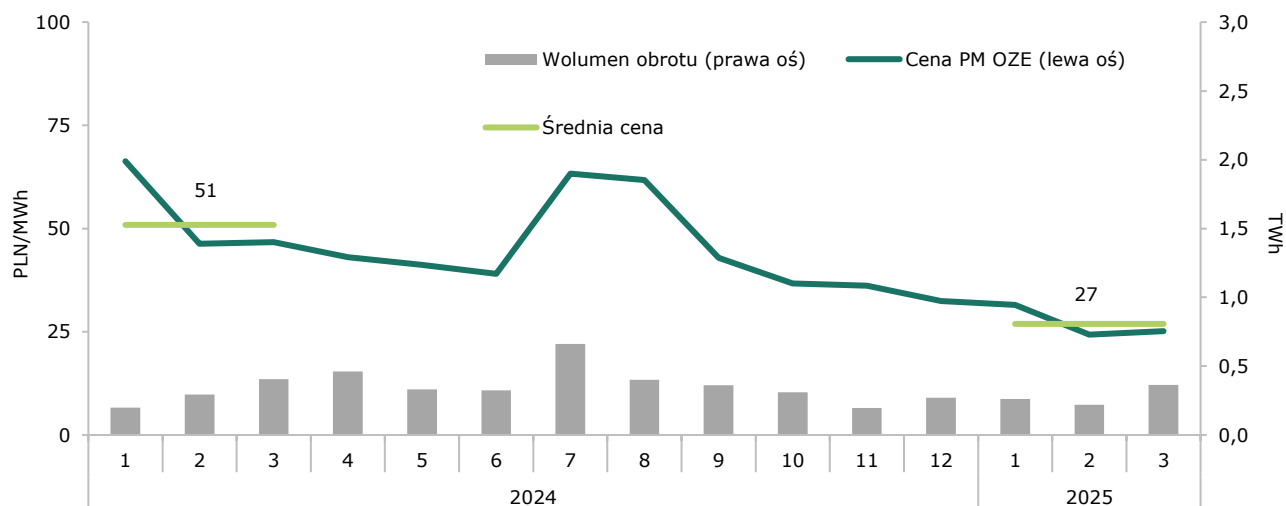
<sup>6</sup> Dane Eurostatu dot. rynku detalicznego publikowane są w okresach półrocznych.

Wraz ze zmianami na rynku oraz zmieniającą się strukturą wytwórczą Grupy, już nie tylko długoterminowe kontrakty ale zmienny rynek spot silnie oddziałuje na działalność handlową GK PGE. Zmiany cen paliw na rynkach światowych wpływają również na wartość cen sprzedaży w GK i rentowność z wykorzystania zapasów. Średnia zrealizowana cena hurtowa energii w 2025 roku wyniosła 504 PLN/MWh.

## 2.2.4. Ceny praw majątkowych

W I kwartale 2025 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks TGEoza) osiągnęła poziom 27 PLN/MWh i była o 47% niższa w porównaniu do ubiegłego roku. Pod koniec sierpnia 2024 roku Ministerstwo Klimatu i Środowiska (MKiŚ) opublikowało poziom obowiązku umorzenia PM (praw majątkowych) OZE na 2025 rok, który wynosi 8,5%.

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



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE.

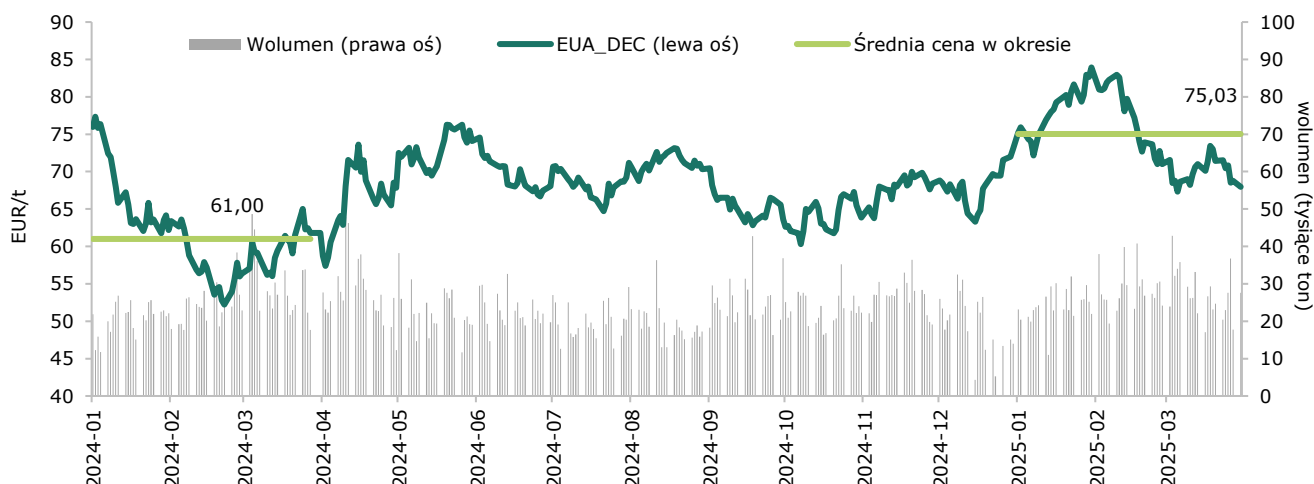
Spadek cen praw majątkowych wpłynął na niższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych OZE w Grupie PGE. Przychody ze sprzedaży praw majątkowych w Grupie PGE spadły r/r o 14 mln PLN (z poziomu 28 mln PLN w I kwartale 2024 roku do 14 mln PLN w I kwartale 2025 roku).

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

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

W I kwartale 2025 roku, średnia ważona notowań instrumentu wyniosła 75,03 EUR/t i była wyższa (o ok. 23%) od średniej ceny 61,00 EUR/t obserwowanej w I kwartale poprzedniego roku.

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



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

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

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

W przepisach krajowych w Ustawie o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych wprowadzony został dodatkowy warunek dotyczący wydawania uprawnień do emisji dla instalacji. W związku ze zmianą Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z 10 maja 2023 roku zmieniającej 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 2024 rok zostały przedłożone w terminie do 31 marca 2025 roku. Dalsze dostosowanie będzie korygowane w trakcie 2025 roku, tak aby odzwierciedlało wzrosty i spadki w wielkości produkcji wynikające ze zweryfikowanych raportów dotyczących poziomów działalności przedłożonych dla poszczególnych instalacji.

Tabela: Emisja CO<sub>2</sub> (tony).

	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Energia elektryczna i ciepła	15 380 144	14 615 800	5%

Tabela: Przydział uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (tony).

	2025	2024	Zmiana %
Energia ciepła	561 692	595 229	-6%

Od 2020 roku instalacjom należącym do GK PGE nie przysługuje przydział darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> z tytułu wytwarzania energii elektrycznej. Grupa uprawniona jest jedynie do darmowych uprawnień EUA na produkcję ciepła. W 2025 roku ilość przyznanych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> wyniosła ok. 562 tys. ton.

## 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 nocie 26.2 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.







### 2.4.1. Krajowe otoczenie regulacyjne

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK 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 ponosiły koszt ich utrzymywania poprzez opłatę gazową.	<b>6 maja 2025 roku</b> projekt wpłynął do Sejmu, projekt został skierowany do czytania w Komisji do Spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych.	Po wejściu w życie przepisów Grupa PGE, jako podmiot zobowiązany, uiszczać będzie opłatę gazową.
	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.	Projekt jest po etapie notyfikacji a przed podpisaniem przez MKiŚ.	Rozporządzenie wprowadzi kryteria jakościowo-wymiarowe drewna wykorzystywanego w sektorze energetycznym. Rozporządzenie ma istotne znaczenie dla sektora Ciepłownictwo.
	Rozporządzenie MKiŚ w sprawie maksymalnej ceny za energię elektryczną wytworzoną w MFW i wprowadzoną do sieci, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców.	Rozporządzenie określa maksymalną cenę za energię elektryczną wytworzoną w MFW i wprowadzoną do sieci za 1 MWh w ramach drugiej fazy systemu wsparcia. Wprowadzono podział na trzy grupy obszarów według kryterium odległości poszczególnych obszarów od linii brzegu morskiego oraz ustalono trzy poziomy cen: 485,71 PLN/MWh, 499,33 PLN/MWh oraz 512,32 PLN/MWh.	Rozporządzenie weszło w życie <b>15 stycznia 2025 roku.</b>	Rozporządzenie 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 ustawy znosi generalną zasadę 10H <sup>7</sup> , wprowadzając minimalną odległość 500 m od budynków mieszkalnych, parków narodowych oraz obszarów Natura 2000, dróg krajowych oraz zakaz lokalizowania elektrowni wiatrowych stanowiących przeszkody lotnicze. Projektowana regulacja wprowadza również regulacje dotyczące modernizacji istniejących instalacji wiatrowych. 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 doprecyzowuje przepisy regulujące kwestię rozliczeń z prosumentami.	<b>8 maja 2025 roku</b> odbyło się pierwsze posiedzenie podkomisji nadzwyczajnej ds. rozpatrzenia projektu ustawy.	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 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.
	Ustawa z dnia 24 stycznia 2025 roku o zmianie ustawy o Rynku Mocy.	Ustawa przewiduje 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.	<b>13 lutego 2025 roku</b> ustawa weszła w życie.	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.

<sup>7</sup>Zasada 10H - dziesięciokrotność wysokości elektrowni wiatrowej jako minimalna odległość nowej inwestycji od istniejących zabudowań mieszkalnych i form ochrony przyrody.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	Ustawa z 24 stycznia 2025 roku o zmianie ustawy o podatku od towarów i usług, ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw.	Ustawa 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 końca 2026 roku.	Art. 1 pkt 3 ustawy wszedł w życie <b>28 lutego 2025 roku.</b>	Przepis umożliwia przedłużenie mechanizmu odwrotnego obciążenia podatkiem VAT na energię elektryczną, gaz oraz emisję gazów cieplarnianych do 31 grudnia 2026 roku.
	Rozporządzenie MKiŚ z 30 października 2024 roku 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 weszło w życie <b>1 stycznia 2025 roku.</b>	Rozporządzenie wpływa na poziom przychodów z systemu wsparcia dla segmentu Ciepłownictwo w 2025 roku.
	Rozporządzenie MKiŚ z 30 października 2024 roku 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 weszło w życie <b>1 stycznia 2025 roku.</b>	Rozporządzenie wpływa na poziom przychodów z systemu wsparcia dla segmentu Ciepłownictwo w 2025 roku.
	Projekt ustawy o wyrobach azbestowych.	Projekt ustawy przewiduje wprowadzenie regulacji ustanawiających wyjątki od obowiązku usunięcia wyrobów zawierających azbest, poprzez możliwość ich zabezpieczenia w sposób trwały – przepisy te dotyczą m.in. użytkowanych podziemnych instalacji ciepłowniczych i elektroenergetycznych. Pozostawienie ich pod powierzchnią gruntu jest możliwe w przypadku, gdy ich usytuowanie nie naraża na działanie azbestu osoby obsługującej inne elementy uzbrojenia terenu, w szczególności, gdy są one położone poniżej.	<b>22 kwietnia 2025 roku</b> odbyła się konferencja uzgodnieniowa projektu, MKiŚ opublikowało zgłoszone uwagi.	Zmiany przewidziane w projekcie ustawy są korzystne dla segmentu Ciepłownictwo.
	Rozporządzenie Ministra Przemysłu z 24 grudnia 2024 roku zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowego wykazu paliw ciekłych, których wytwarzanie, magazynowanie lub przeładunek, przesyłanie lub dystrybucja, obrót, w tym obrót z zagranicą, wymaga koncesji oraz których przywóz wymaga wpisu do rejestru podmiotów przywożących.	Wejście w życie rozporządzenia powoduje konieczność zmiany koncesji na obrót paliwami ciekłymi, w związku ze zmianą wykazu paliw ciekłych.	Rozporządzenie weszło w życie <b>1 stycznia 2025 roku.</b>	Podmioty z GK PGE posiadające koncesję na obrót paliwami ciekłymi, która obejmuje zmieniane kody paliwa zostały zobowiązane do złożenia wniosku o zmianę koncesji w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie przepisów wprowadzających zmianę wykazu paliw ciekłych.
-	Projekt ustawy o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących oraz niektórych innych ustaw.	Projekt ustawy wprowadza dwie zmiany, które wpływają na proces budowy obiektów energetyki jądrowej, tj.: umożliwienie wydania pozwolenia na budowę inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej, także na taką część zamierzenia budowlanego, która nie może samodzielnie funkcjonować oraz umożliwienie uzyskania przez inwestora pozwolenia na budowę w zakresie wstępnych robót budowlanych.	Konsultacje publiczne zakończyły się <b>8 stycznia 2025 roku.</b> GK PGE zgłosiła uwagi do przedmiotowego projektu.	Rozwiązania zawarte w projekcie przyspieszą uzyskiwanie niezbędnych zgód oraz pozwoleń związanych z procesem budowy obiektów energetyki jądrowej, zmniejszając tym samym ewentualne ryzyko zmian przyjętego harmonogramu realizacji inwestycji.
	Ustawa z dnia 21 lutego 2025 roku o zmianie ustawy o Rynku Mocy.	Ustawa przewiduje wprowadzenie maksymalnie dwóch aukcji dogrywkowych na lata 2029 i 2030. Aukcje dogrywkowe zostaną przeprowadzone po zakończeniu aukcji głównych Rynku Mocy w przypadku, gdy wyniki rozstrzygniętej aukcji głównej nie zapewniają możliwości utrzymania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Do udziału w aukcjach dogrywkowych będą uprawnione takie same podmioty, jak w przypadku aukcji głównej.	Ustawa weszła w życie <b>18 marca 2025 roku.</b>	Zmiany przewidziane w projekcie ustawy są istotne dla segmentów: Energetyka Gazowa, Energetyka Konwencjonalna oraz Ciepłownictwo.
	Projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw wspierających bezpieczeństwo rzeki Odry w zakresie gospodarki wodnej.	Projekt ustawy przewiduje ustanowienie specjalnego cyklicznego przeglądu pozwoleń wodnoprawnych oraz pozwoleń zintegrowanych na wprowadzanie ścieków do wód na obszarze dorzecza Odry, odrębnego względem uregulowań Prawa wodnego oraz Prawa ochrony środowiska.	PGE S.A. zgłosiła uwagi w trakcie konsultacji publicznych projektu. Opublikowano stanowiska zgłoszone w ramach uzgodnień międzyresortowych.	Możliwy ewentualny wpływ regulacji na funkcjonowanie segmentów Energetyka Konwencjonalna i Ciepłownictwo, związany z koniecznością poniesienia kosztów dodatkowych inwestycji związanych z dostosowaniem działalności do wymogów ustawy.



Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii w MFW oraz niektórych innych ustaw.	Projekt ustawy wprowadza rozwiązania mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawy warunków inwestycyjnych dla projektów MFW. Należy zaliczyć do nich: zmiany w aukcyjnym systemie wsparcia morskiej energetyki wiatrowej, wprowadzenie możliwości otrzymywania rekompensat od Zarządcy Rozliczeń w przypadku rynkowego redysponowania MFW jako aktywną jednostką na rynku bilansującym, umożliwienie sprzedaży energii elektrycznej w okresie rozruchu technologicznego MFW, brak możliwości przejścia projektów objętych I fazą wsparcia do II fazy, wydłużenie terminu ważności PSZW <sup>8</sup> dla MFW oraz zespołu urządzeń wyprowadzających moc, określenie zasad obliczania rekompensat dla rybaków za utracone korzyści związane z budową, eksploatacją i likwidacją MFW, ponoszenie kosztów związanych z kompensacją negatywnego wpływu MFW na systemy obronności i bezpieczeństwa państwa.	Konsultacje publiczne zakończyły się <b>28 lutego 2025 roku</b> . PGE S.A. zgłosiła uwagi do projektu ustawy. <b>27 marca 2025 roku</b> opublikowano stanowiska zgłoszone w trakcie opiniowania, konsultacji publicznych i uzgodnień międzyresortowych.	Projekt ma kluczowe znaczenie dla segmentu Energetyka Odnawialna, ze względu na realizowane projekty inwestycyjne dotyczące MFW.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.	Projekt przewiduje wzmocnienie ochrony odbiorców energii elektrycznej oraz wprowadzenie dodatkowych narzędzi zachęcających odbiorców do zwiększenia aktywności na rynku, m.in. prawo do zawarcia przez odbiorcę końcowego więcej niż jednej umowy kompleksowej/sprzedaży energii elektrycznej jednocześnie oraz prawo do zawarcia przez odbiorcę końcowego umowy po stałej cenie energii elektrycznej, obowiązek dostarczenia przez sprzedawcę odbiorcy końcowemu krótkiej informacji o jego prawach oraz kluczowych warunkach umowy, zobowiązanie Prezesa URE do zapewnienia, aby sprzedawcy posiadali strategię ograniczającą ryzyka wynikające ze zmian hurtowych cen energii elektrycznej – „strategie zabezpieczające”, które będzie zatwierdzał Prezes URE w formie decyzji, wprowadzenie dodatkowej ochrony przed wstrzymywaniem dostaw energii elektrycznej odbiorcom dotkniętym ubóstwem energetycznym. Projekt obejmuje również optymalizację rozwiązań w zakresie przyłączy do sieci elektroenergetycznej oraz zawiera regulacje, których celem jest zwiększenie przejrzystości transakcji zawieranych na rynkach energii oraz uszczelnienie mechanizmów służących zapobieganiu manipulacjom na hurtowym rynku energii.	PGE S.A. zgłosiła uwagi w trakcie konsultacji publicznych projektu.	Przepisy projektu ustawy będą miały istotny wpływ na działalność gospodarczą prowadzoną przez spółki we wszystkich segmentach GK PGE.
	Projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii (CSIRE).	Projekt ustawy wprowadza możliwość etapowego przystępowania poszczególnych kategorii użytkowników rynku energii do realizacji zadań za pośrednictwem CSIRE. Proces ten ma się odbywać w zależności od wielkości podmiotu – począwszy od lipca 2025 roku do października 2026 roku. Ponadto projekt zapewnia utrzymanie terminu wdrożenia przepisów dotyczących prosumenta wirtualnego (2 lipca 2025 roku), przy umożliwieniu jego funkcjonowania w okresie przejściowym do 19 października 2026 roku na terenie tego samego OSD.	Projekt skierowany do I czytania w Komisji do Spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych.	Projekt ma istotne znaczenie dla segmentu Dystrybucja oraz Obrót ze względu na konieczność zapewnienia niezbędnego czasu na przeprowadzenie wymaganych zmian i testów w systemach współpracujących z CSIRE oraz na przygotowanie organizacji uczestników rynku do nowego modelu i przeprowadzenia migracji danych do CSIRE.
	Rozporządzenie MKiŚ z 29 kwietnia 2025 roku w sprawie parametrów aukcji dogrywkowej dla roku dostaw 2029.	Projektowane rozporządzenie ma na celu określenie parametrów aukcji dogrywkowej dla roku dostaw 2029, która zostanie przeprowadzona w 2025 roku.	Projekt wszedł w życie <b>30 kwietnia 2025 roku</b> .	Rozporządzenie ma znaczenie dla segmentów Energetyka Konwencjonalna i Ciepłownictwo.
 	Projekt ustawy o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych ustaw.	Projekt ma na celu wdrożenie do prawa krajowego dyrektywy 2023/959 zmieniającej dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz rozporządzenia 2023/857 zmieniającego rozporządzenie 2018/842 ws. wiążących rocznych redukcji emisji gazów cieplarnianych przez państwa członkowskie od 2021 roku do 2030 roku, przyczyniających się do działań na rzecz klimatu, w celu	Konsultacje publiczne trwały do <b>9 maja 2025 roku</b> .	Z uwagi na zakres materii objętej projektem ustawy, projekt ma znaczenie dla segmentów Ciepłownictwo oraz Energetyka Konwencjonalna.

<sup>8</sup> PSZW - pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp.



Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
		wywiązania się z zobowiązań wynikających z porozumienia paryskiego, m.in. nowe zasady dostosowania przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji dla niektórych instalacji w latach 2026–2030, wprowadzone dyrektywą 2023/959. Projekt wprowadza również do ustawodawstwa krajowego mechanizm CBAM <sup>9</sup> , zasady zwrotu nadmiarowo wydanych uprawnień oraz nowelizuje przepisy w zakresie Krajowego systemu wdrażania Funduszu Modernizacyjnego.	PGE S.A. zgłosiła uwagi w trakcie konsultacji publicznych.	

<sup>9</sup> CBAM - Carbon Border Adjustment Mechanism (Mechanizm Dostosowywania Cen na Granicach z uwzględnieniem Emisji CO<sub>2</sub>) - unijny system mający na celu wyrównanie ceny emisji dwutlenku węgla dla produktów krajowych i importowanych.










## 2.4.2. Zagraniczne otoczenie regulacyjne

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	Dyrektywa 2003/87/WE ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz powiązane regulacje.	Przeciwdziałanie zmianom klimatu. Stworzenie poprzez odpowiedni sygnał cenowy CO <sub>2</sub> zachęt inwestycyjnych do rozwijania źródeł niskoemisyjnych.	<b>4 kwietnia 2024 roku</b> opublikowano zmianę rozporządzenia delegowanego dot. zasad przydziału bezpłatnych uprawnień. KE pracowała 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 dodatkowych uprawnień dla ciepłownictwa). <b>W marcu 2025 roku</b> akt zostały przyjęty. <b>W kwietniu 2025 roku</b> KE rozpoczęła konsultacje publiczne dot. Funduszu Modernizacyjnego, Funduszu Innowacyjnego oraz przeglądu dyrektywy 2003/87/WE.	Poprawa konkurencyjności źródeł odnawialnych, w porównaniu do jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwa wysokoemisyjne. Wzrost kosztów operacyjnych konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Możliwe wsparcie inwestycyjne w ramach Funduszu Modernizacyjnego i Funduszu Innowacyjnego oraz uzyskanie dodatkowej bezpłatnej alokacji uprawnień dla ciepłownictwa systemowego (w tym zapewnienie corocznej alokacji w trakcie realizacji inwestycji).
	Wieloletnie Ramy Finansowe po 2027 roku.	Ustanowienie nowych unijnych Wieloletnich Ram Finansowych na okres po 2027 roku.	<b>12 lutego 2025 roku</b> KE rozpoczęła konsultacje publiczne dotyczące kolejnych Wieloletnich Ram Finansowych. Konsultacje te trwały do <b>6 maja 2025 roku</b> .	Pozyskiwanie funduszy UE na inwestycje przez GK PGE.
	Komunikat Komisji ws. projektu nowych ram pomocy państwa na rzecz wsparcia Czystego Ładu Przemysłowego (Clean Industry State Aid Framework – CISAF).	Poprawa konkurencyjności europejskiego przemysłu, w tym podejmowane działania na rzecz obniżania cen energii.	<b>11 marca 2025 roku</b> KE przekazała do konsultacji projekt Komunikatu ws. nowych ram pomocy państwa na rzecz wsparcia Czystego Ładu Przemysłowego, zawierający kryteria, które Komisja będzie stosować przy ocenie środków pomocy państwa, planowanych do podjęcia przez państwa członkowskie aby przyczynić się do realizacji celów Czystego Ładu Przemysłowego. Konsultacje zakończyły się <b>25 kwietnia 2025 roku</b> . Opublikowanie finalnej wersji Komunikatu zaplanowane zostało na <b>czerwiec 2025 roku</b> .	Poprawa konkurencyjności źródeł odnawialnych, magazynów energii elektrycznej i ciepła. Usprawnienie pozyskiwania wsparcia dla jednostek wytwórczych w ramach mechanizmu rynku mocy.
	Komunikat KE (COM(2024)63) - Europejski cel klimatyczny na rok 2040 i droga do neutralności klimatycznej do roku 2050 (cel na rok 2040).	Wyznaczenie celu pośredniego na drodze do osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 roku (zgodnie z wymogiem Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady 2021/1119 w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej – Europejskie prawo o klimacie).	<b>6 lutego 2024 roku</b> KE opublikowała komunikat w sprawie celu na 2040 rok, wynoszący 90% redukcji emisji w porównaniu z 1990 rokiem. Propozycja legislacyjna dot. implementacji celu na 2040 rok do Europejskiego prawa o klimacie miała zostać przedstawiona przez KE <b>w lutym 2025 roku</b> . Prawdopodobnie nastąpi to jednak <b>w połowie 2025 roku</b> .	Szybsza dekarbonizacja i rozwój OZE w perspektywie do 2040 roku. Kluczowe rozwiązania będą zależeć od kształtu legislacji wdrażającej nowy cel.
	Rozporządzenie Omnibus	Zmniejszenie obciążeń sprawozdawczych i regulacyjnych, co ma pozwolić firmom skuteczniej przyczynić się do realizacji celów UE w zakresie zrównoważonego rozwoju, jednocześnie zachowując konkurencyjność gospodarki UE.	<b>26 lutego 2025 roku</b> KE opublikowała pierwszy pakiet propozycji w ramach tzw. rozporządzenia Omnibus, które ma na celu konsolidację, uproszczenie, likwidację niezgodności i uspołnienie rozporządzenia o Taksonomii UE, dyrektywy o sprawozdawczości przedsiębiorstw w należytej staranności przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju (CSDDD). Propozycje te obejmują: zmianę daty stosowania CSRD i CSDDD; propozycje zmian przepisów CSRD i CSDDD oraz propozycje zmian do aktów delegowanych pod rozporządzeniem o Taksonomii UE.	Propozycja rozporządzenia Omnibus wprowadza korzystne zmiany w odniesieniu do CSRD, CSDDD i Taksonomii UE, zmniejszając obciążenia sprawozdawcze i regulacyjne, w tym ograniczając liczbę danych zbieranych i publikowanych co roku, jak też upraszczając wymogi sprawozdawcze. Oznacza to prostsze i bardziej efektywne ramy prowadzenia działalności biznesowej.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	Dyrektywa 2025/794 w sprawie zmiany dyrektywy (UE) 2022/2464 i (UE) 2024/1760 w odniesieniu do dat, od których państwa członkowskie mają stosować niektóre wymogi dotyczące sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju i niektóre wymogi w zakresie należytej staranności przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju.	Przesunięcie daty stosowania CSRD o 2 lata w stosunku do dużych przedsiębiorstw nieobjętych jeszcze tą dyrektywą (nowa data stosowania to <b>1 stycznia 2027 roku</b> ) oraz do małych i średnich przedsiębiorstw będących jednostkami interesu publicznego (nowa data stosowania to <b>1 stycznia 2028 roku</b> ). Przesunięcie daty stosowania CSDDD dla największych przedsiębiorstw z <b>26 lipca 2027 roku</b> na <b>26 lipca 2028 roku</b> . Zmiana daty transpozycji CSDDD do porządków krajowych z <b>26 lipca 2026 roku</b> na <b>26 lipca 2027 roku</b> .	Dyrektywa 2025/794 została przyjęta w specjalnym trybie przyspieszonego procedowania w PE ( <b>3 kwietnia 2025 roku</b> ) i w Radzie ( <b>14 kwietnia 2025 roku</b> ), a następnie opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE <b>16 kwietnia 2025 roku</b> . Dyrektywa weszła w życie następnego dnia po publikacji. Państwa członkowskie powinny transponować dyrektywę do krajowych porządków prawnych do <b>31 grudnia 2025 roku</b> .	Nowa regulacja wprowadza korzystną zmianę w odniesieniu do CSDDD poprzez przesunięcie daty stosowania tej dyrektywy o rok, tj. z <b>26 lipca 2027 roku</b> na <b>26 lipca 2028 roku</b> .
	Dyrektywa 2014/65/UE w sprawie rynków instrumentów finansowych (MiFID) i regulacje powiązane.	Zapewnienie prawidłowego funkcjonowania rynków towarowych instrumentów pochodnych, odgrywających ważną rolę dla stabilności gospodarki UE, a w odniesieniu do rynków instrumentów pochodnych na energię, dla przystępności cenowej energii i efektywnego funkcjonowania tego rynku.	Na podstawie regulacji zawartych w dyrektywie MiFID KE jest zobowiązana przeprowadzić ocenę rynków towarowych instrumentów pochodnych (w tym na energię). W okresie <b>26 luty - 23 kwietnia 2025 roku</b> trwały dedykowane konsultacje KE ws. przeglądu funkcjonowania rynków towarowych instrumentów pochodnych i niektórych aspektów dotyczących rynków spot dla energii.	W wyniku przeprowadzonych konsultacji KE może przedstawić propozycje modyfikacji obowiązujących regulacji, jeśli uzna to za zasadne.

## 3. Działalność GK PGE oraz segmentów działalności

### 3.1. Podstawowe dane operacyjne GK PGE

Podstawowe dane operacyjne GK PGE							
	<b>Energetyka Odnawialna</b>	<b>Energetyka Gazowa</b>	<b>Energetyka Konwencjonalna</b>	<b>Ciepłownictwo</b>	<b>Dystrybucja</b>	<b>Energetyka Kolejowa</b>	<b>Obrót</b>
<b>Kluczowe aktywa segmentu</b>	21 farm wiatrowych 50 elektrowni fotowoltaicznych 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	1 elektrownia gazowa	5 elektrowni konwencjonalnych 2 kopalnie węgla brunatnego	16 elektrociepłowni	304,3 tys. km linii dystrybucyjnych	18,4 tys. km linii dystrybucyjnych	-
<b>Moc zainstalowana energia elektryczna/ energia cieplna</b>	2 661 MWe/-	1 366 MWe <sup>1</sup> /-	12 392 MWe/958 MWt	2 477 MWe/6 146 MWt	-	-	-
<b>Wolumeny energii elektrycznej</b>	Produkcja energii elektrycznej netto 0,75 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 0,98 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 11,38 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 2,97 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 9,62 TWh <sup>1</sup>	Dystrybuowana energia elektryczna 1,13 TWh; Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 0,79 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 7,77 TWh <sup>2</sup>
<b>Wolumeny energii cieplnej</b>	-	-	Produkcja ciepła netto 1,14 PJ	Produkcja ciepła netto 20,19 PJ	-	-	-
<b>Pozycja Rynkowa</b>	GK PGE jest największym producentem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Polsce 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

<sup>1</sup> Dane dotyczą PGE Dystrybucja S.A.

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

## KLUCZOWE DANE OPERACYJNE GK PGE

Tabela: Kluczowe dane operacyjne.

Kluczowe dane operacyjne	Jedn.	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Produkcja energii elektrycznej netto	TWh	16,08	14,60	10%
w tym produkcja OZE	TWh	0,67	0,89	-25%
Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE	TWh	17,60	17,25	2%
Sprzedaż energii do odbiorców finalnych <sup>1</sup>	TWh	8,56	9,12	-6%
Produkcja ciepła	PJ	21,33	20,30	5%
Sprzedaż ciepła	PJ	20,86	19,93	5%
Dystrybucja energii elektrycznej	TWh	10,75	10,68	1%

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

## BILANS ENERGII GK PGE

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

Wolumen sprzedaży	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
A. Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, w tym:	17,60	17,25	2%
Sprzedaż do odbiorców finalnych <sup>1</sup>	8,56	9,12	-6%
Sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym	9,04	8,13	11%
B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)	2,61	3,96	-34%
C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE	16,08	14,60	10%
D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)	1,09	1,31	-17%

<sup>1</sup> Sprzedaż realizowana głównie przez PGE Obrót S.A. oraz segment Energetyka Kolejowa.

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

Wyższa sprzedaż energii na rynku hurtowym i bilansującym to efekt wyższej produkcji z jednostek konwencjonalnych w GK PGE, co było spowodowane niższą generacją wiatrową. Natomiast 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.

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej netto (TWh).

Wolumen produkcji	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
<b>PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:</b>	<b>16,08</b>	<b>14,60</b>	<b>10%</b>
Elektrownie opalane węglem brunatnym	8,51	7,63	12%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	2,86	3,09	-7%
w tym współspalanie biomasy	0,01	0,01	0%
Elektrownie gazowe	0,98	0,03	> 1 000%
Elektrociepłownie węglowe	1,36	1,24	10%
Elektrociepłownie gazowe	1,52	1,41	8%
Elektrociepłownie biomasowe	0,08	0,10	-20%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,01	0,01	0%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,19	0,32	-41%
Elektrownie wodne	0,09	0,17	-47%
Elektrownie wiatrowe	0,45	0,59	-24%
Elektrownie fotowoltaiczne	0,03	0,01	200%
w tym produkcja OZE	0,67	0,89	-25%

Poziom produkcji energii elektrycznej w I kwartale 2025 roku ukształtował się na poziomie wyższym o 10% w porównaniu do I kwartału 2024 roku.

Wyższy poziom produkcji energii elektrycznej w GK PGE wynika głównie z pełnego okresu pracy bloków w Elektrowni Gryfino Dolna Odra oraz wyższej produkcji w jednostkach konwencjonalnych opalanych węglem brunatnym w efekcie niższej wietrzności, zarówno w kraju jak i poza granicami.

Wyższa produkcja w Elektrowni Gryfino Dolna Odra (wzrost o 1,0 TWh) wynika z niskiej bazy I kwartału 2024 roku (w I kwartale 2024 roku blok nr 9 pozostawał w rozruchu, natomiast blok nr 10 nie był jeszcze zsynchronizowany z KSE).

Wyższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (wzrost o 0,9 TWh) wynika z wyższej produkcji w Elektrowni Bełchatów (wzrost o 0,8 TWh) oraz w Elektrowni Turów (wzrost o 0,1 TWh). Łącznie bloki tych elektrowni w I kwartale 2025 roku pozostawały krócej w rezerwie o 2 616 h oraz w remontach o 645 h.

Wyższa produkcja w elektrociepłowniach węglowych i elektrociepłowniach gazowych (łącznie wzrost o 0,2 TWh) jest efektem wyższej produkcji energii w skojarzeniu z ciepłem ze względu na warunki pogodowe (niższe średnie temperatury).

Wyższa produkcja w elektrowniach fotowoltaicznych (wzrost o 0,02 TWh) wynika z przyrostu mocy zainstalowanej.

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (łącznie spadek o 0,2 TWh): niższa produkcja miała miejsce w Elektrowni Rybnik (spadek o 0,2 TWh) i Elektrowni Dolna Odra (spadek o 0,2 TWh). Powyższe spadki produkcji zostały w części skompensowane przez wyższą produkcję w Elektrowni Opole (wzrost o 0,2 TWh). Niższa produkcja w Elektrowni Rybnik wynika z dłuższego czasu postoju bloków tej elektrowni w rezerwie o 1 617 h, natomiast niższa produkcja w Elektrowni Dolna Odra to efekt dłuższego czasu postoju bloków tej elektrowni w remontach o 2 911 h (remont bieżący bloku nr 5, który rozpoczął się w grudniu 2024 roku).

Niższa produkcja w ESP (spadek o 0,1 TWh) wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w I kwartale 2025 roku były w mniejszym stopniu wykorzystywane przez PSE S.A.

Niższa produkcja w elektrowniach wodnych wynika z gorszych warunków hydrologicznych w I kwartale 2025 roku.

Niższa produkcja w elektrowniach wiatrowych wynika z gorszej wietrzności w I kwartale 2025 roku.

Produkcja w elektrociepłowniach biomasowych utrzymała się na poziomie zbliżonym do okresu porównywalnego.

#### PRODUKCJA CIEPŁA

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła netto (PJ).

Wolumen produkcji ciepła	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
<b>Produkcja ciepła netto w PJ</b>	<b>21,33</b>	<b>20,30</b>	<b>5%</b>
Elektrownie opalane węglem brunatnym	0,89	0,88	1%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,25	0,24	4%
Elektrociepłownie węglowe	14,47	14,65	-1%
Elektrociepłownie gazowe	4,58	3,41	34%
Elektrociepłownie biomasowe	0,81	0,81	0%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,07	0,03	133%
Elektrociepłownie pozostałe	0,26	0,28	-7%

Główny wpływ na wyższy poziom produkcji ciepła netto w I kwartale 2025 roku r/r miała temperatura zewnętrzna. Średnie temperatury w 2025 roku były niższe o 1,5°C r/r, co przełożyło się na wyższą produkcję ciepła.

#### SPRZEDAŻ CIEPŁA

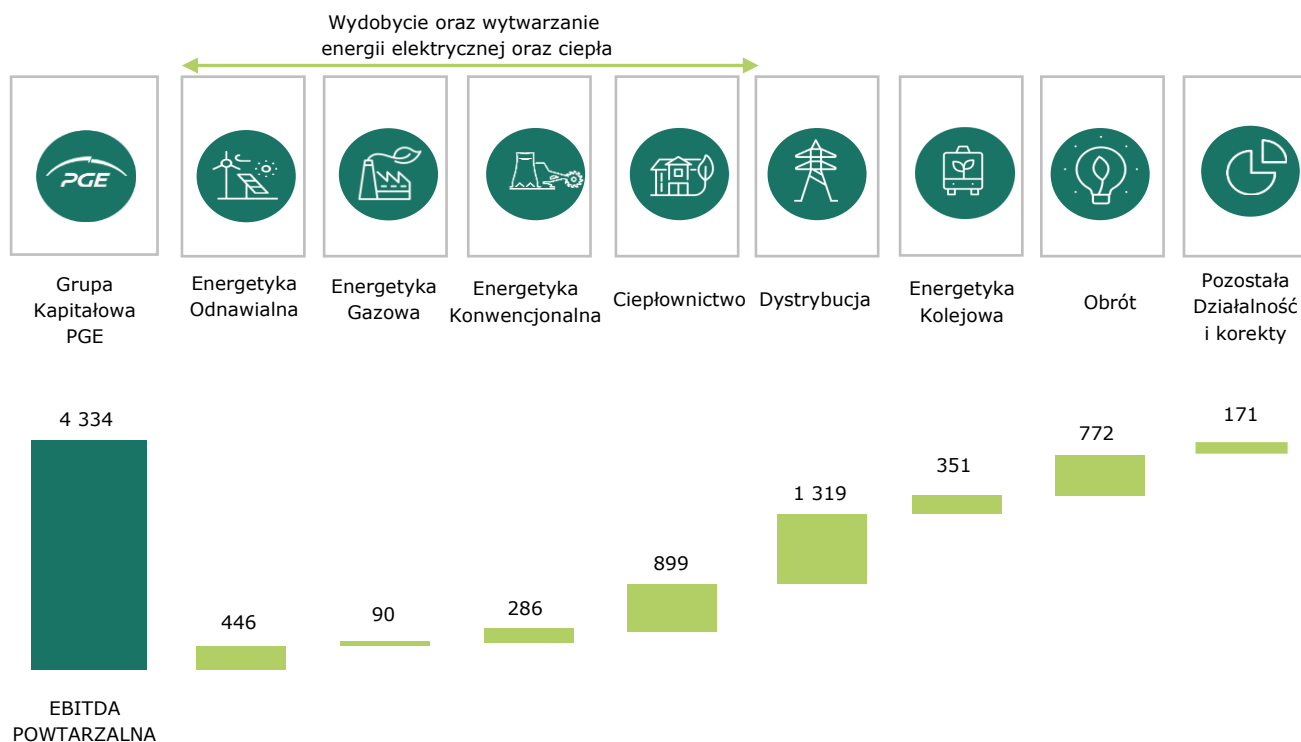
Na powyższy wynik wpływ miało głównie wyższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane niższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi w porównaniu do 2024 roku. W I kwartale 2025 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 20,9 PJ i był wyższy o 0,9 PJ r/r.

## 3.2. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE

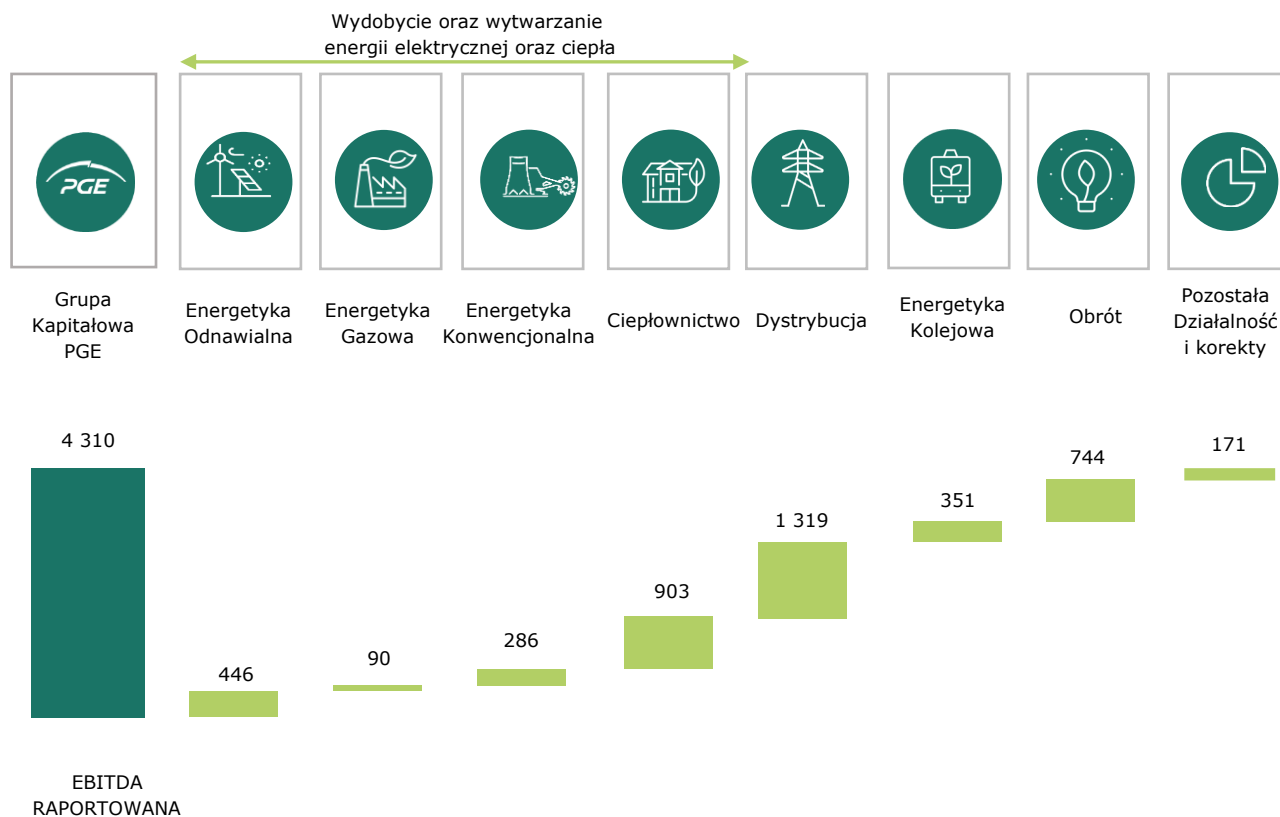
Najlepszym miernikiem oceny rentowności i poziomu zyskowności spółek z branży energetycznej jest wynik EBITDA powtarzalna. Jest to wynik przed potrąceniem kosztów amortyzacji, podatków dochodowych oraz działalności finansowej, w tym odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych. EBITDA umożliwia 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 I kwartał 2025 roku mają segmenty: Dystrybucja (30%), Ciepłownictwo (21%), Obrót (18%), Energetyka Odnawialna (10%) oraz Energetyka Kolejowa (8%). Pozostałe segmenty mają nieznaczny udział w wyniku.

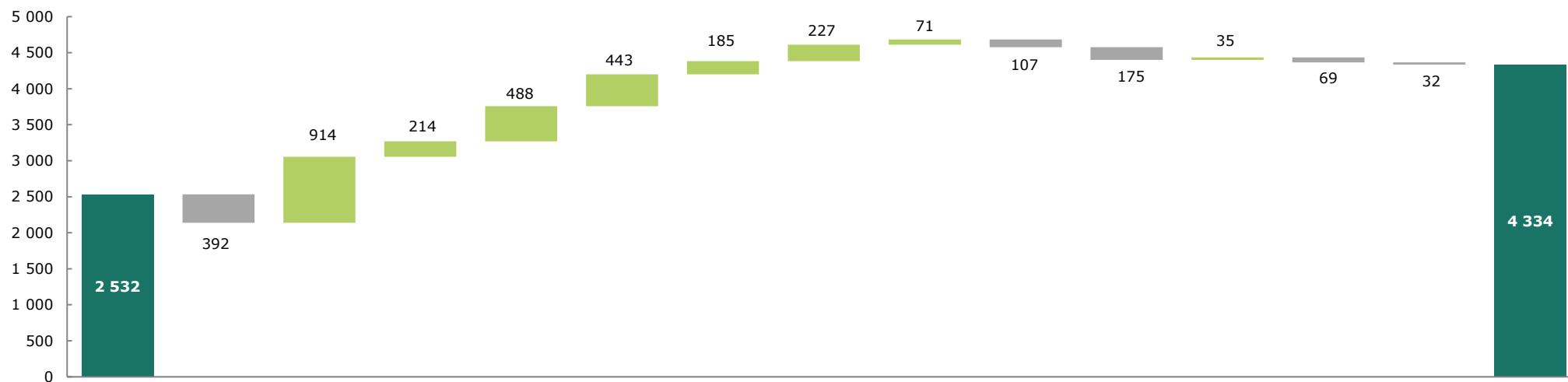
Wykres: EBITDA powtarzalna GK PGE (mln PLN)



Wykres: EBITDA raportowana GK PGE (mln PLN)



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



Odchylenie	-392	914	214	488	443	185	227	71	-107	-175	35	-69	-32	
EBITDA raportowana I kw. 2024	2 536													
Zdarzenia jednorazowe I kw. 2024	4													
EBITDA powtarzalna I kw. 2024	2 532	8 413	5 747	2 748	836	1 178	1 890	1 770	222	1 995	209	365	369	786
EBITDA powtarzalna I kw. 2025		8 021	4 833	2 534	1 324	621	2 075	1 997	151	2 102	34	400	300	818
Zdarzenia jednorazowe I kw. 2025														
EBITDA raportowana I kw. 2025														4 334
														-24
														4 310

<sup>1</sup> Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej pomniejszony o koszt zakupu energii elektrycznej oraz koszty związane bezpośrednio z wytwarzaniem e.e.; dane za I kwartał 2024 roku dostosowano do obecnie stosowanego sposobu liczenia.

<sup>2</sup> Z uwzględnieniem przychodów z tytułu usług bilansujących.

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

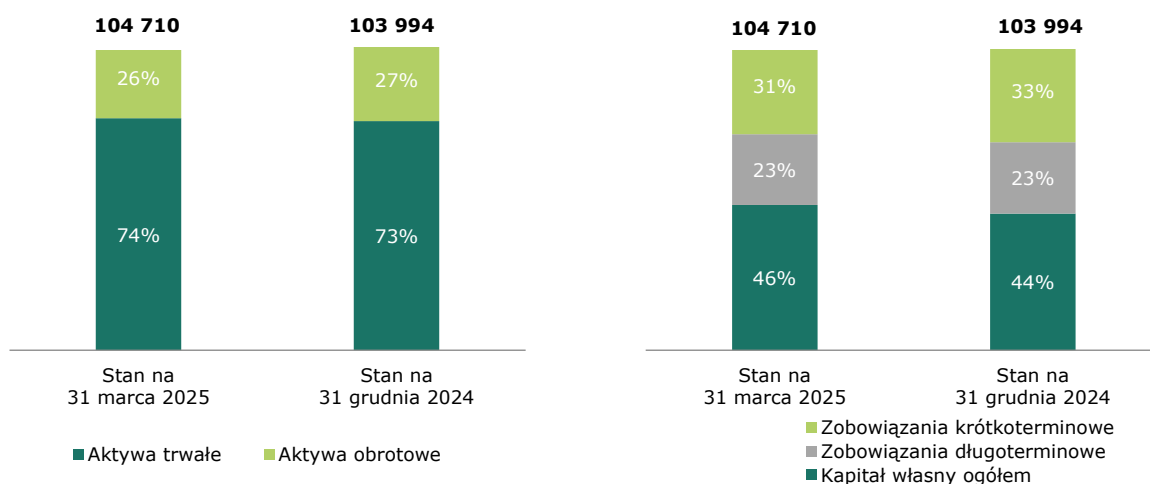
<sup>4</sup> Z uwzględnieniem rekompensat.

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

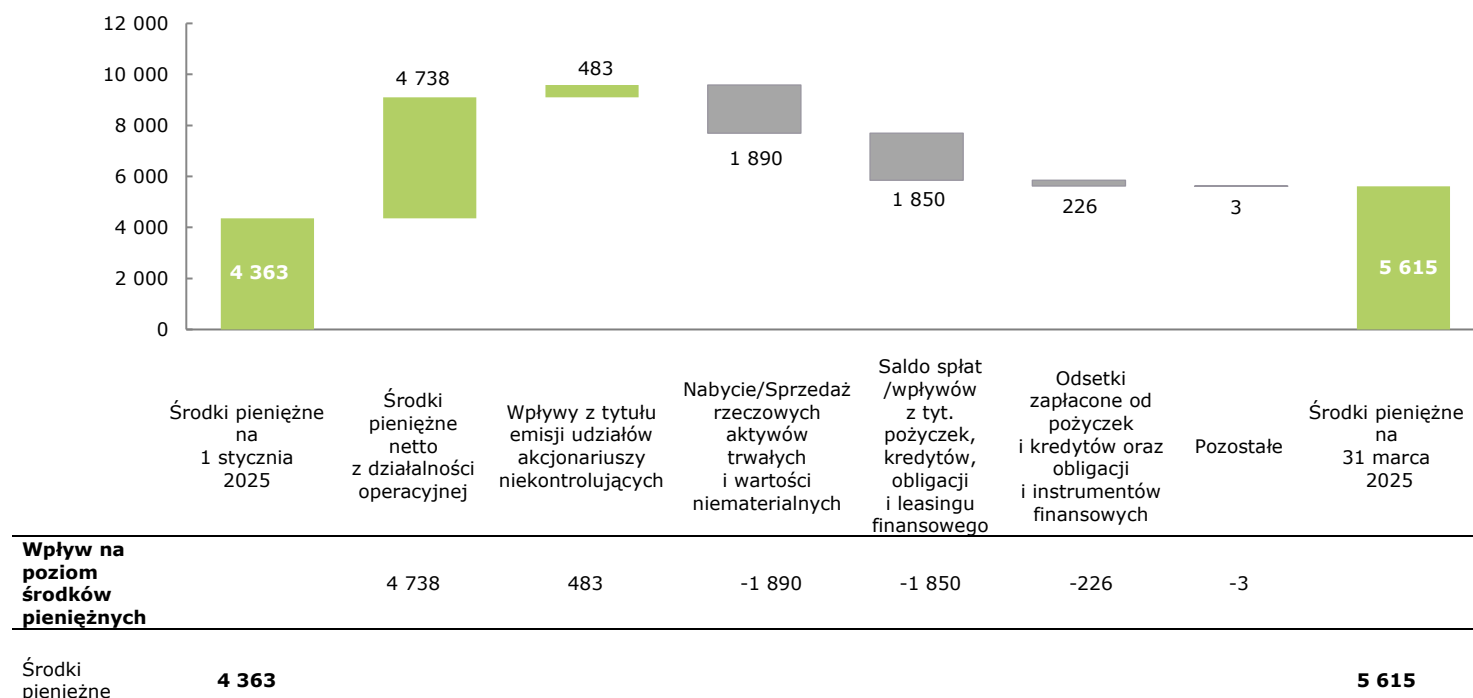
<sup>6</sup> Z uwzględnieniem przychodów z tytułu rekompensat.

<sup>7</sup> Bez uwzględnienia rekompensat KDT oraz korekty odpisu na Fundusz WRC (zdarzenia jednorazowe).

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

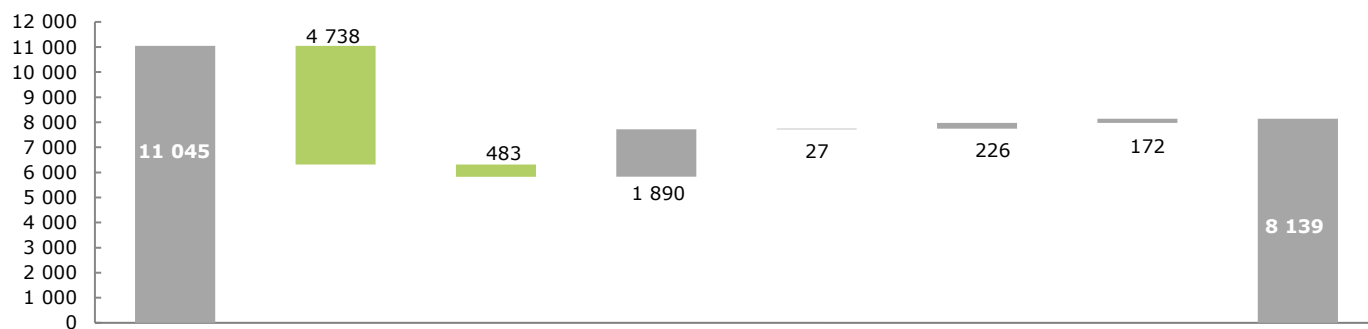


Wykres: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).





Wykres: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).

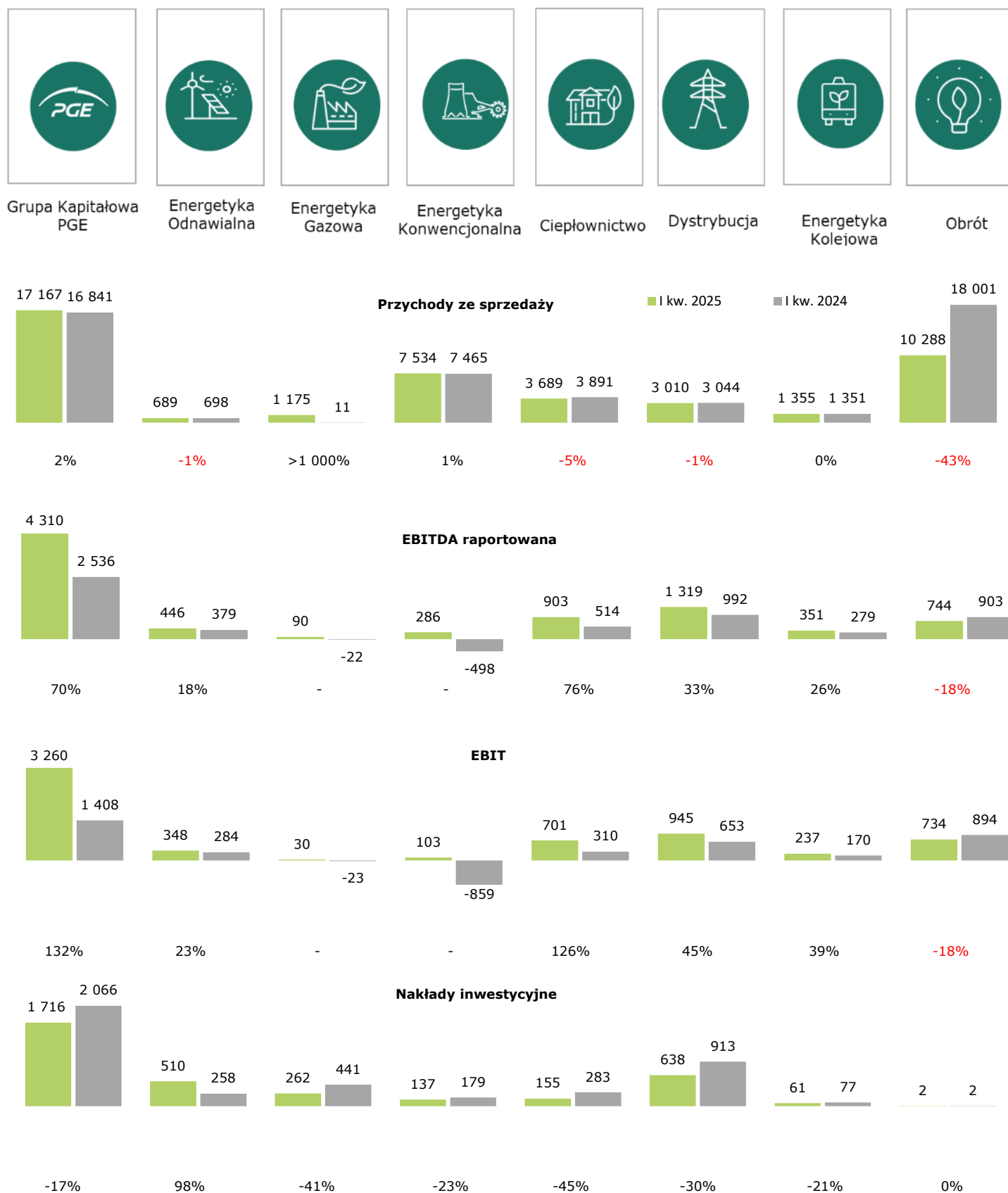


	Zadłużenie finansowe netto 31 grudnia 2024	Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	Wpływy z tytułu emisji udziałów akcjonariuszy niekontrol.	Nabycie/Sprzedaż rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerial.	Zmiana wartości środków o ograniczonej możliwości dyspon.	Obsługa zadłużenia - odsetki	Pozostałe	Zadłużenie finansowe netto 31 marca 2025
<b>Wpływ na poziom zadłużenia netto</b>		-4 738	-483	1 890	27	226	172	
Zadłużenie finansowe netto	<b>11 045</b>							<b>8 139</b>

<sup>1</sup> Szacunkowy poziom ekonomicznego zadłużenia netto (uwzględniający przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>) wynosi 16 633 mln PLN.

### 3.3. Charakterystyka segmentów działalności

#### 3.3.1. Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności



### 3.3.2. Segment działalności - Energetyka Odnawialna

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz w elektrowniach szczytowo-pompowych. Ponadto w strukturach segmentu są spółki zajmujące się budową magazynów energii elektrycznej.



# Energetyka Odnawialna

Główne pozycje przychodowe	mln PLN
Sprzedaż energii elektrycznej	399
Regulacyjne usługi systemowe	142
Rynek Mocy	97
Sprzedaż praw majątkowych	40

<b>Produkcja energii elektrycznej</b>	<b>0,75 TWh</b>
---------------------------------------	-----------------

Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Amortyzacja	98
Koszty osobowe	61
Usługi obce	56
Zużycie energii	52
w tym energia na potrzeby pompowania	51
Podatki i opłaty	20
w tym podatek od nieruchomości	19

Główne pozycje wynikowe	mln PLN
EBIT	348
EBITDA	446

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 (RUS). 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 bilansujące wchodzi w przychody z tytułu świadczenia RUS.

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.

## 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,
- 50 elektrowni fotowoltaicznych,
- 29 elektrowni wodnych przepływowych,
- 4 elektrownie wodne szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym.

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

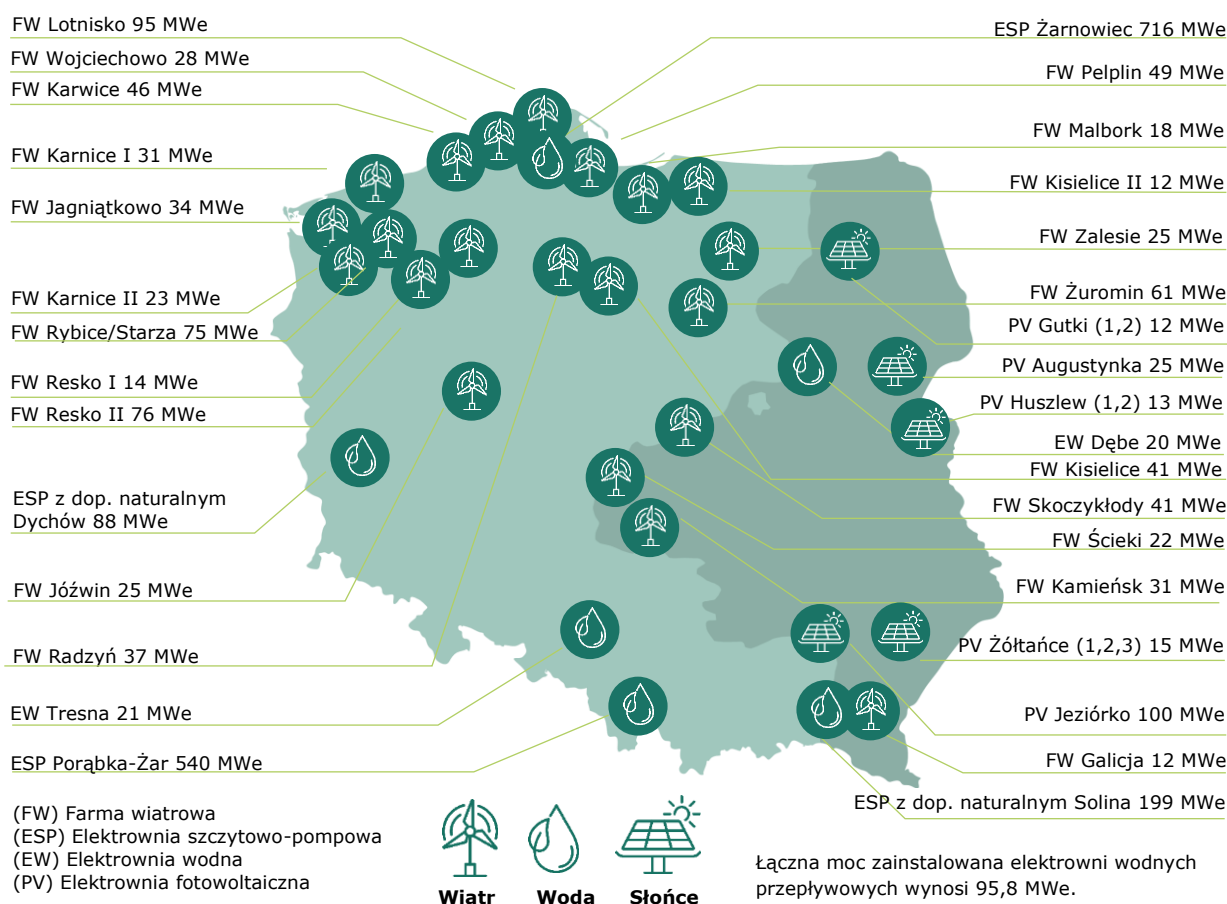
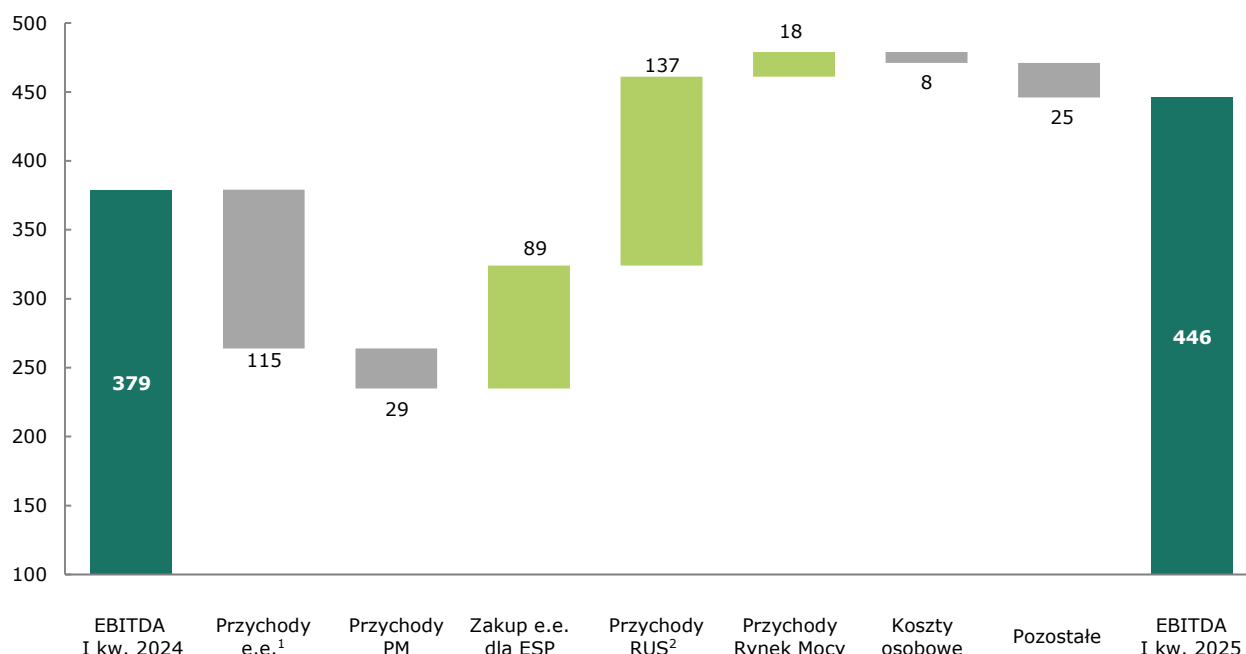


Tabela: Produkcja energii (GWh).

Rodzaje Elektrowni	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Elektrownie wodne szczytowo-pompowe	186	317	-41%
Elektrownie wodne przepływowe	92	174	-47%
Elektrownie wiatrowe	447	588	-24%
Elektrownie fotowoltaiczne	26	10	160%
<b>Razem</b>	<b>751</b>	<b>1 089</b>	<b>-31%</b>

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



Odchylenie	-115	-29	89	137	18	-8	-25	
EBITDA I kw. 2024	379	514	69	169	5	79	53	66
EBITDA I kw. 2025	399	40	80	142	97	61	91	446

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

<sup>2</sup> Z uwzględnieniem przychodów z tytułu usług bilansujących.

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

- **Niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej** wynikają z: niższego wolumenu sprzedaży o 466 GWh, co wpłynęło na spadek przychodów o 187 mln PLN, wyższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 88 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o 72 mln PLN.
- **Niższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych**, które wynikają z: niższej średniej ceny sprzedaży praw majątkowych o 107 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o 47 mln PLN, wyższego wolumenu sprzedaży o 89 GWh, co wpłynęło na wzrost przychodów o 18 mln PLN.
- **Niższe koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby pompowania** w elektrowniach szczytowo-pompowych w wyniku niższego wolumenu zakupu o 333 GWh, wpływającego na spadek kosztów o 95 mln PLN oraz wyższej średniej ceny zakupu energii elektrycznej o 23 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost kosztów o 6 mln PLN.
- **Wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych** związany głównie jest z przychodami z tytułu usług bilansujących wprowadzonych od czerwca 2024 roku.
- **Wzrost przychodów z Rynku Mocy** związany głównie jest z większym wykorzystaniem jednostek w systemie.
- **Wzrost kosztów osobowych** jest głównie efektem wyższego zatrudnienia ze względu na rozwój obszarów Energetyki Morskiej i Energetyki Odnawialnej oraz podpisanych w 2024 roku porozumień płacowych.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** wynika głównie z niższych przychodów z gwarancji pochodzenia energii elektrycznej.

## NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna (mln PLN).

	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	510	255	100%
▪ Rozwojowe	431	219	97%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	79	36	119%
Pozostałe	0	3	-100%
<b>Razem</b>	<b>510</b>	<b>258</b>	<b>98%</b>

## KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE 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, z czego 3 pozwolenia lokalizacyjne Grupa PGE uzyskała w 2012 roku, natomiast 5 pozwoleń (z łącznym potencjałem mocy ok. 3,9 GW) zostało pozyskanych w 2023 roku. Przekazanie do eksploatacji pierwszego projektu prowadzonego wspólnie z Ørsted - Baltica 2 o mocy ok. 1,5 GW planowane jest w IV kwartale 2027 roku.

- **Projekt Baltica 1** (ok. 0,9 GW) jest w fazie przygotowania do realizacji. Trwają prace w zakresie kampanii geotechnicznej. Opracowanie raportu końcowego planowane jest w II kwartale 2025 roku. W marcu 2025 roku Ministerstwo Klimatu i Środowiska zatwierdziło Dokumentację Geologiczno-Inżynierską dla Lądowej Stacji Transformatorowej oraz Ławy Kablowej. W kwietniu 2025 roku złożono do Regionalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska raport Oceny Oddziaływania na Środowisko dla zakresu wyprowadzenia mocy.
- **Projekt Baltica 2** (ok. 1,5 GW) obecnie jest w fazie realizacji - w styczniu 2025 roku podjęto ostateczną decyzję inwestycyjną (FID). W I kwartale 2025 roku kontynuowano prace w ramach umowy na budowę układu wyprowadzenia mocy w części lądowej, w tym zakończono m.in. wykonanie fundamentów budynków rozdzielni GIS 275 kV i GIS 400 kV Lądowej Stacji Transformatorowej (LST) oraz przygotowanie terenu budowy, na którym będą wykonywane prace związane z realizacją przewiertu tzw. "landfall area". Zakończono wznoszenie budynków rozdzielni LST. Aktualnie trwa produkcja urządzeń. W I kwartale 2025 roku trwały też przygotowania do przeprowadzenia na Morzu Bałtyckim prac związanych z usuwaniem i relokacją głazów w miejscach, które zostały wyznaczone pod fundamenty, a także na linii przebiegu podmorskich kabli.
- **Projekt Baltica 3** (ok. 1 GW) jest w fazie przygotowania do realizacji i rekonfiguracji. W I kwartale 2025 roku kontynuowane były badania środowiskowe ptaków migrujących i nietoperzy.
- **Projekt Baltica 9** (ok. 1 GW) jest w fazie przygotowania do realizacji. W kwietniu 2025 roku podpisano umowę na przeprowadzenie kampanii geofizycznej z Wykonawcą (Geofizyka Toruń) i umowę na nadzór nad badaniami geofizycznymi i geotechnicznymi z Wykonawcą (East Point Geo Ltd). Obecnie prowadzone są prace w zakresie kampanii geofizycznej.
- **Budowa Portu O&M w Ustce** - w I kwartale 2025 roku nastąpiło podpisanie umowy z Inżynierem Kontraktu (Sweco Polska sp. z o.o.) oraz z Generalnym Wykonawcą (Korporacja Budowlana DORACO sp. z o.o.) Bazy Operacyjno-Serwisowej w Ustce. Inwestycja posiada pozwolenie na budowę, które w styczniu 2025 roku stało się prawomocne i ostateczne. W I kwartale 2025 roku przeprowadzono także realizację wycinki drzew, znajdujących się w obrębie przyszłego placu budowy.

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

Dotychczas w ramach Programu odebrano projekty o łącznej mocy ok. 212 MW (łącznie energię elektryczną produkują instalacje o mocy 232 MW, uwzględniając projekty po energetyzacji, bez odbioru końcowego). W I kwartale 2025 roku dokonano odbiorów końcowych farm fotowoltaicznych o mocy ok. 16 MW - m.in.: PV Żółtańce o mocy 15 MW. Równolegle kontynuowano realizację projektów farm fotowoltaicznych o łącznej mocy ok. 230 MW.

### **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 w 2024 roku. Prace na części technologicznej, tj. modernizacja czterech hydrozespołów będą prowadzone sekwencyjnie, tak aby możliwa była częściowa eksploatacja elektrowni. Zakończono prace demontażowe dla hydrozespołu numer 3. Trwają prace montażowe (m.in. w zakresie generatora) i dostawy pozostałych modernizowanych elementów. 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.



# Energetyka Gazowa

[illegible]

<sup>1</sup>Ujęcie 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 CO<sub>2</sub>**.

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**. Segment generuje także dodatkowy wynik na obrocie gazem.

AKTYWA

W skład segmentu Energetyka Gazowa wchodzi 2 bloki Elektrowni Gryfino, każdy o mocy zainstalowanej 683 MW, pracujące w oparciu o niskoemisyjne paliwo gazowe oraz w budowie 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.

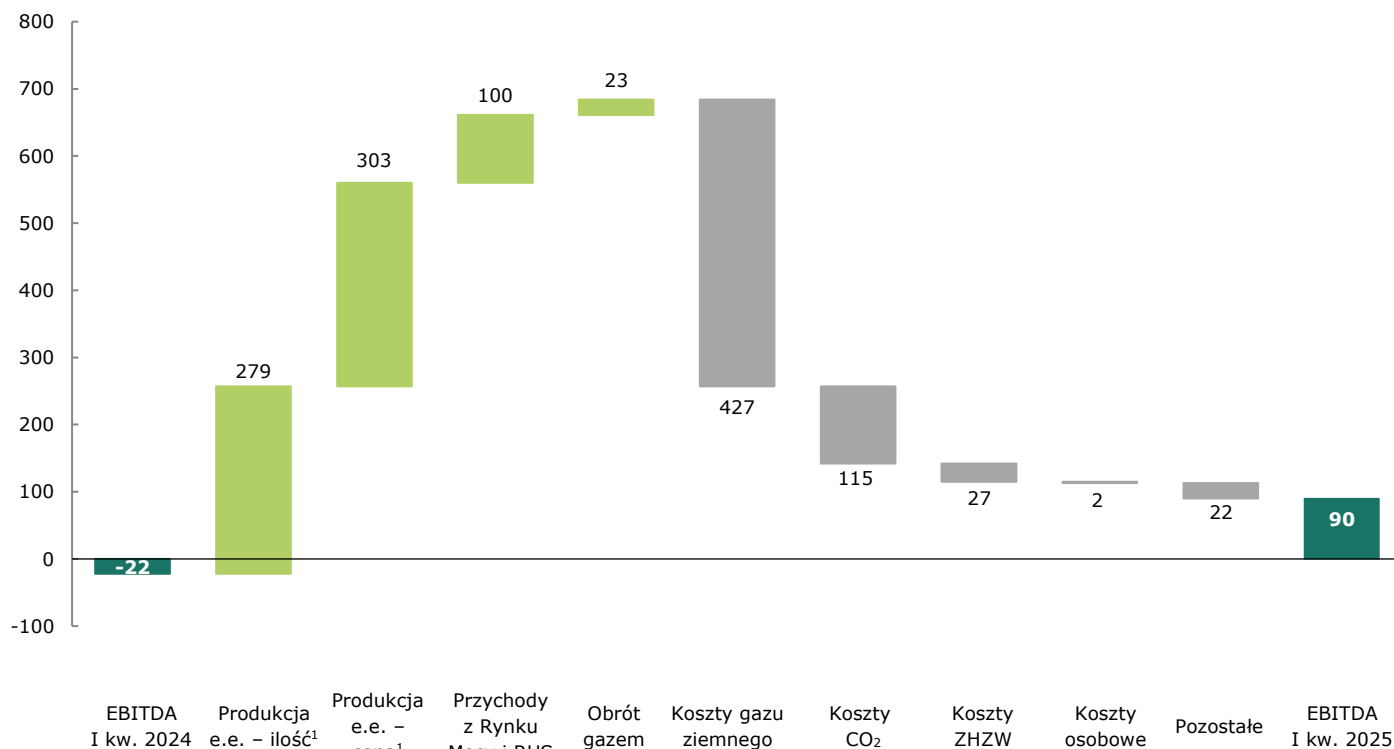


Tabela: Produkcja energii (TWh).

Główne typy paliwa	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Gaz	0,98	0,03	> 1 000%
<b>Razem</b>	<b>0,98</b>	<b>0,03</b>	<b>&gt; 1 000%</b>



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



Odchylenie	279	303	100	23	-427	-115	-27	-2	-22	
EBITDA I kw. 2024	-22	10	0	0	21	0	0	5	6	
EBITDA I kw. 2025		592	100	23	448	115	27	7	28	90

<sup>1</sup> Ujęcie zarządcze.

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

- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**, który wynika z oddania do eksploatacji obu bloków PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o. w drugiej połowie 2024 roku, w tym: wyższa średnia cena sprzedaży energii elektrycznej o 309 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 303 mln PLN; wyższy wolumen sprzedaży o 0,9 TWh, co wpłynęło na wzrost przychodów o ok. 279 mln PLN.
- **Przychody z Rynku Mocy**, tj. wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego oraz **przychody z RUS** z tytułu świadczenia usług bilansujących.
- **Wynik na obrocie gazem**, który nie występował w okresie porównywalnym.
- **Wyższe koszty zużycia gazu ziemnego**, na skutek wyższego zużycia tego paliwa o 5,7 PJ z powodu wyższej produkcji energii elektrycznej o 0,9 TWh oraz wyższej ceny o 17,0 PLN/GJ.
- **Koszty CO<sub>2</sub>**, jako efekt wyemitowania 0,3 mln ton CO<sub>2</sub> w procesie produkcyjnym (w okresie porównywalnym, do momentu oddania bloków do eksploatacji, segment nie ponosił kosztów opłat za emisje CO<sub>2</sub>).
- **Koszty ZHZW**, tj. ujęto koszty zarządzania handlowego zdolnościami wytwórczymi.
- **Wyższe koszty osobowe**, głównie w związku z oddaniem do eksploatacji obu bloków PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o. w drugiej połowie 2024 roku.
- **Pozycja pozostałe** uwzględnia głównie pozostałe koszty zmienne ponoszone w procesie produkcyjnym oraz koszty remontów i eksploatacji majątku. Wzrost tej pozycji wynika z dłuższego czasu eksploatacji bloków w I kwartale 2025 roku (w okresie porównywalnym trwały prace rozruchowe bloku nr 9).

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

Rodzaj paliwa	I kw. 2025		I kw. 2024	
	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt
	(tys. m <sup>3</sup> )	(mln PLN)	(tys. m <sup>3</sup> )	(mln PLN)
Gaz	160 993	448	9 787	21
<b>Razem</b>	<b>160 993</b>	<b>448</b>	<b>9 787</b>	<b>21</b>

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

Dane dot. CO <sub>2</sub>	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Emisja CO <sub>2</sub> (tony)	345 640	-	-
Średni koszt CO <sub>2</sub> (PLN/t)	332,7	-	-

### NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Gazowa (mln PLN)

	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	262	441	-41%
▪ Rozwojowe	261	441	-41%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	1	0	-
<b>Razem</b>	<b>262</b>	<b>441</b>	<b>-41%</b>

### KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA GAZOWA

W I kwartale 2025 roku kontynuowano prace związane z realizacją projektu budowy **bloku gazowo-parowego** o mocy 882 MW brutto w **Rybniku** (PGE Nowy Rybnik sp. z o.o.). Na terenie budowy trwały prace przygotowujące teren do posadowienia kluczowych urządzeń składających się na blok gazowo-parowy. W lutym 2025 roku dostarczono i posadowiono na fundamencie turbinę gazową. Zakończono także montaż modułów ciśnieniowych kotła odzysknicowego. Obecnie kontynuowane są prace związane z wybieraniem namulów ze Zbiornika Rybnik, w celu przygotowania niezbędnej infrastruktury hydrotechnicznej dla układu wody chłodzącej.

### KLUCZOWE PROJEKTY W SEGMENTCIE ENERGETYKA GAZOWA

Cel projektu	Budżet	Nakłady łącznie <sup>1</sup>	Nakłady w I kw. 2025 roku <sup>1</sup>	Paliwo/sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa bloku gazowo-parowego w PGE Nowy Rybnik sp. z o.o.	4,0 mld PLN	1,7 mld PLN	261 mln PLN	Gaz ziemny / 63,9%	Konsorcjum firm: Polimex Mostostal S.A. (lider konsorcjum), Siemens Energy sp. z o.o., Siemens Energy Global GmbH & Co. KG	Grudzień 2026 roku

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

### 3.3.4. Segment działalności - Energetyka Konwencjonalna

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



## Energetyka Konwencjonalna

Główne pozycje przychodowe	mln PLN				Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Sprzedaż energii elektrycznej <sup>1</sup>	5 701		<b>Produkcja energii elektrycznej</b>	<b>11,38 TWh</b>	Koszty CO <sub>2</sub>	3 931
Rynek Mocy	647				Koszty osobowe	950
Przychody z RUS	213		<b>Produkcja ciepła</b>	<b>1,14 PJ</b>	Koszty zużycia paliw produkcyjnych	690
Sprzedaż ciepła	71				Usługi obce	447
w tym sprzedaż mocy zamówionej i dystrybucja ciepła	13				Amortyzacja, likwidacja, odpisy	179
			<b>Główne pozycje wynikowe</b>	<b>mln PLN</b>		
			<b>EBIT powtarzalny</b>	114		
			<b>EBIT raportowany</b>	103		
			<b>EBITDA powtarzalna</b>	286		
			<b>EBITDA raportowana</b>	286		

<sup>1</sup>Ujęcie zarządcze.

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

Istotną pozycję w przychodach segmentu od 2021 roku stanowią **przychody z Rynku Mocy**, mechanizmu wprowadzonego w celu zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w KSE. Elektrownie PGE GiEK S.A. otrzymują wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (pozostawanie przez jednostkę Rynku Mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu oraz zobowiązanie do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia). Przychody z Rynku Mocy skompensowały przychody z 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.

#### 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 94%<sup>10</sup> krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą

<sup>10</sup> Wyliczenia własne w oparciu o dane GUS.

energii elektrycznej – wytwarza ok. 28%<sup>11</sup> krajowej produkcji energii elektrycznej brutto. Produkcja oparta jest na węglu brunatnym, wydobywanym z własnych kopalni oraz węgla kamiennym.

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

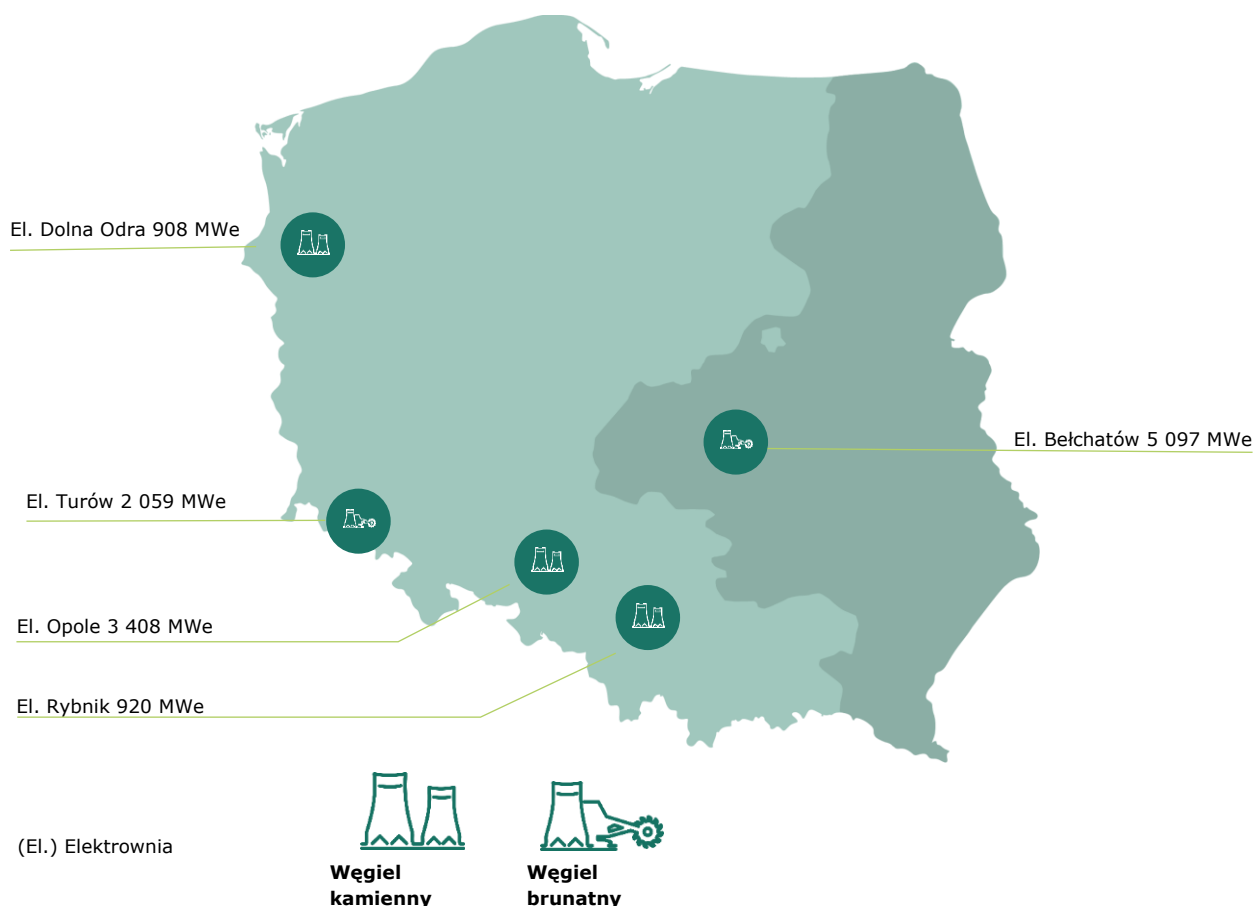


Tabela: Produkcja energii (TWh).

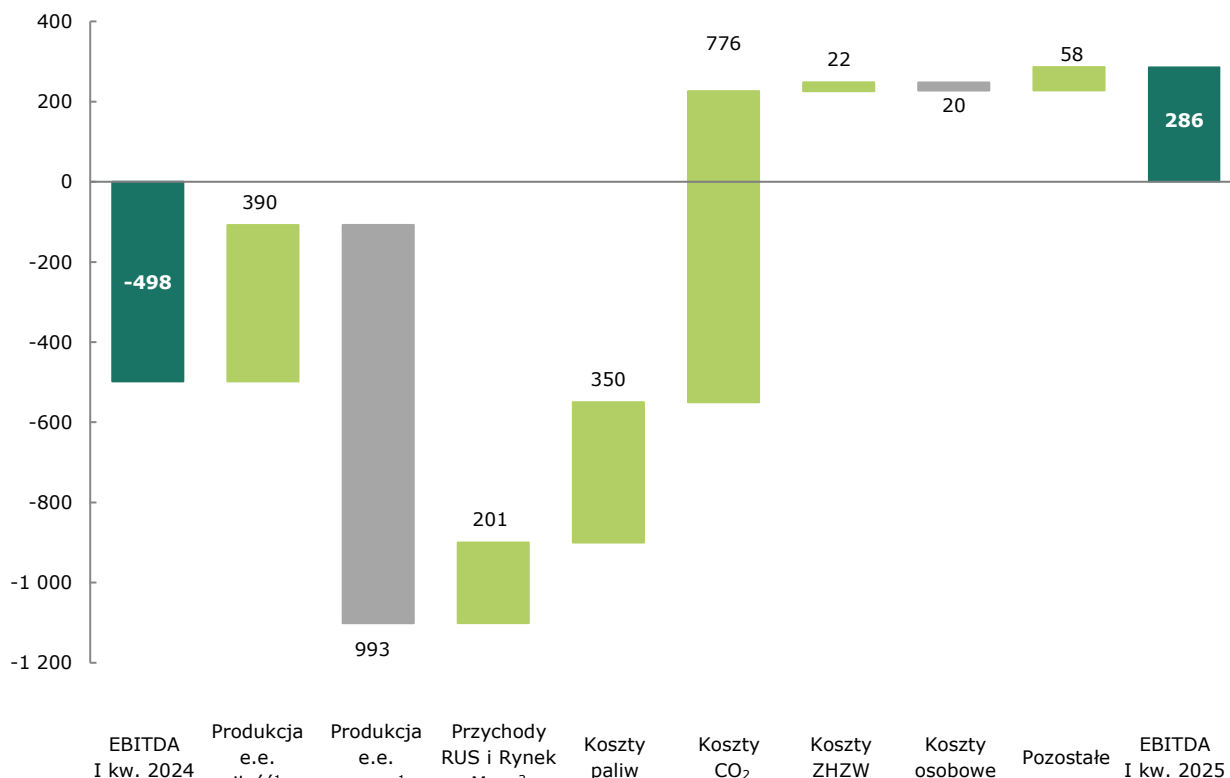
Główne typy paliwa	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Węgiel kamienny	2,86	3,08	-7%
Węgiel brunatny	8,51	7,63	12%
Biomasa	0,01	0,01	0%
<b>Razem</b>	<b>11,38</b>	<b>10,72</b>	<b>6%</b>

Tabela: Produkcja ciepła (PJ).

Główne typy paliwa	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Węgiel kamienny	0,25	0,23	9%
Węgiel brunatny	0,89	0,88	1%
<b>Razem</b>	<b>1,14</b>	<b>1,11</b>	<b>3%</b>

<sup>11</sup> Wyliczenia własne w oparciu o dane PSE S.A.

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



Odchylenie	390	-993	201	350	776	22	-20	58	
EBITDA I kw. 2024	-498	6 304	659	1 040	4 707	246	930	538	
EBITDA I kw. 2025		5 701	860	690	3 931	224	950	480	286

<sup>1</sup> Ujęcie zarządcze.

<sup>2</sup> Z uwzględnieniem przychodów z tytułu usług bilansujących.

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 89 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o ok. 993 mln PLN; wyższego wolumenu sprzedaży o 0,6 TWh, co wpłynęło na powiększenie przychodów o ok. 390 mln PLN.
- **Wyższy wynik uzyskany z Rynku Mocy** głównie na skutek wyższego zakontraktowanego wolumenu obowiązku mocowego **oraz wyższe przychody z RUS** z tytułu świadczenia usług bilansujących, które w wyniku reformy Rynku Bilansującego zastąpiły przychody z realokacji mocy i pozostałe usługi świadczone w ramach Regulacyjnych Usług Systemowych.
- **Niższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego na skutek niższego zużycia tego paliwa o 4,1 PJ z powodu niższej produkcji energii elektrycznej oraz na skutek niższej ceny o 7,9 PLN/GJ. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższe koszty CO<sub>2</sub>** spowodowane niższym średnim kosztem CO<sub>2</sub> o 77,0 PLN/t przy wyższym poziomie emisji CO<sub>2</sub> o 0,4 mln ton na skutek wyższej 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.

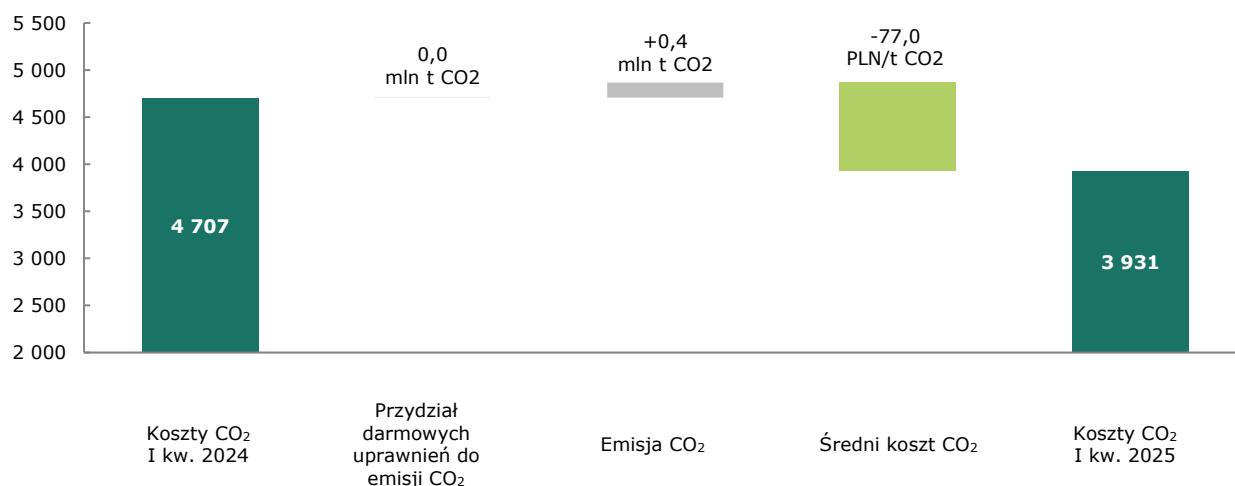
Wykres: Koszty zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Energetyka Konwencjonalna (mln PLN).



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

Rodzaj paliwa	I kw. 2025		I kw. 2024	
	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt
	(tys. ton)	(mln PLN)	(tys. ton)	(mln PLN)
Węgiel kamienny	1 223	647	1 387	990
Biomasa	4	3	4	3
Olej opałowy lekki i ciężki	15	40	16	47
<b>Razem</b>		<b>690</b>		<b>1 040</b>

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



Odchylenie	2	159	-937
Koszty CO <sub>2</sub> I kw. 2024	4 707		
Koszty CO <sub>2</sub> I kw. 2025	3 931		

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

Dane dot. CO <sub>2</sub>	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> (tony)	10 464	14 991	-30%
Emisja CO <sub>2</sub> (tony)	12 179 802	11 781 145	3%
Średni koszt CO <sub>2</sub> (PLN/t)	323	400	-19%

#### NAKLADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna (mln PLN)

	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	133	164	-19%
▪ Rozwojowe	3	1	200%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	130	163	-20%
Pozostałe	4	15	-73%
<b>Razem</b>	<b>137</b>	<b>179</b>	<b>-23%</b>

#### KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA KONWENCJONALNA

- **Rozbudowa przemysłowej oczyszczalni ścieków w Elektrowni Turów** - 2 marca 2025 roku przekazano do eksploatacji Obiekt B – Węzeł D- instalacja oczyszczania ścieków z osadników popiołowych. W wyniku realizacji Kontraktu wybudowane zostały instalacje składające się z następujących węzłów:
  - Węzeł D – instalacja oczyszczania ścieków z osadników popiołowych, na którą składa się instalacja strącania siarczanów z koncentratu (2 linie po 75 m<sup>3</sup>/h) oraz budowa pompowni do przesyłania ścieków z tego węzła (i dzisiejszych osadników popiołowych) do tzw. węzła E,
  - Węzeł E – instalacja oczyszczania ścieków przemysłowo-deszczowych, na którą składa się instalacja ultrafiltracji i odwróconej osmozy (6 linii technologicznych o wydajności 100 m<sup>3</sup>/h netto - z tego 1 linia rezerwowa).
- **Budowa bloku nr 7 w Elektrowni Turów** - w zakresie zakończonego zadania naliczono kary umowne dla wykonawcy. Szczegółowy opis znajduje się w pkt. 23.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

### 3.3.5. Segment działalności - Ciepłownictwo

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



# Ciepłownictwo

[illegible]

<sup>1</sup> W ujęciu zarządczym.

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

**Przychody ze sprzedaży i dystrybucji ciepła** mają charakter regulowany. Przedsiębiorstwa energetyczne samodzielnie ustalają taryfy i przedstawiają je Prezesowi URE do zatwierdzenia. Produkcja ciepła w Grupie PGE odbywa się w jednostkach kogeneracyjnych, których taryfy na ciepło kalkulowane są z wykorzystaniem metody uproszczonej (w odróżnieniu od taryfowania na bazie pełnej struktury kosztów) w oparciu o tzw. ceny referencyjne, przede wszystkim warunkowane średnimi cenami sprzedaży ciepła z jednostek o określonym paliwie, nie będących jednostkami kogeneracji. Publikowane są one co roku przez Prezesa URE. Taryfa na wytwarzanie ciepła dla jednostek kogeneracyjnych na dany rok taryfowy odzwierciedla tym samym zmianę poziomu kosztów ponoszonych przez jednostki ciepłownicze (niekogeneracyjne) w poprzednim roku kalendarzowym. W przypadku taryf na dystrybucję ciepła wykorzystywana jest metoda kosztowa, która pozwala pokryć koszty uzasadnione (głównie koszty strat ciepła oraz podatek od nieruchomości) oraz zwrot z zainwestowanego kapitału, zgodnie z wytycznymi Prezesa URE. Taryfy dystrybucyjne dla ciepła są wykorzystywane przez oddziały w Gorzowie i Zgierzu, a także przez 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 CO<sub>2</sub>**.

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

Istotną pozycję w przychodach segmentu stanowią **przychody z Rynku Mocy**, mechanizmu wprowadzonego w celu zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w KSE. Elektrociepłownie otrzymują wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (pozostawanie przez jednostkę Rynku Mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu oraz zobowiązanie do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia).



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

### 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

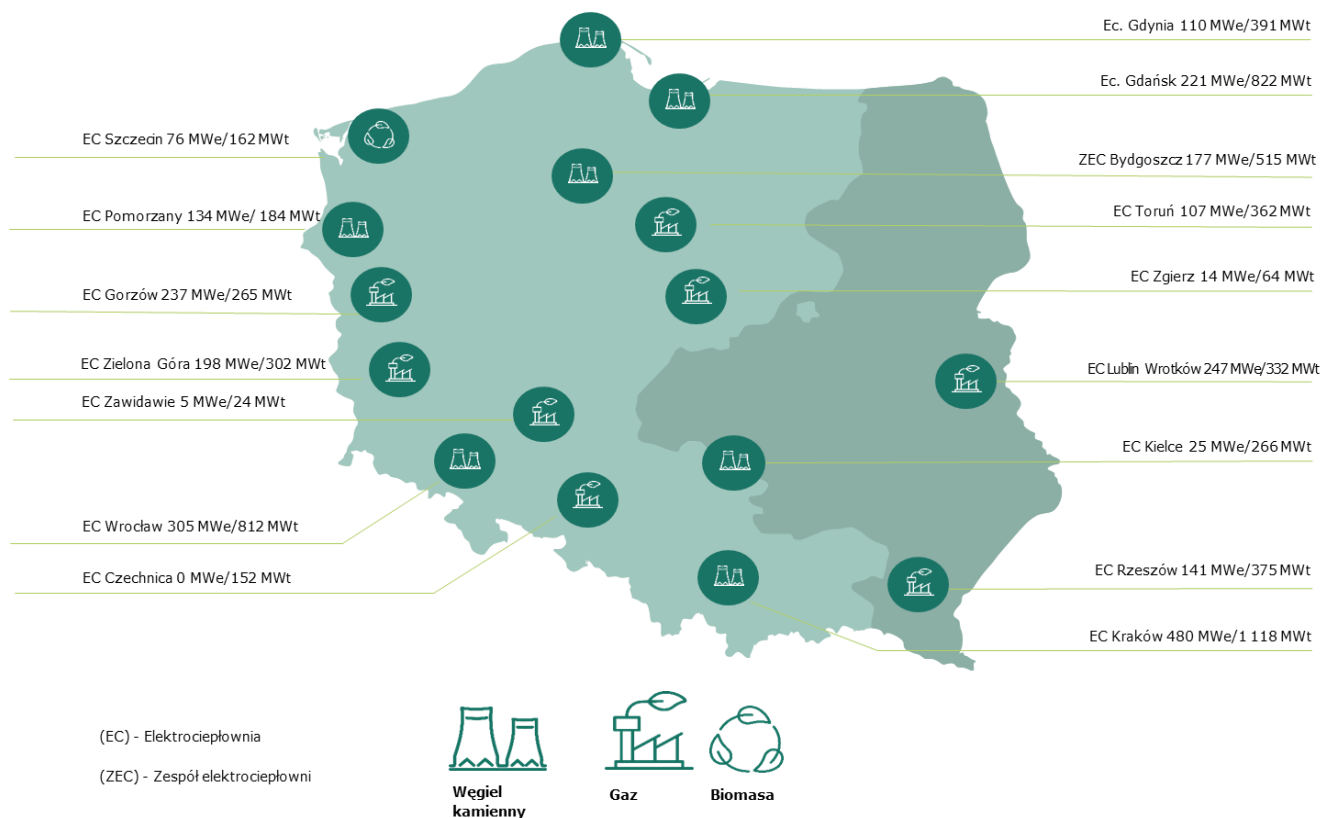


Tabela: Produkcja energii (TWh).

Główne typy paliwa	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Węgiel kamienny	1,36	1,24	10%
Gaz ziemny	1,52	1,40	9%
Biomasa	0,08	0,10	-20%
Inne	0,01	0,01	0%
<b>Razem</b>	<b>2,97</b>	<b>2,75</b>	<b>8%</b>

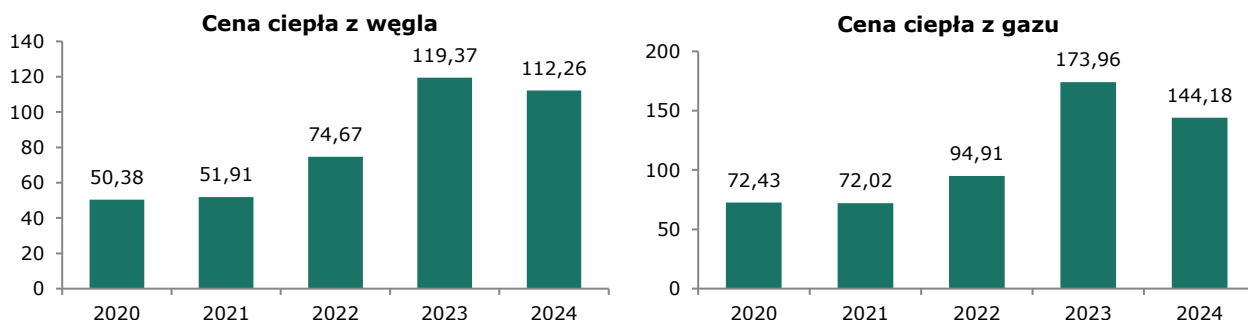
Tabela: Produkcja ciepła (PJ).

Główne typy paliwa	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Węgiel kamienny	14,47	14,65	-1%
Gaz ziemny	4,58	3,41	34%
Biomasa	0,81	0,81	0%
Inne	0,33	0,32	3%
<b>Razem</b>	<b>20,19</b>	<b>19,19</b>	<b>5%</b>

## TARYFY W SEGMENTIE CIEPŁOWNICTWO

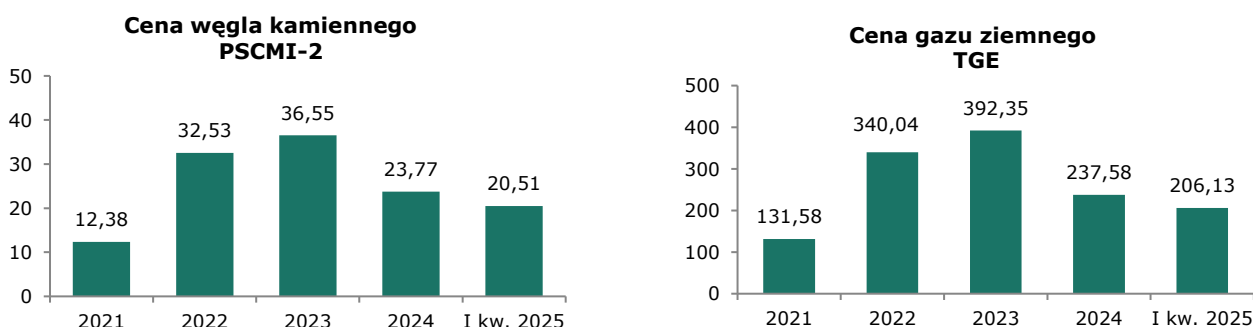
Przychody ze sprzedaży ciepła dla elektrociepłowni są taryfowane w ramach tzw. metody uproszczonej, cechuje je więc względne opóźnienie w przenoszeniu kosztów (roczne lub dwuletnie). Bazują one bowiem na dynamice r/r średnich kosztów (uwzględniającej wykorzystywane paliwa) ponoszonych przez jednostki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

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



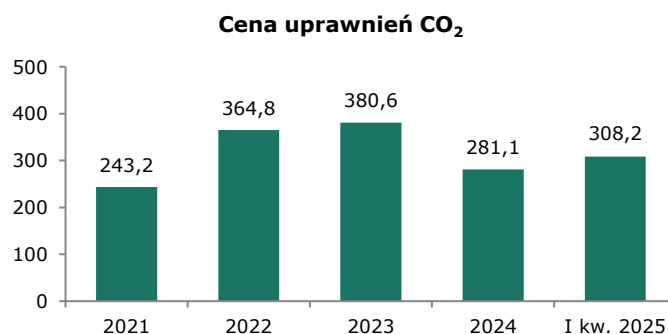
Źródło: URE.

Wykresy: Zmiany kosztów paliw – węgla kamiennego (PLN/GJ) – PSCMI-2<sup>12</sup> i gazu (PLN/MWh) – TGE.



Źródło: ARP, TGE.

Wykres: Zmiana kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub><sup>13</sup> (PLN/t).



Źródło: ICE.

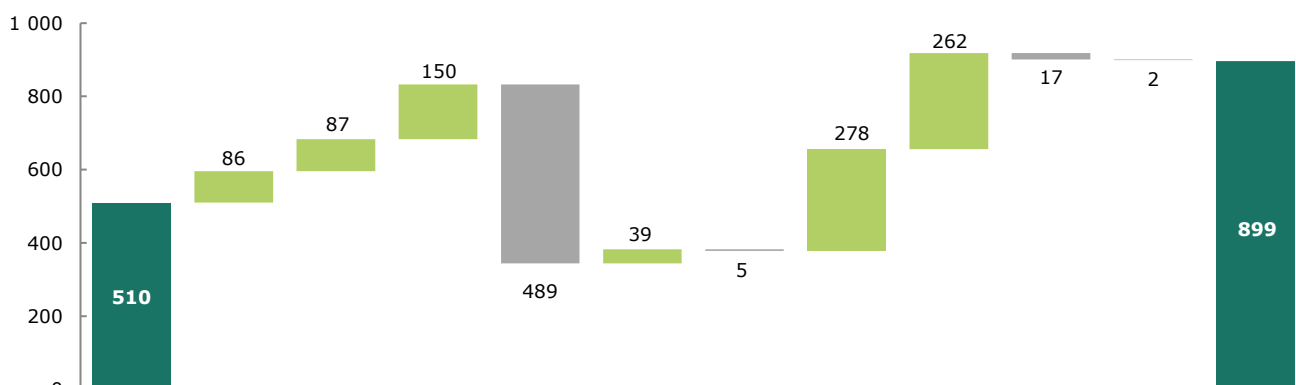
Referencyjna cena ciepła z węgla, odzwierciedlając wcześniejszy spadek kosztów, spadła w 2024 roku o 6%. Jest to baza do wyliczeń cen ciepła dla jednostek kogeneracji ustalających taryfę w trakcie 2025 roku. W 2025 roku odnotowano natomiast średni rynkowy spadek ceny węgla o 14%, z kolei średnia cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> wzrosła o 10% w stosunku do 2024 roku.

<sup>12</sup> PSCMI-2 Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen miał w energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku ciepła.

<sup>13</sup> Średnia arytmetyczna z notowań dziennych i miesięcznych w danym okresie (cena spot).

Taryfy dla produkcji ciepła z gazu w 2025 roku ustalane są na bazie zmiany ceny referencyjnej, przy czym w 2025 roku obserwowane były niższe ceny gazu niż we wcześniejszych okresach. Ceny gazu w kontraktach terminowych na TGE kształtowały się na poziomie ok. 206 PLN/MWh (tj. spadek o 13%).

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



	EBITDA I kw. 2024	Produkcja ciepła - ilość	Produkcja ciepła - cena <sup>1</sup>	Produkcja e.e. - ilość	Produkcja e.e. - cena <sup>1</sup>	Rynek Mocy	Przychody z tytułu wsparcia wysokospr. kogeneracji	Koszty paliw	Koszty CO <sub>2</sub>	Koszty osobowe	Pozost. <sup>2</sup>	EBITDA I kw. 2025
<b>Odchylenie</b>		<b>86</b>	<b>87</b>	<b>150</b>	<b>-489</b>	<b>39</b>	<b>-5</b>	<b>278</b>	<b>262</b>	<b>-17</b>	<b>-2</b>	
EBITDA raportowana I kw. 2024	514											
Zdarzenia jednorazowe I kw. 2024	4											
EBITDA powtarzalna I kw. 2024	510	1 810		1 784		86	23	1 718	1 114	155	206	
EBITDA powtarzalna I kw. 2025		1 983		1 445		125	18	1 440	852	172	208	899
Zdarzenia jednorazowe I kw. 2025												4
EBITDA raportowana I kw. 2025												903

<sup>1</sup> Wartość skorygowana o koszty umorzenia praw majątkowych; dane za 2024 rok dostosowano do obecnie stosowanego sposobu prezentacji – z uwzględnieniem rekompensat dotyczących cen ciepła.

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

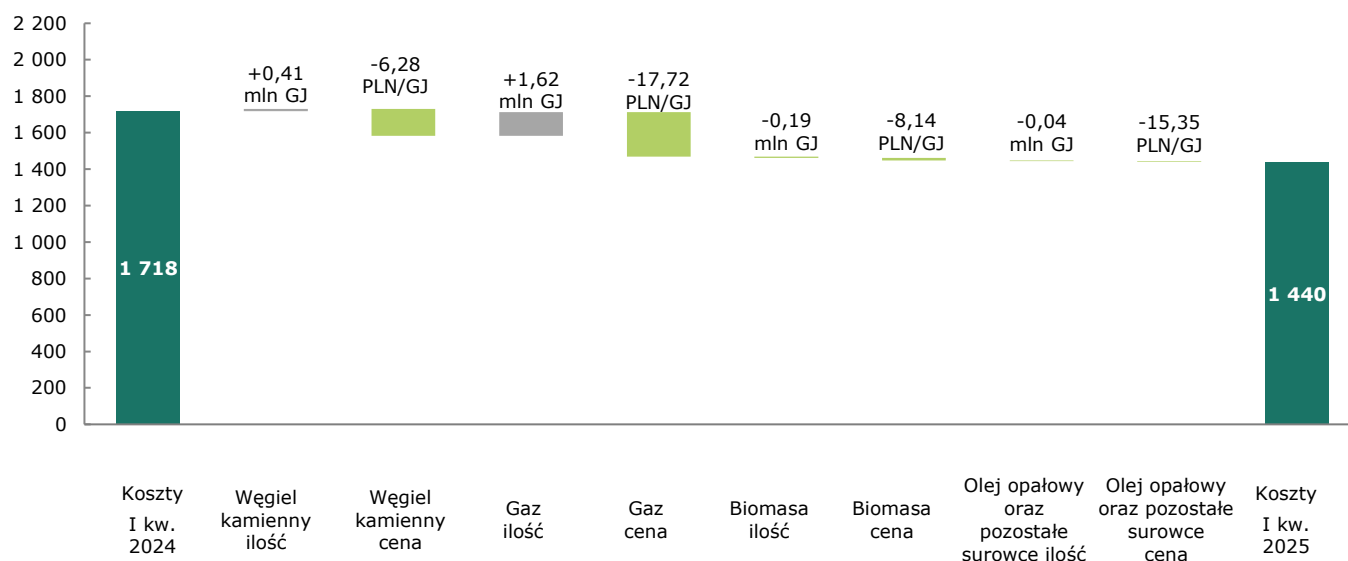
Tabela: Dane dotyczące zdarzeń jednorazowych w segmencie Ciepłownictwo (mln PLN).

Zdarzenia jednorazowe	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Rekompensaty KDT	4	4	0%
<b>Razem</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>0%</b>

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

- **Wyższy wolumen produkcji ciepła netto** w I kwartale 2025 roku r/r jest efektem niższych temperatur zewnętrznych w porównaniu do analogicznego okresu 2024 roku. Średnie temperatury w 2025 roku były niższe o ok. 1,5°C r/r, co przełożyło się na wyższą o 1,0 PJ produkcję ciepła.
- **Wzrost cen sprzedaży ciepła** jest wynikiem wzrostu taryf na ciepło dla elektrociepłowni w drugiej połowie 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: niższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 164 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o ok. 489 mln PLN; wyższego wolumenu sprzedaży o 0,2 TWh, co wpłynęło na powiększenie przychodów o ok. 150 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 dla jednostek zasilanych gazem.
- **Niższe koszty zużycia paliw**, które spowodowane są niższą ceną zużycia gazu ziemnego. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższe koszty CO<sub>2</sub>**, które są głównie skutkiem niższej średniej ceny emisji CO<sub>2</sub>. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższy poziom kosztów osobowych**, głównie w związku z realizacją porozumień zawartych ze stroną społeczną.

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

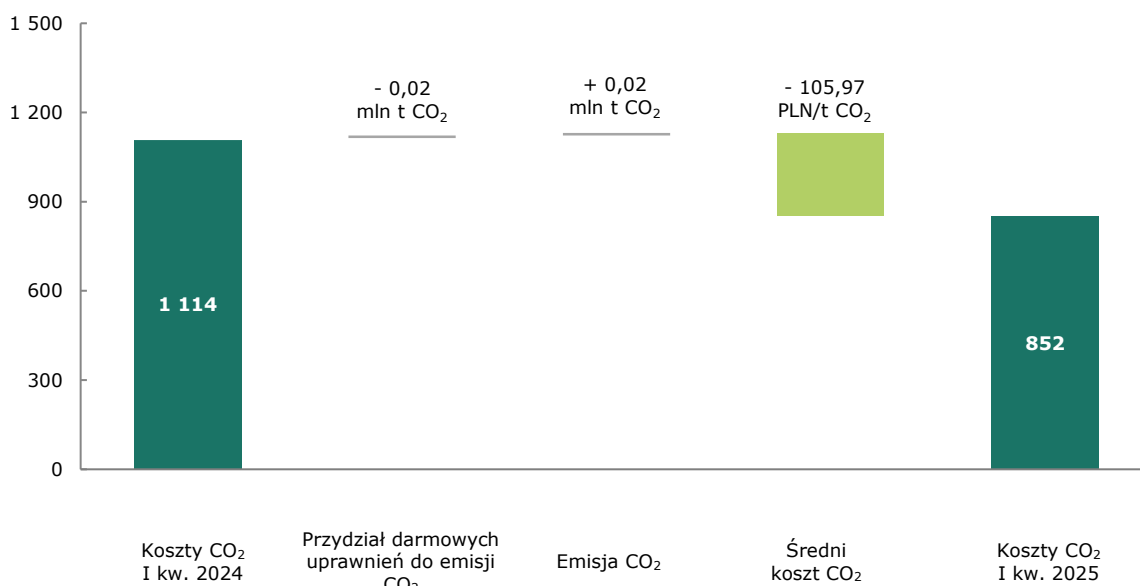


Odchylenie	12	-147	129	-243	-7	-14	-4	-4	
Koszty paliw I kw. 2024	1 718	648	962		69	39			
Koszty paliw I kw. 2025		513	848		48	31			1 440

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	I kw. 2025		I kw. 2024	
	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt
	(tys. ton)	(mln PLN)	(tys. ton)	(mln PLN)
Węgiel kamienny	1 055	513	1 016	648
Gaz (tys. m <sup>3</sup> )	425 473	848	384 281	962
Biomasa	189	48	227	69
Olej opałowy oraz pozostałe surowce	-	31	-	39
<b>Razem</b>		<b>1 440</b>		<b>1 718</b>

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



<b>Odchylenie</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>-279</b>
Koszty CO <sub>2</sub> I kw. 2024	<b>1 114</b>		
Koszty CO <sub>2</sub> I kw. 2025			<b>852</b>

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

Dane dot. CO <sub>2</sub>	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> (tony)	220 600	241 707	-9%
Emisja CO <sub>2</sub> (tony)	2 854 702	2 834 655	1%
Średni koszt CO <sub>2</sub> (PLN/t) <sup>1</sup>	323,50	429,47	-25%

<sup>1</sup> Ujęcie zarządcze.

## NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Ciepłownictwo.

mIn PLN	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	154	282	-45%
▪ Rozwojowe	122	240	-49%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	32	42	-24%
Pozostałe	1	1	0%
<b>Razem</b>	<b>155</b>	<b>283</b>	<b>-45%</b>

## KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE CIEPŁOWNICTWO

- Zakres Projektu obejmuje budowę 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 I kwartale 2025 roku zakończono ruch regulacyjny bloku oraz rozpoczęto ruch próbny. 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. 19 marca 2025 roku KOGENERACJA S.A. oraz konsorcjum w składzie: Polimex Mostostal S.A. oraz Polimex Energetyka sp. z o.o. zawarły częściową ugodę medacyjną. Przedmiotem ugody jest w szczególności ustalenie przez strony wysokości wynagrodzenia umownego za prace realizowane przez Wykonawcę.
- W **EC Lublin** kontynuowano budowę kotłowni rezerwowo-szczytowej o łącznej mocy 182 MWt. Zakończyły się prace montażowe, przeprowadzono ruch próbny wraz z badaniem parametrów gwarantowanych. Trwa kompletowanie dokumentacji niezbędnej do przekazania kotłowni do eksploatacji, które zaplanowano na II kwartał 2025 roku.

- W **EC Rzeszów** trwa budowa drugiej nitki Instalacji Termicznego Przetwarzania Odpadów z Odzyskiem Energii (ITPOE) o wydajności 80 tys. ton odpadów rocznie. Zakończono prace montażowe w zakresie głównych urządzeń i instalacji pomocniczych. Kontynuowane są prace montażowe branży elektrycznej i automatyki wraz z instalacją pozostałych urządzeń.
- W **EC Bydgoszcz** (EC II) realizowana jest umowa dotycząca budowy źródła kogeneracyjnego w oparciu o 5 silników gazowych o łącznej mocy 52,6 MWe / 50,8 MWt oraz źródła ciepłowniczego rezerwowo – szczytowego. W I kwartale 2025 roku realizowane były prace związane z rozruchem instalacji oraz ruchem regulacyjnym.
- W wybranych lokalizacjach PGE Energia Ciepła S.A. realizowany jest **Program budowy elektrowni fotowoltaicznych** o mocy ok. 13 MW z przeznaczeniem pokrycia w części potrzeb własnych. Dotychczas w ramach Programu przekazano instalacje o łącznej mocy 0,6 MW. W fazie realizacji znajdują się projekty: PV Rzeszów II, PV Zgierz oraz PV Lublin o łącznej mocy ok. 3,5 MW. Jednocześnie w I kwartale 2025 roku prowadzone były postępowania przetargowe na wybór Generalnych Wykonawców dla pozostałych projektów o łącznej mocy 7,2 MW.
- W **EC Gdynia** zakres inwestycji obejmuje budowę nowych źródeł wytwórczych- silników gazowych o mocy do 50 MWe i dwóch kotłów biomasowych o mocy sumarycznej 30 MWt. Dla zakresu silników gazowych zakończono roboty ziemne i główne prace fundamentowe, natomiast kontynuowane są prace konstrukcyjno-budowlane. W przypadku kotłów biomasowych trwają prace nad projektami wykonawczymi w oczekiwaniu na uzyskanie pozwolenia na budowę. Rozpoczęcie prac obiektowych przewidziane jest w II kwartale 2025 roku.
- W **EC Kraków** w 2024 roku ogłoszono postępowanie przetargowe na wybór Generalnego Realizatora Inwestycji dla zakresu budowy silników gazowych o mocy do 100 MWe. W kwietniu 2025 roku uzyskano 5 ofert w ramach opublikowanego postępowania. Trwają prace w ramach komisji przetargowej. Dla tej części inwestycji uzyskano decyzję o pozwoleniu na budowę.

#### KLUCZOWY PROJEKT W SEGMENTIE CIEPŁOWNICTWO

Cel projektu	Budżet <sup>1</sup>	Nakłady łącznie <sup>1</sup>	Nakłady w I kw. 2025 <sup>1</sup>	Paliwo/ sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa Nowej EC Czechnica	1,4 mld PLN	1,19 mld PLN	33,1 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)

<sup>1</sup>Nakłady 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.



## Dystrybucja

[illegible]<sup>1</sup> W ujęciu zarządczym

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

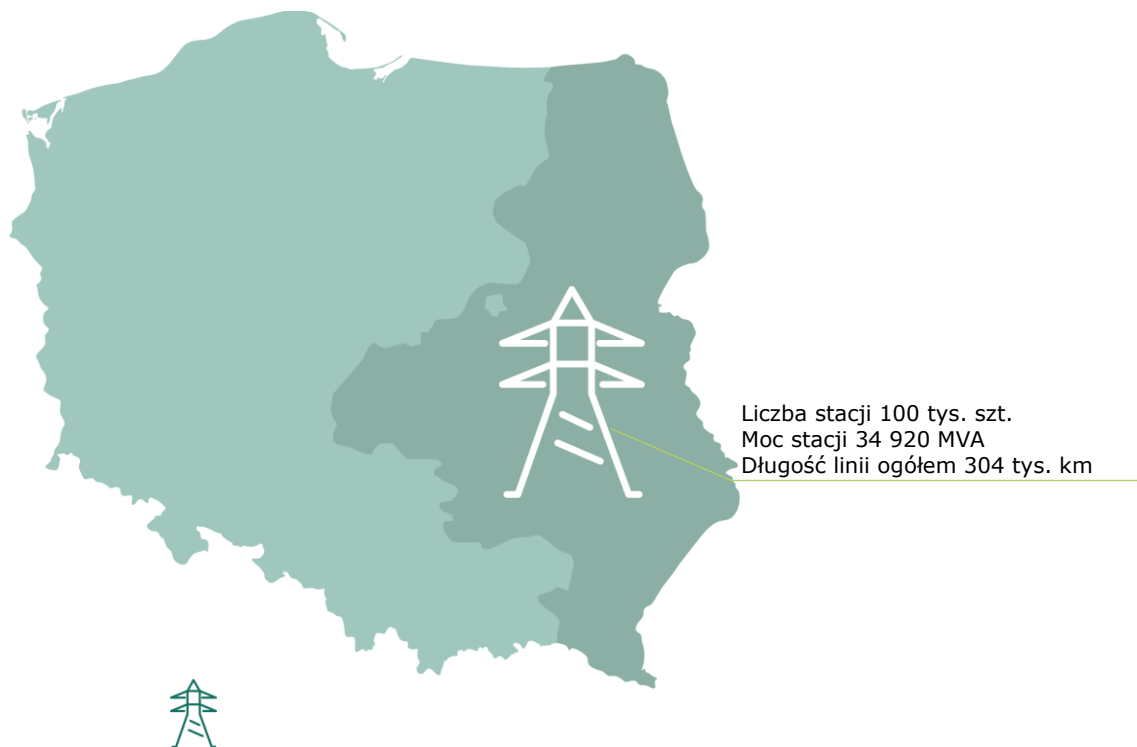
Kluczowym elementem kształtującym wynik segmentu dystrybucji jest uzasadnione **wynagrodzenie za zainwestowany przez spółkę kapitał**. W tym celu wyznaczana jest tzw. Wartość Regulacyjna Aktywów (WRA), kalkulowana w oparciu o realizowane inwestycje z uwzględnieniem amortyzacji majątku. WRA jest podstawą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

W ramach rządowej Tarczy Solidarnościowej w 2022 roku przyjęty został pakiet ustaw, mający na celu ochronę konsumentów, w tym w zakresie cen usług dystrybucji energii elektrycznej. Zgodnie z jej założeniami dla części uprawnionych odbiorców, w ramach określonych limitów, ceny usług dystrybucji energii elektrycznej w 2023 roku zostały zamrożone na poziomie cen z 2022 roku, 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. W pierwszej połowie 2024 roku operatorom OSD przysługiwała rekompensata pokrywająca stosowanie obniżonych cen dla usług dystrybucji. Rekompensatę stanowiła 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 był 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 obszarze<sup>14</sup> 129 938 km<sup>2</sup> i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,8 mln odbiorców.

Wykres: Główne aktywa segmentu Dystrybucja i ich parametry



**Obszar sieci dystrybucyjnej segmentu Dystrybucja**

Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh)

Taryfy	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Grupa taryfowa A	1,19	1,21	-2%
Grupa taryfowa B	3,60	3,59	0%
Grupa taryfowa C+R	1,83	1,76	4%
Grupa taryfowa G	3,00	2,99	0%
<b>Razem</b>	<b>9,62</b>	<b>9,55</b>	<b>1%</b>

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

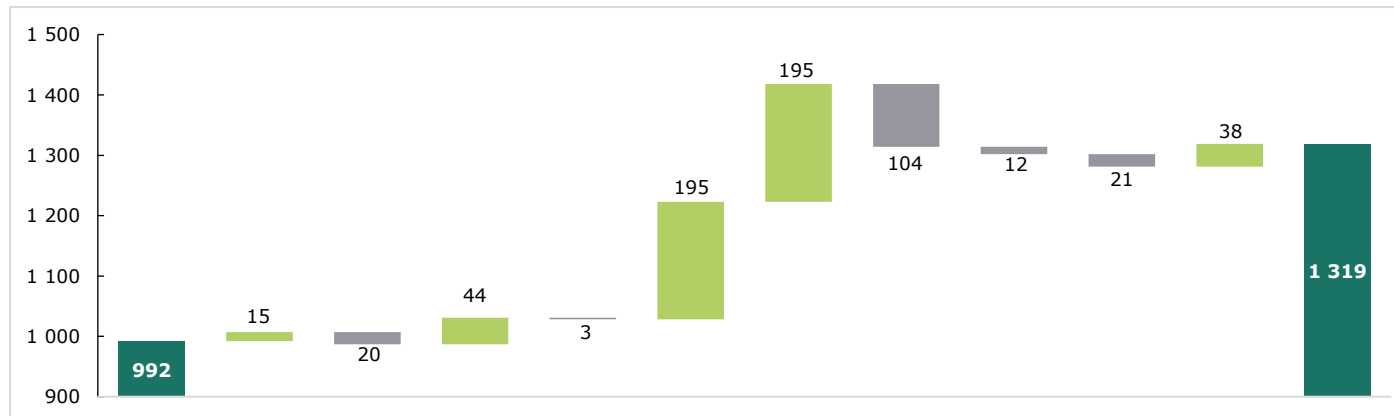
Taryfy	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Grupa taryfowa A	190	152	25%
Grupa taryfowa B	14 764	14 226	4%
Grupa taryfowa C+R	476 760	473 440	1%
Grupa taryfowa G	5 314 826	5 254 565	1%
<b>Razem</b>	<b>5 806 540</b>	<b>5 742 383</b>	<b>1%</b>

<sup>14</sup> 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 I kw. 2024	Wolumen dystryb. e.e.	Zmiana stawek dystryb. <sup>1</sup>	Pozostałe przychody z usług dystryb.	Wynik na tranzytach	Koszt różnicy bilansowej <sup>2</sup>	Doszacow. kosztów różnicy bilansowej <sup>3</sup>	Przychody z opłaty przył.	Podatek od nieruchom.	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I kw. 2025
<b>Odchylenie</b>	<b>15</b>	<b>-20</b>	<b>44</b>	<b>-3</b>	<b>195</b>	<b>195</b>	<b>-104</b>	<b>-12</b>	<b>-21</b>	<b>38</b>		
EBITDA I kw. 2024	992	2 056	155	3	443	353	142	138	422	-8		
EBITDA I kw. 2025		2 051	199	0	248	158	38	150	443	30	<b>1 319</b>	

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

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

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

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

- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej** o 0,07 TWh, wynikający z większego zapotrzebowania na energię elektryczną w taryfie małych i średnich przedsiębiorstw, gospodarstw domowych oraz dużych przedsiębiorstw.
- **Spadek stawek usługi dystrybucyjnej** średnio o 2,4 PLN/MWh wynikający ze zmiany stawek przyjętych w Taryfie 2025.
- **Wzrost pozostałych przychodów z usług dystrybucyjnych** wynikający z opłat za energię bierną.
- **Niższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej** głównie spowodowane spadkiem cen energii elektrycznej.
- **Pozytywny wpływ pozycji doszacowanie kosztów różnicy bilansowej** w wyniku zmiany cen energii elektrycznej. Doszacowanie ma neutralny wpływ na wyniki GK PGE.
- **Spadek przychodów z opłaty przyłączeniowej** w wyniku niższej realizacji projektów przyłączeniowych w badanym okresie.
- **Wzrost podatku od nieruchomości** wynikający z wyższych stawek podatkowych oraz wzrostu wartości majątku sieciowego 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 oraz niższych kosztów remontowo-eksploatacyjnych.

## NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja (w mln PLN).

	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	637	913	-30%
▪ Rozwojowe	282	450	-37%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	355	463	-23%
Pozostałe	1	0	-
<b>Razem</b>	<b>638</b>	<b>913</b>	<b>-30%</b>

## **KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE DYSTRYBUCJA**

### **Przyłączanie nowych odbiorców**

Realizowano Program przyłączenia nowych odbiorców (PNO) do sieci dystrybucyjnej, w ramach którego w pierwszym kwartale 2025 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 261 mln PLN.

### **Program LTE450**

Celem Programu LTE450 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 ramach ciągłości prac projektowych w I kwartale 2025 roku kontynuowano realizację projektów, zgodnie z przyjętym planem pracy i zakresem wdrożenia usług w sieci LTE450 w 2025 roku. Prace koncentrowały się m.in. na budowie lokalnej części infrastruktury teletransmisyjnej oraz modernizacji kolejnych obiektów własnych PGE Dystrybucja S.A. Na zmodernizowanych obiektach rozpoczęto instalację pierwszych szaf z Systemami Zasilania. Zgodnie z aktualnym harmonogramem Programu uruchomienie usługi LTE450 planowane jest na przełomie II i III kwartału 2025 roku, a pełne pokrycie zasięgiem obszaru działania PGE Dystrybucja S.A. w połowie 2026 roku. W styczniu 2025 roku PGE Dystrybucja S.A. uzyskała wsparcie w ramach Krajowego Planu Odbudowy na realizację prac w Programie LTE450.

### **Program Kablowania**

Grupa PGE w I kwartale 2025 roku kontynuowała realizację Programu Kablowania sieci średniego napięcia do poziomu skablowania 30% sieci SN, stanowiących własność PGE Dystrybucja S.A., ponosząc nakłady w wysokości 28 mln PLN.

Od początku uruchomienia Programu w 2019 roku zrealizowano 4 916 km linii kablowych SN.

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

Realizacja Projektu ma charakter obligatoryjny i wynika z wymagań stawianych OSD przez Ustawodawcę w zmienionej ustawie Prawo energetyczne. W I kwartale 2025 roku realizowane były zadania o wartości 153 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 I kwartale 2025 roku kontynuowane były prace wdrożeniowe etapu pilotażowego (obejmujące swym zakresem wybrane lokalne systemy bilingowe), które w połowie marca 2025 roku doprowadziły do uruchomienia produkcyjnego. Obecnie trwa etap stabilizacji, po którym nastąpi odbiór oraz rozliczenie bieżącego etapu Programu. Dalsze etapy będą sukcesywnie realizowane w latach 2025 - 2026.

Równolegle w ramach dedykowanych projektów towarzyszących wchodzących w skład Programu kontynuowane 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), zgodnie z przyjętym harmonogramem prowadzone były prace deweloperskie nad modułem komunikacyjnym dedykowanym do współpracy z hubem centralnym CSIRE po stronie PSE S.A.

### 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.



# Energetyka Kolejowa

Główne pozycje przychodowe		mln PLN			Główne pozycje kosztowe		mln PLN
Sprzedaż usług dystrybucyjnych	591		Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej	1,13 TWh	Zakup energii elektrycznej	431	
Sprzedaż energii elektrycznej	533		Liczba klientów - dystrybucja energii elektrycznej	57,0 tys.	w tym na pokrycie różnicy bilansowej	26	
w tym rekompensaty	1		Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do OF	0,79 TWh	Usługa tranzytowa energii elektrycznej	284	
Sprzedaż usług	138		Liczba klientów - obrót energii elektrycznej	37,7 tys.	Koszty osobowe	154	
Sprzedaż paliw	51				Pozostałe usługi obce	60	
					Zakup paliwa	47	
					Podatki i opłaty	24	
					w tym podatek od nieruchomości	11	
			Główne pozycje wynikowe	mln PLN			
			EBIT	237			
			EBITDA	351			

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 zatwierdzanej 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.

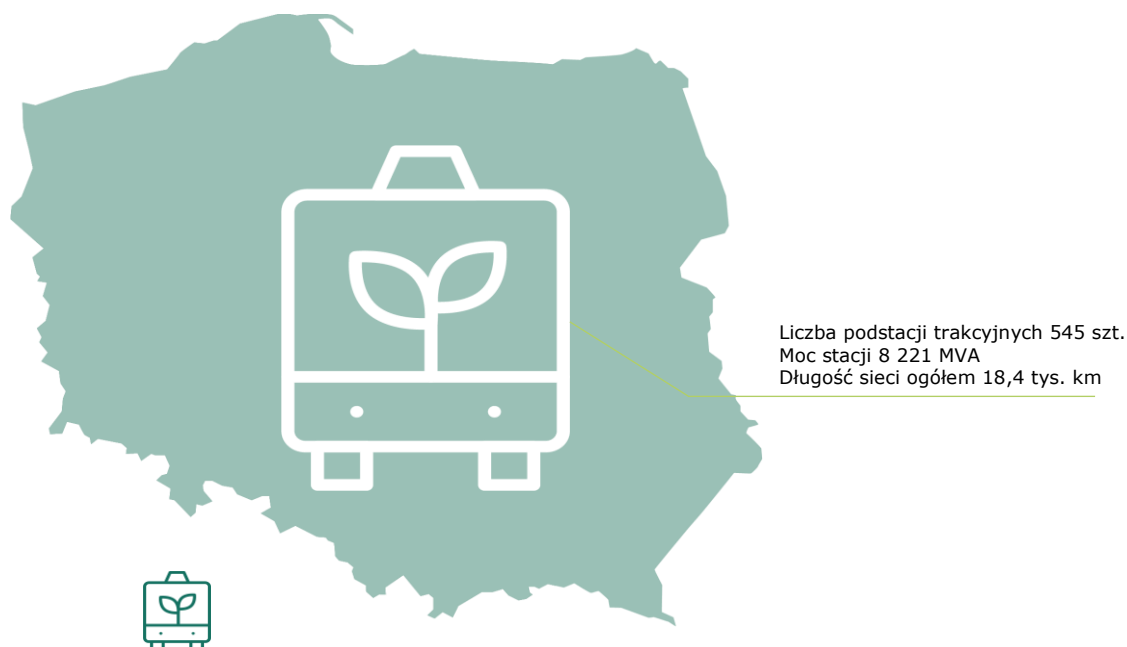
W zakresie działalności segmentu Energetyka Kolejowa są prace związane z utrzymaniem sieci trakcyjnej i wykonywaniem lokalnych robót modernizacyjnych sieci trakcyjnej. Realizowane są także usługi dotyczące elektroenergetyki nietrakcyjnej, jak np. utrzymanie urządzeń, a także budowa i utrzymanie systemów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

Dodatkowo na podstawie przepisów Ustawy z 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 23 maja 2024 roku o bonie energetycznym oraz o zmianie innych ustaw, od 1 lipca 2024 roku wprowadzono maksymalne ceny dla gospodarstw domowych, małych i średnich przedsiębiorstw oraz samorządów.

### WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

Główną część aktywów segmentu stanowi majątek związany z dystrybucją energii elektrycznej, będący w posiadaniu PGE Energetyka Kolejowa S.A. W jego skład wchodzi m.in. 545 podstacji trakcyjnych zasilających linie kolejowe w całym kraju. Łączna długość sieci spółki wynosi 18,4 tys. kilometrów. Do sieci PGE Energetyka Kolejowa S.A. jest podłączonych około 57 tys. odbiorców.

Wykres: Główne aktywa segmentu Energetyka Kolejowa i ich parametry



**Obszar sieci dystrybucyjnej segmentu Energetyka Kolejowa**

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

Taryfy	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Grupa taryfowa B	0,75	0,74	1%
Grupa taryfowa C+R	0,03	0,03	0%
Grupa taryfowa G	0,01	0,01	0%
<b>Razem</b>	<b>0,79</b>	<b>0,78</b>	<b>1%</b>

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

Taryfy	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Grupa taryfowa B	291	283	3%
Grupa taryfowa C+R	6 639	8 120	-18%
Grupa taryfowa G	30 729	28 728	7%
<b>Razem</b>	<b>37 659</b>	<b>37 131</b>	<b>1%</b>

Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh).

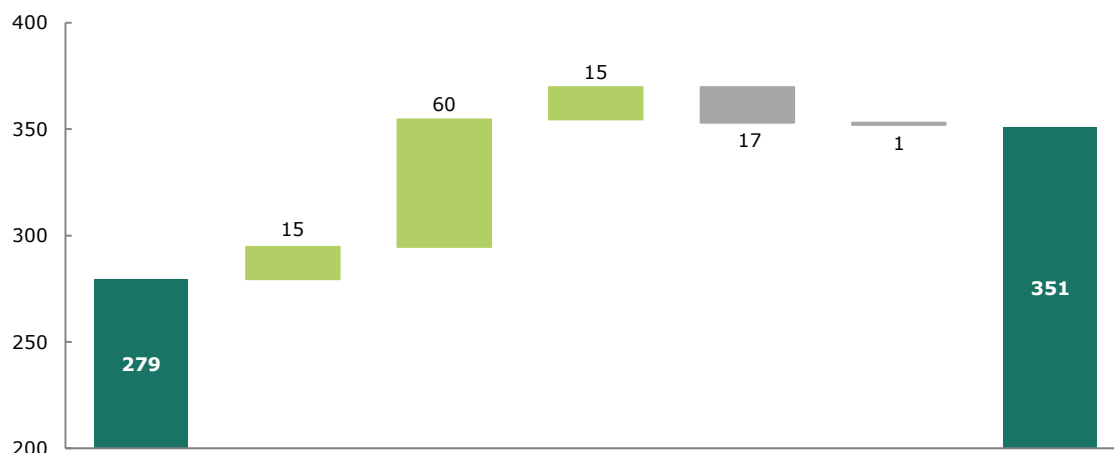
Taryfy	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Grupa taryfowa B	0,95	0,94	1%
Grupa taryfowa C+R	0,17	0,18	-6%
Grupa taryfowa G	0,01	0,01	0%
<b>Razem</b>	<b>1,13</b>	<b>1,13</b>	<b>0%</b>

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

Taryfy	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Grupa taryfowa B	678	641	6%
Grupa taryfowa C+R	25 294	26 319	-4%
Grupa taryfowa G	31 043	29 034	7%
<b>Razem</b>	<b>57 015</b>	<b>55 994</b>	<b>2%</b>

### KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I kw. 2024	Wynik na e.e	Wynik na dystrybucji e.e <sup>1</sup>	Pozostała działalność <sup>2</sup>	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I kw. 2025
<b>Odchylenie</b>		<b>15</b>	<b>60</b>	<b>15</b>	<b>-17</b>	<b>-1</b>	
EBITDA I kw. 2024	<b>279</b>	103	263	127	137	77	
EBITDA I kw. 2025		118	323	142	154	78	<b>351</b>

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

<sup>2</sup> Pozostała działalność dotyczy głównie sprzedaży paliw oraz usług trakcyjnych.

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

- **Pozytywny wynik na sprzedaży energii elektrycznej** ze względu na wyższą marżę klientów trakcyjnych jak i nietrakcyjnych, m.in. w związku z efektem ustawy w 2024 roku, pomniejszającym marżę poprzez ustalenie cen maksymalnych energii elektrycznej.
- **Wyższy wynik na dystrybucji** jest głównie efektem wzrostu przychodów z opłat przyłączeniowych w związku z harmonogramem Programu Modernizacji Układów Zasilania (MUZa) oraz wyższą realizacją mocy.
- **Wyższy wynik w zakresie pozostałej działalności** dotyczy głównie działalności w zakresie usług trakcyjnych, w związku z waloryzacją umów z kontrahentami oraz wyższymi przychodami w zakresie kontraktacji kolejowej ze względu na nowy zakres realizowanych prac.
- **Wyższe koszty osobowe** głównie w związku z realizacją porozumień zawartych ze stroną społeczną oraz niezbędnego wzrostu zatrudnienia pracowników bezpośrednich w obszarze usług.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** głównie w zakresie wyższych kosztów zużycia materiałów, w związku z realizacją nowego zakresu inwestycji, skompensowane częściowo kosztami aktywowanymi.

## NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Kolejowa (mln PLN).

	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	61	77	-21%
▪ Rozwojowe	32	73	-56%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	29	4	625%
<b>Razem</b>	<b>61</b>	<b>77</b>	<b>-21%</b>

## KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA KOLEJOWA

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

Kontynuowano realizację Programu MUZa, 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 budowie i modernizacji podstacji trakcyjnych zgodnie z zawartymi z PKP PLK umowami przyłączeniowymi. W I kwartale 2025 roku poniesione nakłady wyniosły 7 mln PLN. Od początku uruchomienia Programu w 2012 roku podpisano 297 umów przyłączeniowych, z czego zrealizowano 271.

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

Realizowano Program przyłączania nowych odbiorców do sieci dystrybucyjnej, w ramach którego w I kwartale 2025 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 9 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. Dotychczas 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 szaf bilansujących w stacjach SN/nN.




Aktualnie opomiarowano 4 434 stacje SN/nN z 5 763 stacji posiadanych przez PGE Energetyka Kolejowa S.A. W I kwartale 2025 roku na ten Projekt poniesione zostały nakłady w wysokości 16 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, Energetyka Gazowa, Ciepłownictwo oraz Energetyka Odnawialna.



## Obrót

Główne pozycje przychodowe	mln PLN				Główne pozycje kosztowe	mln PLN	
Sprzedaż energii elektrycznej <sup>2</sup>	6 841		<b>Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do OF<sup>1</sup></b>	<b>7,77 TWh</b>		Zakup energii elektrycznej <sup>2</sup>	6 097
w tym rekompensaty	302		<b>Liczba klientów<sup>1</sup></b>	<b>5,69 mln</b>		Zakup uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>	2 391
Sprzedaż uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>	2 429					Zakup gazu	457
Sprzedaż gazu	462					Koszty działania segmentu	350
Zarządzanie sprzedażą	314					Koszty paliw <sup>2</sup>	132
Sprzedaż paliw <sup>2</sup>	124				Koszty umorzenia praw majątkowych	92	
							
			<b>Główne pozycje wynikowe</b>	<b>mln PLN</b>			
			<b>EBIT powtarzalny</b>	762			
			<b>EBIT raportowany</b>	734			
			<b>EBITDA powtarzalna</b>	772			
			<b>EBITDA raportowana</b>	744			

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

<sup>2</sup> Ujęcie zarzadcze.

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 ponad 66% 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.

W wyniku ustawy z 27 listopada 2024 roku o zmianie ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców, od 1 stycznia 2025 roku do 30 września 2025 roku w dalszym ciągu obowiązywać będzie cena maksymalna prądu dla gospodarstw domowych.

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

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

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

## WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

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

Taryfy	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Grupa taryfowa A	1,05	1,04	1%
Grupa taryfowa B	2,62	2,90	-10%
Grupa taryfowa C+R	1,47	1,81	-19%
Grupa taryfowa G	2,63	2,57	2%
Razem	<b>7,77</b>	<b>8,32</b>	<b>-7%</b>

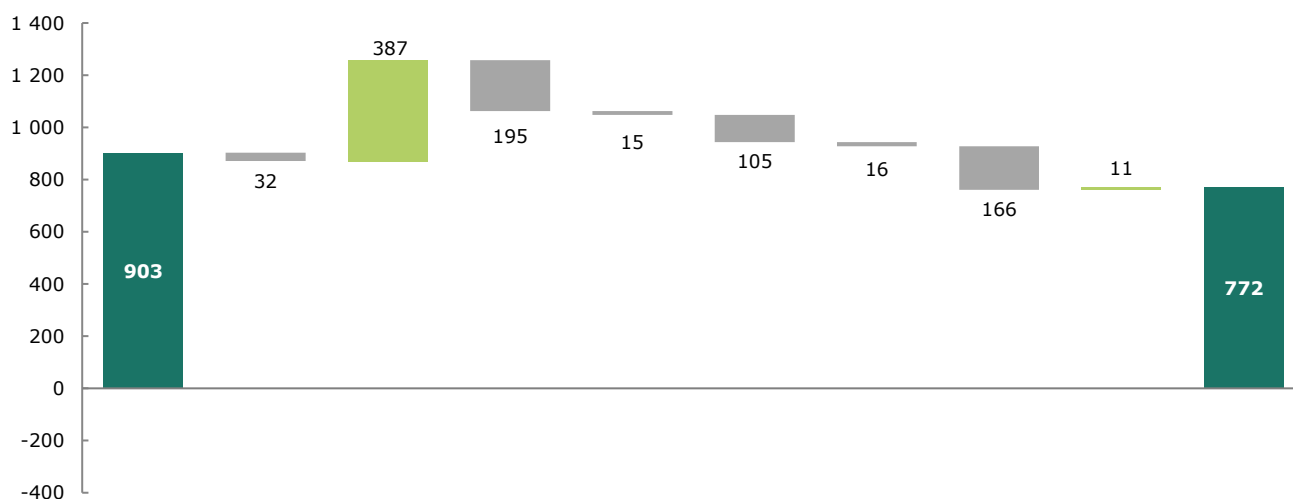
<sup>1</sup> Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

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

Taryfy	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Grupa taryfowa A	139	140	-1%
Grupa taryfowa B	10 439	11 301	-8%
Grupa taryfowa C+R	365 456	402 565	-9%
Grupa taryfowa G	5 311 053	5 255 138	1%
Razem	<b>5 687 087</b>	<b>5 669 144</b>	<b>0%</b>

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

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



	EBITDA I kw. 2024	Wynik na e.e. ilość	Wynik na e.e. cena	Doszacow. kosztów różnicy bilansowej <sup>1</sup>	Przychody z działalności na rzecz segmentów w GK PGE <sup>2</sup>	Wynik na sprzedaży CO <sub>2</sub>	Koszty osobowe	Wynik na pozostałej działalności operacyjnej	Pozostałe <sup>3</sup>	EBITDA I kw. 2025
<b>Odchylenie</b>		<b>-32</b>	<b>387</b>	<b>-195</b>	<b>-15</b>	<b>-105</b>	<b>-16</b>	<b>-166</b>	<b>11</b>	
EBITDA raportowana I kw. 2024	<b>903</b>									
Zdarzenie jednorazowe I kw. 2024	<b>0</b>									
EBITDA powtarzalna I kw. 2024	<b>903</b>	156		-353	393	143	185	206	-163	
EBITDA powtarzalna I kw. 2025		511		-158	378	38	201	40	-152	<b>772</b>
Zdarzenia jednorazowe I kw. 2025										<b>-28</b>
EBITDA raportowana I kw. 2025										<b>744</b>

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

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

<sup>3</sup> Pozycja po skorygowaniu o zdarzenie jednorazowe – odpis na Fundusz WRC za poprzedni okres w spółce PGE Obrót S.A.



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

Zdarzenia jednorazowe	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Korekta odpisu na Fundusz WRC za poprzedni okres	-28	-	-
<b>Razem</b>	<b>-28</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

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

- **Wyższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej** jest głównie efektem wyższych marż na produktach taryfowych.
- **Negatywny wpływ pozycji doszacowanie kosztów różnicy bilansowej** głównie w wyniku zmiany cen energii elektrycznej. Doszacowanie ma neutralny wpływ na wyniki GK PGE.
- **Spadek przychodów z działalności wewnątrz GK PGE** wynikający ze spadku przychodów z tytułu umowy ZHZW, co jest konsekwencją niższej wartości obrotu energią elektryczną objętej zarządzaniem.
- **Niższy wynik na sprzedaży CO<sub>2</sub>** głównie w efekcie zmiany wyceny przejściowej kontraktów terminowych CO<sub>2</sub>.
- **Wyższe koszty osobowe** w efekcie zmian organizacyjnych oraz w związku z realizacją porozumień płacowych.
- **Niższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej** w efekcie wysokiej bazy ubiegłego roku, kiedy rozwiązano rezerwy na umowy rodzące obciążenia głównie dla grupy taryfowej G.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** głównie w efekcie wyższej sprzedaży na usługach dodatkowych.

### 3.3.9. 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, świadczenie usług ochrony.

Od 2025 roku do segmentu Pozostała Działalność został włączony segment Gospodarka Obiegu Zamkniętego, który do końca 2024 roku był odrębnie raportowany. Przedmiotem działalności spółek z tego obszaru 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.

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.



## Pozostała Działalność

The diagram illustrates the flow of financial data. On the left, a table lists 'Główne pozycje przychodowe' (Main revenue items) in mln PLN: 'Przychody związane z UPS' (123) and 'Przychody z usług IT' (86). On the right, a table lists 'Główne pozycje kosztowe' (Main cost items) in mln PLN: 'Koszty osobowe' (115), 'Usługi informatyczne' (32), 'Amortyzacja' (16), 'Usługi transportowe' (15), and 'Usługi doradcze' (6). Arrows point from these tables towards a central column. The central column contains three items: 'Zarządzanie UPS' (UPS Management), 'Świadczenie usług na rzecz GK PGE' (Provision of services for GK PGE), and 'Inwestycje w start-up'y' (Investments in start-ups). A downward arrow from this central column points to a final table at the bottom, 'Główne pozycje wynikowe' (Main financial results) in mln PLN, which shows 'EBIT' (49) and 'EBITDA' (65).

Główne pozycje przychodowe	mln PLN
Przychody związane z UPS	123
Przychody z usług IT	86

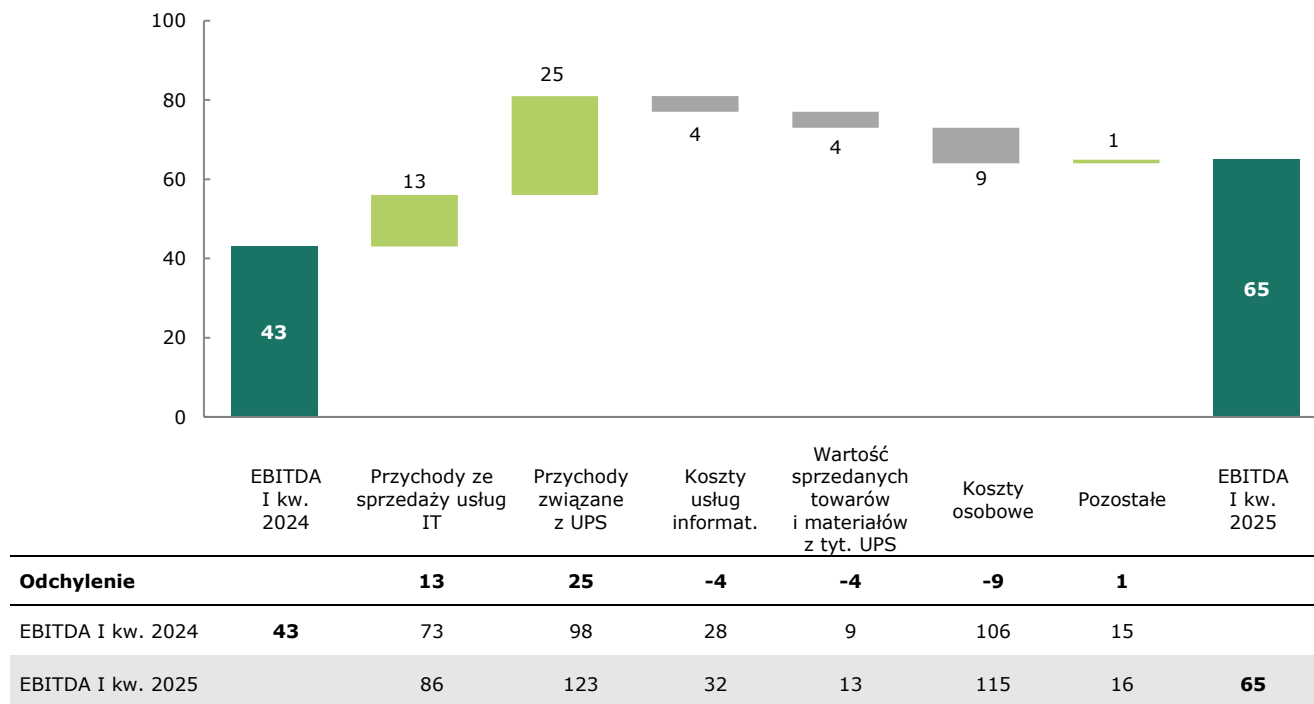
Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Koszty osobowe	115
Usługi informatyczne	32
Amortyzacja	16
Usługi transportowe	15
Usługi doradcze	6

Zarządzanie UPS
Świadczenie usług na rzecz GK PGE
Inwestycje w start-up'y

Główne pozycje wynikowe	mln PLN
EBIT	49
EBITDA	65

### KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



<sup>1</sup> Dane za I kwartał 2024 roku dostosowano do porównywalności ze względu na przeniesienie spółek segmentu Gospodarka Obiegu Zamkniętego do segmentu Pozostała Działalność.

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

- **Wyższe przychody ze sprzedaży usług IT** ze względu na większy zakres usług świadczonych przez PGE Systemy S.A. na rzecz spółek w GK PGE.
- **Wyższe przychody związane z UPS** z tytułu wzrostu wolumenu sprzedaży ubocznych produktów spalania oraz wyższych cen.
- **Wyższe koszty usług informatycznych** w związku z zakupem usług zewnętrznych w celu świadczenia przez spółkę PGE Systemy S.A. szerszego zakresu usług na rzecz GK PGE oraz prowadzenia nowych programów inwestycyjnych (LTE450).
- **Wyższa wartość sprzedanych towarów i materiałów**, wynikająca głównie z wyższych kosztów zakupu UPS z tytułu wzrostu cen.
- **Wyższe koszty osobowe** związane wzrostem poziomu płacy minimalnej, presją inflacyjną, realizacją porozumień płacowych.

## NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Pozostała Działalność (mln PLN)<sup>1</sup>

	I kw. 2025	I kw. 2024	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	20	12	67%
▪ Inwestycje rozwojowe	5	0	-
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	15	12	25%
<b>Razem</b>	<b>20</b>	<b>12</b>	<b>67%</b>

<sup>1</sup> Dane za I kwartał 2024 roku dostosowano do porównywalności ze względu na przeniesienie spółek segmentu Gospodarka Obiegu Zamkniętego do segmentu Pozostała Działalność.

## KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

- W PGE Inwest 14 sp. z o.o. trwają prace związane z projektem budowy **Bateryjnego Magazynu Energii Elektrycznej (BMEE) w Żarnowcu** o mocy 262 MW i pojemności ok. 981 MWh, który będzie jedną z największych tego typu instalacji magazynowania energii w Europie. Magazyn będzie zlokalizowany w pobliżu przyszłej stacji transformatorowej dla morskich farm wiatrowych Grupy PGE oraz największej w Polsce elektrowni szczytowo-pompowej. Podpisanie umowy o wartości 1,3 mld PLN netto z Wykonawcą – firmą LG Energy Solution Wrocław sp. z o.o. nastąpiło 7 marca 2025 roku. Równolegle prowadzono prace związane z przygotowaniem terenu pod budowę (wycinka, przekładki, badania geotechniczne), które zakończono w kwietniu 2025 roku. 24 kwietnia 2025 roku przekazano Wykonawcy teren budowy. W grudniu 2024 roku magazyn uzyskał 17-letni kontrakt w aukcji Rynku Mocy na 2029 rok. W ramach finansowania projektu Grupa PGE złożyła wniosek o środki z KPO (dotacja). Zakończenie budowy przewidziane jest na 2027 rok.
- W PGE Inwest 12 sp. z o.o. trwają prace związane z projektem **Budowa elektrowni szczytowo-pompowej Młoty (ESP Młoty)**. W czerwcu 2024 roku rozpoczęto formalnie starania o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Obecnie przygotowany jest raport oddziaływania na środowisko, który zostanie przedłożony do Regionalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska we Wrocławiu. 26 listopada 2024 roku podpisano umowę na sporządzenie raportu audytu prawnego nieruchomości dla realizacji ESP Młoty. W grudniu 2024 roku uzyskano warunki przyłączenia ESP Młoty do sieci przesyłowej. W lutym i w marcu 2025 roku otrzymano raporty audytu prawnego nieruchomości.

## 4. Pozostałe elementy Sprawozdania

### 4.1. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego mające wpływ na działalność w I kwartale 2025 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.

Opis znajduje się w nocie 26.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

#### 4.1.3. Zmiany regulacyjne

Opis znajduje się w nocie 26.2 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz pkt 2.4 niniejszego sprawozdania.

#### 4.1.4. Decyzja środowiskowa w sprawie Kopalni Turów

Opis znajduje się w nocie 23.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

#### 4.1.5. Postępowanie restrukturyzacyjne ENESTA sp. z o.o.

Opis znajduje się w nocie 1.2 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

#### 4.1.6. Rekomendacja niewypłacania dywidendy za 2024 rok

14 kwietnia 2025 roku Zarząd PGE S.A. podjął decyzję o rekomendacji niewypłacania dywidendy za 2024 rok dla akcjonariuszy. W ocenie Zarządu PGE, biorąc pod uwagę perspektywę rozwoju Grupy PGE, Spółka posiada potencjał do wypłacania dywidendy w przyszłości. Jednakże dalsza działalność segmentu Energetyka Konwencjonalna w strukturach Grupy PGE, w szczególności potencjalna skala płatności za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>, przekłada się na ograniczoną przewidywalność przepływów finansowych Grupy.

[Rekomendacja niewypłacania dywidendy za 2024 rok](#)

#### 4.1.7. Projekt budowy elektrowni jądrowej

Opis znajduje się w nocie 26.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

#### 4.1.8. Szacunek niezbilansowania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci przez prosumentów

Opis znajduje się w nocie 2.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

#### 4.1.9. Kary umowne dla wykonawcy bloku 7 w Elektrowni Turów

Opis znajduje się w nocie 23.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

#### 4.1.10. Podpisanie porozumienia w sprawie potencjalnego nabycia udziałów i akcji od spółki ZE PAK S.A.

Opis znajduje się w nocie 26.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

#### 4.1.11. Realizacja oraz finansowanie projektu Baltica 2

Opis znajduje się w nocie 26.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

#### 4.1.12. Budowa magazynu energii w Żarnowcu

Opis znajduje się w pkt 3.3.9 niniejszego sprawozdania.

[Budowa magazynu energii](#)

#### 4.1.13. Podpisanie umów pożyczek z BGK w ramach KPO

Opis znajduje się w nocie 26.5 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

### 4.2. Zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym

#### 4.2.1. Zawarcie umowy kredytowej z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym

25 kwietnia 2025 roku PGE S.A. zawarła umowę kredytu terminowego z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym (EBI). Wartość umowy kredytowej wynosi 2,25 mld PLN a kredyt zostanie przeznaczony na finansowanie nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez PGE Energia Odnawialna S.A. na projekt modernizacji elektrowni szczytowo-pompowej Porąbka-Żar oraz na budowę farm fotowoltaicznych wraz z infrastrukturą przyłączeniową. Finansowanie udzielane jest w ramach wsparcia planu REPowerEU w 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 8,9 mld PLN.

[Umowa kredytowa z EBI](#)

#### 4.2.2. Wynik aukcji uzupełniającej Rynku Mocy na okres dostaw od 1 lipca do 31 grudnia 2025 roku

15 maja 2025 roku w wyniku aukcji uzupełniającej Rynku Mocy na okres dostaw od 1 lipca do 31 grudnia 2025 roku jednostki należące do Grupy PGE uzyskały kontrakty o łącznym obowiązku mocowym 2 174 MW. Cena zamknięcia aukcji wynosi 431 PLN/kW/rok. Podana cena zamknięcia aukcji nie jest ostatecznym wynikiem aukcji mocy. Ostateczne wyniki ogłasza Prezes URE w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie internetowej.

[Wynik aukcji uzupełniającej cz.1](#)

[Wynik aukcji uzupełniającej cz.2](#)

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

Istotne postępowania toczące się przed sądami, organami właściwymi dla postępowań arbitrażowych oraz organami administracji publicznej zostały omówione w nocie 23.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego. We wskazanej nodzie 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.

#### 4.4. Informacje o zaciągniętych i wypowiedzianych w danym kwartale umowach dotyczących kredytów i pożyczek

Informacje zostały przedstawione również w nocie 21.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Tabela: Istotne umowy dotyczące kredytów i pożyczek finansowych zewnętrznych podpisane w I kwartale 2025 roku.

Spółka (Pożyczkobiorca)	Strona umowy	Rodzaj finansowania	Data zawarcia umowy	Data zapadalności umowy	Limit zobowiązania (mln) <sup>1</sup>	Waluta	Stopa stała/zmienna
PGE S.A.	BGK	Kredyt terminowy	2025-01-29	2036-12-20	3 900	PLN	Zmienna
PGE S.A.	BGK	Kredyt terminowy	2025-03-31	2049-12-20	2 566	PLN	Staća
PGE S.A.	BGK	Kredyt terminowy	2025-03-31	2049-12-20	9 521	PLN	Staća
PGE Baltica 6 sp. z o.o.	Instytucje finansowe	Kredyty konsorcjalne i inne – project finance	2025-01-29	2049-11-30	2 812 <sup>2</sup>	EUR	Zmienna

<sup>1</sup> Wartości powyżej 100 mln PLN.

<sup>2</sup> Maksymalny limit, na który składają się: Term loan, Standbay Debt oraz DSRF (Debt Service Reserve Facility).

Na 31 marca 2025 roku łączna wartość kredytów i pożyczek wyniosła 7 961 mln PLN.

#### 4.5. Informacje o udzieleniu w danym kwartale przez PGE S.A. lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu, pożyczki lub udzieleniu gwarancji<sup>15</sup>

Informacje zostały przedstawione również w nocie 23.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Tabela: Zestawienie udzielonych w danym kwartale poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji przez PGE S.A. lub przez jednostkę od niego zależną (mln PLN)<sup>1</sup>.

Spółka otrzymująca poręczenie/ gwarancję	Wystawca poręczenia/ gwarancji	Dłużnik – za zobowiązania którego jest wystawione poręczenie lub gwarancja	Typ zabezpieczenia	Okres obowiązywania poręczenia/ gwarancji		Wartość poręczenia /gwarancji (mln PLN)
				Początek	Koniec	
Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.	PGE S.A.	PGE Dom Maklerski S.A.	Gwarancja	2025-01-06	2025-07-08	50
Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.	PGE S.A.	PGE Dom Maklerski S.A.	Gwarancja	2025-03-28	2025-05-16	90
Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.	PGE S.A.	PGE Dom Maklerski S.A.	Gwarancja	2025-03-28	2025-05-16	55
Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.	PGE S.A.	PGE GIEK S.A.	Gwarancja	2025-03-01	2025-04-09	68
Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.	PGE S.A.	PGE GIEK S.A.	Gwarancja	2025-01-30	2025-03-31	40
Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.	PGE S.A.	PGE GIEK S.A.	Gwarancja	2025-02-11	2025-04-11	32
Orlen S.A.	PGE S.A.	KOGENERACJA S.A.	Poręczenie	2025-01-01	2026-03-31	4
Orlen S.A.	PGE S.A.	KOGENERACJA S.A.	Poręczenie	2025-01-01	2026-03-31	88
Orlen S.A.	PGE S.A.	PGE Toruń S.A.	Poręczenie	2025-01-01	2026-03-31	120
Orlen S.A.	PGE S.A.	PGE Energia Ciepła S.A.	Poręczenie	2025-01-01	2026-03-31	479
Orlen S.A.	PGE S.A.	PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o.	Poręczenie	2025-01-01	2026-03-31	644

<sup>1</sup> Wartości powyżej 100 mln PLN łącznie dla jednego podmiotu.

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

Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych zostały również opisane w nocie 21.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

<sup>15</sup> Łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej od tego podmiotu, jeżeli łączna wartość istniejących poręczeń lub gwarancji jest znacząca.

Tabela: Wyemitowane obligacje zewnętrzne na 31 marca 2025 roku.

Spółka (Emitent)	Strona umowy	Rodzaj finansowania	Data zawarcia umowy programu	Data zapadalności programu	Maksymalna kwota programu (mln)	Wykorzystanie (mln)	Waluta
PGE S.A.	Pekao S.A. oraz ING Bank Śląski S.A.	Obligacje krajowe	2011-08-29	-	5 000	1 400 <sup>1</sup>	PLN
PGE Sweden AB	BNP Paribas, CITIGROUP Global Markets Ltd., ING Bank N.V., London Branch, Nordea Bank Danmark A/S, PKO BP S.A. oraz Societe Generale	Euroobligacje	2014-05-22	-	2 000	138 <sup>2</sup>	EUR

<sup>1</sup> Obligacje o łącznej wartości 1,4 mld PLN zostały wyemitowane w dwóch seriach: 1 mld PLN z 10 letnim terminem zapadalności tj. 21 maja 2029 roku i 400 mln PLN z 7-letnim terminem zapadalności tj. 21 maja 2026 roku.

<sup>2</sup> Emisja 15-letnich obligacji typu private placement z 1 sierpnia 2014 roku, termin zapadalności 1 sierpnia 2029 roku.

## 4.7. Zabezpieczenia transakcji finansowania Projektu Baltica 2

W związku z podpisaniem umów kredytowych mających na celu sfinansowanie Projektu Baltica 2, o których mowa w nocie 21.1 oraz 26.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego, zostały ustanowione zabezpieczenia transakcji finansowania projektu w postaci umów zastawów rejestrowych i finansowych na rachunkach bankowych, aktywach i udziałach spółek.

Tabela: Zestawienie zabezpieczeń transakcji finansowania farmy wiatrowej Baltica 2 (w mln PLN).

Lp	Strona udzielająca zabezpieczenia	Beneficjent zabezpieczenia	Nazwa dokumentu zabezpieczenia	Data umowy	Przedmiot zabezpieczenia i jego wartość	Najwyższa suma zabezpieczenia <sup>1</sup>	Waluta
1.	PGE Baltica 6 sp. z o.o.	Deutsche Bank Luxembourg S.A.	Umowa zastawów finansowych na rachunkach bankowych	2025-02-07	Wierzytelności z umów o prowadzenie rachunków bankowych należących do PGE Baltica 6 sp. z o.o.	35 809	PLN
2.	PGE Baltica 6 sp. z o.o.	Deutsche Bank Luxembourg S.A.	Umowa zastawów finansowych na rachunkach bankowych	2025-02-03	Wierzytelności z umów o prowadzenie rachunków bankowych należących do PGE Baltica 6 sp. z o.o.	35 809	PLN
3.	PGE Baltica 6 sp. z o.o.	Deutsche Bank Luxembourg S.A.	Umowa zastawów rejestrowych na rachunkach bankowych	2025-02-03	Wierzytelności z umów o prowadzenie rachunków bankowych należących do PGE Baltica 6 sp. z o.o.	35 809	PLN
4.	PGE Baltica 6 sp. z o.o.	Deutsche Bank Luxembourg S.A.	Umowa zastawu rejestrowego na aktywach	2025-02-03	Aktywa o łącznej wartości 2 042 479 765,41 PLN (na dzień podpisania umowy)	35 809	PLN
5.	PGE Baltica 6 sp. z o.o.	Deutsche Bank Luxembourg S.A.	Umowa zastawu rejestrowego i zastawu finansowego na udziałach Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2 sp. z o.o.	2025-02-03	200 065 udziałów w Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2 sp. z o.o., każdy o wartości 500 PLN	35 809	PLN
6.	PGE Baltica 6 sp. z o.o.	Deutsche Bank Luxembourg S.A.	Umowa przelewu na zabezpieczenie	2025-02-03	Prawa z umów ubezpieczeń, dokumentów projektu oraz gwarancji	35 809	PLN
7.	PGE Baltica 6 sp. z o.o.	Deutsche Bank Luxembourg S.A.	Umowa przelewu na zabezpieczenie	2025-02-05	Prawa z umowy zastawów na rachunku bankowym VAT zawartej w dniu 4 lutego 2025 roku pomiędzy Elektrownia Wiatrowa Baltica 2 sp. z o.o. jako zastawcą oraz PGE Baltica 6 sp. z o.o. i Ørsted Baltica 2 Holding sp. z o.o. jako zastawnikami	35 809	PLN
8.	PGE Baltica 2 sp. z o.o.	Deutsche Bank Luxembourg S.A.	Umowa przelewu na zabezpieczenie	2025-02-03	Przyszłe prawa z wewnątrzgrupowych umów pożyczek	35 809	PLN
9.	PGE Baltica 2 sp. z o.o.	Deutsche Bank Luxembourg S.A.	Umowa zastawu rejestrowego i zastawu finansowego na udziałach PGE Baltica 6 sp. z o.o.	2025-02-03	1 684 424 udziałów w PGE Baltica 6 sp. z o.o., każdy o wartości 1.000 PLN	35 809	PLN
10.	PGE S.A.	Deutsche Bank Luxembourg S.A.	Umowa przelewu na zabezpieczenie	2025-02-03	Przyszłe prawa z wewnątrzgrupowych umów pożyczek	35 809	PLN
11.	Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2 sp. z o.o.	PGE Baltica 6 sp. z o.o. oraz Ørsted Baltica 2 Holding sp. z o.o.	Umowa zastawów na rachunku bankowym VAT	2025-02-04	Wierzytelność z umowy o prowadzenie rachunku VAT należącego do Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2 sp. z o.o.	633	PLN

<sup>1</sup> Kwota równa 150% wartości zobowiązań – odpowiednio sumy udzielonych finansowań oraz limitów transakcji skarbowych za wyjątkiem zabezpieczeń udzielonych przez Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2 sp. z o.o. w celu zabezpieczenia spłaty pożyczek VAT udzielonych EWB - 2 sp. z o.o. przez PGE Baltica 6 sp. z o.o. oraz Ørsted Baltica 2 Holding sp. z o.o. W tym wypadku jest to kwota równa 150% wartości udzielonych pożyczek.



Łączna maksymalna wartość ustanowionych zabezpieczeń umów kredytowych wynosi 35,8 mld PLN.

Dodatkowo, zostało ustanowione zabezpieczenie pożyczki udzielonej Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2 sp. z o.o. przez wspólników tj. PGE Baltica 6 sp. z o.o. oraz Orsted Baltica 2 Holding sp. z o.o w formie umowy zastawu rejestrowego i zastawów cywilnych na rachunku bankowym VAT Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2 sp. z o.o. oraz w formie Oświadczeń o poddaniu się egzekucji. Najwyższa suma zabezpieczenia wynikająca z niniejszej umowy zastawu wynosi 633 mln PLN na rzecz każdego ze wspólników.

#### **4.8. Transakcje z podmiotami powiązanymi**

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

#### **4.9. Publikacja prognoz wyników finansowych**

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

#### **4.10. Istotne pozycje pozabilansowe**

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

#### **4.11. 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.

#### **4.12. 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 I kwartale 2025 roku poza zdarzeniami wskazanymi w pozostałych punktach niniejszego sprawozdania, nie wystąpiły inne zdarzenia, które są istotne dla oceny sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego GK PGE i ich zmian oraz oceny możliwości realizacji zobowiązań przez Grupę Kapitałową PGE.

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

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

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

## 6. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej 27 maja 2025 roku.

Warszawa, 27 maja 2025 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

Pojęcie branżowe	Definicja
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
B2B	Umowa B2B (skrót z j. ang. business-to-business) to umowa cywilnoprawna zawarta między dwoma firmami.
CSDDD	Dyrektywa (UE) ws. należytej staranności przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju
CSRD	Dyrektywa (UE) ws. sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju
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 ciepłe	Kategoria stosowana przez PSE S.A w miesięcznych raportach z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i Rynku Bilansującego – obejmuje elektrownie i elektrociepłownie
Energia czarna	Umowna nazwa energii wytwarzanej w wyniku spalania węgla kamiennego lub brunatnego
Energia czerwona	Umowna nazwa energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem
Energia zielona	Umowna nazwa energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii
Energia żółta	Umowna nazwa energii wytwarzanej w elektrowniach gazowych oraz gazowo-parowych
EUA	European Union Allowances - zbywalne prawa do emisji CO <sub>2</sub> , 1 EUA uprawnia do emisji jednej tony CO <sub>2</sub>
EU ETS	European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme, wspólnotowy system handlu emisjami. Zasady jego funkcjonowania określa Dyrektywa Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, zmieniona Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z 23 kwietnia 2009 roku (Dz.U.UE L z 5.6.2009, Nr 140, str. 63–87)
EW	Elektrownia Wodna
FSRU	Floating Storage Regasification Unit – pływająca jednostka przystosowana do odbioru skroplonego gazu ziemnego z metanowca, jego przechowywania i regazyfikacji (zmiany stanu skupienia z cieczy na gaz)
FW	Farma Wiatrowa
Generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE. Dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności
Gospodarka o obiegu zamkniętym	System, w którym minimalizuje się zużycie surowców i wielkość odpadów oraz emisję i utraty energii poprzez tworzenie zamkniętej pętli procesów, w których odpady z jednych procesów są wykorzystywane jako surowce dla innych, co maksymalnie zmniejsza ilość końcowych odpadów produkcyjnych
Grupa taryfowa	Grupa odbiorców pobierających energię elektryczną lub ciepło lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną lub ciepło, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania
GW	Gigawat, jednostka mocy w układzie SI, 1 GW = 10 <sup>9</sup> W
GWe	Gigawat mocy elektrycznej
GWt	Gigawat mocy cieplnej
HCl	Chlorowodór
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

Pojęcie branżowe	Definicja
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny, zbiór urządzeń do rozdziału, przesyłania i wytwarzania energii elektrycznej, połączonych w system umożliwiający dostawę 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 $1 \text{ kW}$ 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
ME	Magazyn Energii
MEW	Małe Elektrownie Wodne
MFW	Morska Farma Wiatrowa
MIE	Minimalna Ilość Energii
Moc osiągalna	Największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana przez wytwórcę ciepłego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
Moc zainstalowana	formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji (wartość historyczna – niezmienna w czasie)
MSR	Rezerwa stabilizacyjna rynku (dotyczy CO <sub>2</sub> )
MW	Jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MWe	Megawat mocy elektrycznej
MWt	Megawat mocy cieplnej
NH <sub>3</sub>	Amoniak
Nm <sup>3</sup>	Normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m <sup>3</sup> przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
NO <sub>x</sub>	Tlenki azotu
Odnawialne źródło energii (OZE)	Źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych
Operacyjna rezerwa mocy (ORM)	Zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JGWA) będących w ruchu albo postoju, stanowiące nadwyżkę mocy dostępną dla PSE S.A. ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokrytą 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.
Oплата kogeneracyjna	Element rachunku za energię elektryczną pobierany w celu sfinansowania nowego mechanizmu wsparcia dla wydajnej kogeneracji (system aukcyjny od 2019 roku).
Oплата mocowa	Element rachunku za energię elektryczną, pobierany w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego (stałych dostaw prądu).
Oплата OZE	Oплата OZE służy zapewnieniu dostępności energii ze źródeł odnawialnych w KSE. Oplatę 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).
Oплата 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	Petadżul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, $1 \text{ PJ} = \text{ok. } 278 \text{ GWh}$
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 węglowych sprzedawanych na krajowym rynku energetycznym

Pojęcie branżowe	Definicja
PSCMI-2	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen miał w energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku ciepła
PSE S.A.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
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	Fotowoltaika; 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 przedsiębiorstw 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.), (Badania i Rozwój)
SAIDI	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej, wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców
SAIFI	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców
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)
Taksonomia środowiskowa UE	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z 18 czerwca 2020 roku w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające Rozporządzenie (UE) 2019/2088
Taryfa	Zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą
Technologie ICT	Pojęcie obejmujące techniki przetwarzania, gromadzenia lub przesyłania informacji w formie elektronicznej
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A., giełda towarowa na której przedmiotem obrotu może być energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, wielkość emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń, dopuszczone do obrotu na giełdzie.
TPA	Third Party Access, zasada polegająca na udostępnieniu przez właściciela bądź operatora infrastruktury sieciowej stronom trzecim w celu dostarczenia towarów/usług klientom strony trzeciej
TTF	Title Transfer Facility – indeks kontraktów terminowych na gaz z holenderskiej giełdy ICE Endex Dutch
TWh	Terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI - 1 TWh to 10 <sup>9</sup> kWh
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa KDT	Ustawa z 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej
Wskaźnik dyspozycyjności	(czas pracy + czas postoju w rezerwie) x 100 / czas okresu
Wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej	Wyprodukowana energia elektryczna x 100 / (czas okresu x moc zainstalowana)
V (wolt)	Jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, 1 V= 1J/1C = (1 kg x m <sup>2</sup> ) / (A x s <sup>3</sup> )

Pojęcie branżowe	Definicja
W (wat)	Jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ W} = 1 \text{ J/s} = 1 \text{ kg} \times \text{m}^2 \times \text{s}^{-3}$
WRA	Wartość Regulacyjna Aktywów
Wskaźnik N:W	Stosunek objętości zdejmowanego nadkładu w $\text{m}^3$ do masy wydobytego węgla brunatnego w tonach
Współspalanie	Wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w oparciu o proces wspólnego, jednoczesnego, przeprowadzanego w jednym urządzeniu spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami; część energii wyprodukowanej w powyższy sposób może być uznana za energię wytworzoną w odnawialnym źródle energii
ZDEE	Umowa o Zabezpieczanie Dostaw Energii Elektrycznej
ZHZW	Umowa o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi