

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU

z działalności Grupy Kapitałowej PGE
za okres 3 i 9 miesięcy

zakończony dnia 30 września 2025 roku



Polska Grupa Energetyczna

SPIS TREŚCI

KLUCZOWE DANE FINANSOWE	4
1. Grupa Kapitałowa PGE - organizacja	5
1.1. Charakterystyka działalności	5
1.2. Struktura organizacyjna	7
1.3. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej	8
1.4. Skład osobowy organów zarządzających i nadzorujących Spółki	11
1.4.1. Zarząd	11
1.4.2. Rada Nadzorcza	11
1.4.3. Komitety Rady Nadzorczej	12
1.5. Akcje i akcjonariat	12
1.5.1. Kapitał zakładowy PGE S.A. i struktura właścicielska	12
1.5.2. Akcje jednostki dominującej oraz akcje/udziały w jednostkach powiązanych z PGE S.A. będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących	13
2. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe	14
2.1. Otoczenie makroekonomiczne	14
2.2. Otoczenie rynkowe	16
2.2.1. Sytuacja w Krajowym Systemie Energetycznym	16
2.2.2. Ceny energii elektrycznej – rynek krajowy	17
2.2.3. Ceny energii elektrycznej – rynek międzynarodowy	19
2.2.4. Ceny praw majątkowych	23
2.2.5. Ceny uprawnień do emisji CO ₂	24
2.3. Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂	24
2.4. Otoczenie regulacyjne	25
2.4.1. Krajowe otoczenie regulacyjne	25
2.4.2. Zagraniczne otoczenie regulacyjne	30
3. Działalność GK PGE oraz segmentów działalności	32
3.1. Podstawowe dane operacyjne GK PGE	32
3.2. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE	35
3.3. Charakterystyka segmentów działalności	40
3.3.1. Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności	40
3.3.2. Segment działalności – Energetyka Odnawialna	41
3.3.3. Segment działalności – Energetyka Gazowa	46
3.3.4. Segment działalności – Energetyka Węglowa	50
3.3.5. Segment działalności – Ciepłownictwo	55
3.3.6. Segment działalności – Dystrybucja	62
3.3.7. Segment działalności – Energetyka Kolejowa	67
3.3.8. Segment działalności – Obrót	71
3.3.9. Segment działalności – Pozostała Działalność	74
4. Pozostałe elementy Sprawozdania	76
4.1. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego mające wpływ na działalność w okresie trzech kwartałów 2025 roku oraz w kolejnych okresach	76
4.1.1. Zmiana ratingu PGE przez Fitch Ratings	76
4.1.2. Budowa magazynu energii w Żarnowcu	76
4.1.3. Zawarcie umowy kredytowej z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym	76
4.1.4. Wyniki aukcji uzupełniających Rynku Mocy	77
4.1.5. Strategia Grupy PGE do 2035 roku	77
4.1.6. Istotne postanowienia Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGE S.A.	77
4.1.7. Budowa magazynu energii elektrycznej w Gryfinie	77
4.1.8. Projekt wydzielenia wytwórczych aktywów węglowych	78
4.1.9. Zmiany regulacyjne	78
4.1.10. Decyzja środowiskowa w sprawie Kopalni Turów	78
4.1.11. Postępowanie restrukturyzacyjne ENESTA sp. z o.o.	78
4.1.12. Projekt budowy elektrowni jądrowej	78
4.1.13. Szacunek niebilansowania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci przez prosumentów	78
4.1.14. Kary umowne dla wykonawcy bloku 7 w Elektrowni Turów	78
4.1.15. Realizacja oraz finansowanie Projektu Baltica 2	78
4.1.16. Podpisanie umów pożyczek z Bankiem Gospodarstwa Krajowego w ramach KPO	78
4.1.17. Testy na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych	78
4.1.18. Wydłużenie czasu pracy bloków węglowych Elektrowni Dolna Odra	79
4.2. Zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	79
4.2.1. Kontrola URE dot. odpisów na Fundusz WRC	79
4.2.2. Ogłoszenie o zwołaniu Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki	79
4.2.3. Decyzja środowiskowa Projektu Baltica 1	79
4.2.4. Pozwolenie zintegrowane dla PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o.	79
4.3. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	80
4.4. Informacje o podpisanych umowach dotyczących kredytów i pożyczek w okresie I-III kwartał 2025 roku	80

4.5.	Informacje o udzieleniu w okresie trzech kwartałów 2025 roku przez PGE S.A. lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu, pożyczki lub udzieleniu gwarancji.....	80
4.6.	Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych.....	81
4.7.	Zabezpieczenia transakcji finansowania Projektu Baltica 2.....	81
4.8.	Transakcje z podmiotami powiązanymi	82
4.9.	Publikacja prognoz wyników finansowych	83
4.10.	Istotne pozycje pozabilansowe.....	83
4.11.	Czynniki, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału.....	83
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	83
5.	Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego.....	84
6.	Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	85
	Słowniczek pojęć branżowych	86

KLUCZOWE DANE FINANSOWE

(w mln PLN)

Kluczowe dane finansowe	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %	I-III kw. 2025	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	13 785	15 562	-1 777	-11%	44 756	46 856	-2 100	-4%
EBIT raportowany	1 498	1 297	201	15%	-2 024	4 156	-6 180	-
EBIT powtarzalny	2 012	1 325	687	52%	7 544	3 983	3 561	89%
EBITDA raportowana	2 644	2 458	186	8%	10 290	7 598	2 692	35%
Marża EBITDA raportowana	19%	16%			23%	16%		
EBITDA powtarzalna	2 957	2 454	503	20%	10 560	7 291	3 269	45%
Marża EBITDA powtarzalna	21%	16%			24%	16%		
Zysk/strata netto	544	722	-178	-25%	-6 579	2 811	-9 390	-
Nakłady inwestycyjne (memoriałowo)	2 666	2 580	86	3%	7 580	7 225	355	5%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 315	8 514	-7 199	-85%	13 448	14 619	-1 171	-8%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-2 971	-2 692	-279	10%	-7 171	-7 394	223	-3%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	1 188	-598	1 786	-	3 022	-4 384	7 406	-

Kluczowe dane finansowe	30 września 2025	31 grudnia 2024	Zmiana	Zmiana %
Kapitał obrotowy	-1 573	-7 024	5 451	-78%
Zadłużenie netto	368 ¹	9 531 ²	-9 163	-96%
Zadłużenie netto /LTM EBITDA ³ raportowana	0,02x	0,78 ² x		
Zadłużenie netto /LTM EBITDA ³ powtarzalna	0,03x	0,88 ² x		
Zadłużenie netto skorygowane ⁴ /LTM EBITDA ³ raportowana	-0,01x	-		
Zadłużenie netto skorygowane ⁴ /LTM EBITDA ³ powtarzalna	-0,02x	-		

Zdarzenia jednorazowe mające wpływ na EBITDA raportowana	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %	I-III kw. 2025	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Rezerwa na restrukturyzację Elektrowni Dolna Odra	-233	0	-233	-	-233	0	-233	-
Odpis zapasów strategicznych	-23	0	-23	-	-135	0	-135	-
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	0	-412 ⁵	412	-	-79	-20	-59	295%
Program Dobrowolnych Odejść (PDO)	-64	-2	-62	>1 000%	-64	-2	-62	>1 000%
Korekta odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny (WRC) za poprzedni okres	0	0	0	-	-23	0	-23	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	0	-32	32	-	-20	0	-20	-
Korekta rekompensat za energię elektryczną za poprzedni okres	0	452	-452	-	65	452	-387	-86%
Umorzenie wierzytelności	2	0	2	-	2	0	2	-
Rekompensaty KDT	5	4	1	25%	30	-3	33	-
Rozwiązanie rezerwy na jednorazowe świadczenie – wydzielenie NABE	0	0	0	-	187	0	187	-
Utworzenie odpisów aktualizujących należności PKP Cargo S.A.	0	-6	6	-	0	-120	120	-
Razem	-313	4	-317	-	-270	307	-577	-

¹ Szacunkowe ekonomiczne zadłużenie netto (uwzględniające przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO₂) wynosi 15 506 mln PLN.

² Zadłużenie netto oraz wskaźniki na 31 grudnia 2024 roku dostosowano do sposobu liczenia zgodnego z kowenantami bankowymi (w zakresie leasingu z tytułu MSSF 16); pierwotnie na 31 grudnia 2024 roku prezentowana była wartość zadłużenia netto w wysokości 11 045 mln PLN.

³ LTM EBITDA – EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego.

⁴ Wskaźniki skorygowane o wartość zobowiązania z tytułu Project Finance oraz środków spółek Offshore zgodnie ze sposobem liczenia na potrzeby kowenantów bankowych.

⁵ Efekt zmiany stopy dyskonta.

1. Grupa Kapitałowa PGE - organizacja

1.1. Charakterystyka działalności

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

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 WĘGLOWA¹

Przedmiotem działalności segmentu jest wydobycie węgla brunatnego oraz wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach węglowych.



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.

¹ W II kwartale 2025 roku Spółka dokonała zmiany prezentacyjnej – dotychczasowy segment Energetyka Konwencjonalna prezentowany jest pod nową nazwą Energetyka Węglowa. Zmiana odzwierciedla rzeczywistą funkcję segmentu i nazwę przyjętą w dokumencie Strategii Grupy Kapitałowej do roku 2035 z 12 czerwca 2025 roku. Skład i przedmiot działalności segmentu nie uległ zmianie.



ENERGETYKA KOLEJOWA

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



OBRÓT

Przedmiotem działalności segmentu jest hurtowy obrót energią elektryczną na rynku krajowym i zagranicznym, sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych, obrót uprawnieniami do emisji CO₂, prawami majątkowymi i paliwami oraz świadczenie usług Centrum Korporacyjnego na rzecz spółek z Grupy PGE.



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

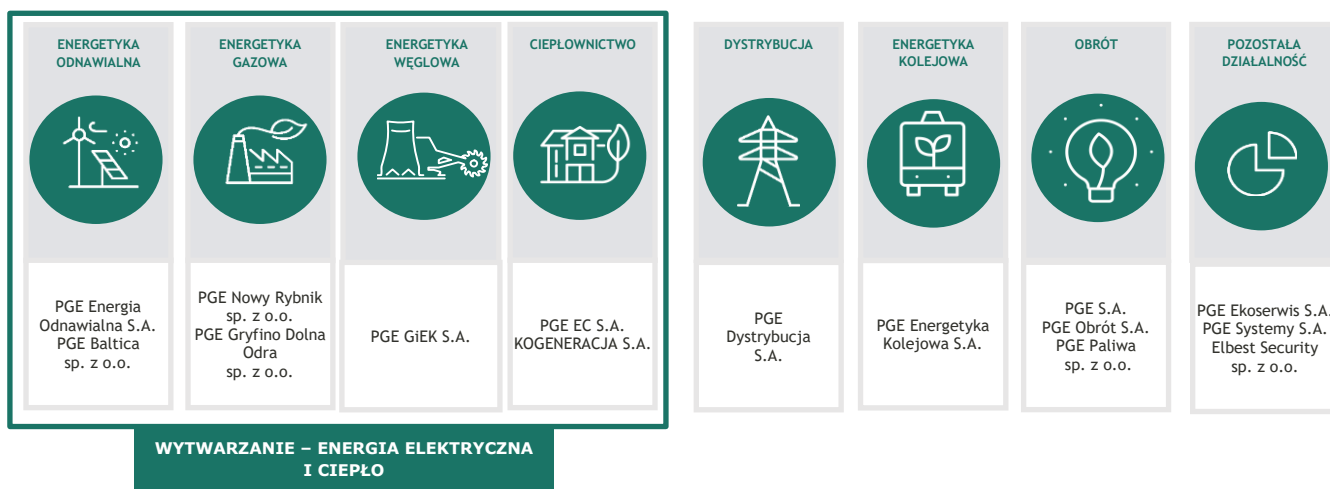
Grupa Kapitałowa PGE na 30 września 2025 roku składała się z:

- jednostki dominującej, którą jest PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.,
- 73 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 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Wykres: Struktura Grupy Kapitałowej PGE².



² 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.

TWORZENIE SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka tworzona	Data transakcji / rejestracji w KRS	Komentarz
Pozostała Działalność	PGE Inwest 28 sp. z o.o., PGE Inwest 29 sp. z o.o., PGE Inwest 30 sp. z o.o., PGE Inwest 31 sp. z o.o.	26-27 maja 2025 roku / 28-29 maja 2025 roku	26-27 maja 2025 roku PGE S.A. zawiązała 4 jednoosobowe spółki kapitałowe z siedzibami w Warszawie, w formie spółek z ograniczoną odpowiedzialnością, o następujących nazwach: PGE Inwest 28 sp. z o.o., PGE Inwest 29 sp. z o.o., PGE Inwest 30 sp. z o.o. i PGE Inwest 31 sp. z o.o. Kapitały zakładowe spółek wynoszą po 300 000 PLN.
Pozostała Działalność	PGE Inwest 33 sp. z o.o., PGE Inwest 34 sp. z o.o.	20 sierpnia 2025 roku / 17/24 września 2025 roku	20 sierpnia 2025 roku PGE S.A. zawiązała 2 jednoosobowe spółki kapitałowe z siedzibami w Warszawie, w formie spółek z ograniczoną odpowiedzialnością, o następujących nazwach: PGE Inwest 33 sp. z o.o. i PGE Inwest 34 sp. z o.o. Kapitały zakładowe spółek wynoszą po 5 000 PLN.
Pozostała Działalność	PGE Inwest 35 sp. z o.o., PGE Inwest 36 sp. z o.o. w organizacji, PGE Inwest 37 sp. z o.o. w organizacji, PGE Inwest 38 sp. z o.o.	2 października 2025 roku / 7 listopada 2025 roku 2 października 2025 roku / Brak rejestracji spółki w KRS 2 października 2025 roku / Brak rejestracji spółki w KRS 2 października 2025 roku / 14 listopada 2025 roku	2 października 2025 roku PGE S.A. zawiązała 4 jednoosobowe spółki kapitałowe z siedzibami w Warszawie, w formie spółek z ograniczoną odpowiedzialnością, o następujących nazwach: PGE Inwest 35 sp. z o.o., PGE Inwest 36 sp. z o.o. w organizacji, PGE Inwest 37 sp. z o.o. w organizacji i PGE Inwest 38 sp. z o.o. Kapitały zakładowe spółek wynoszą po 5 000 PLN każda.
-	PGE EC Operator sp. z o.o. w organizacji	5 listopada 2025 roku / Brak rejestracji spółki w KRS	5 listopada 2025 roku PGE Energia Ciepła S.A. zawiązała jednoosobową spółkę kapitałową z siedzibą w Warszawie w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością o następującej nazwie: PGE EC Operator sp. z o.o. Kapitał zakładowy spółki wynosi 50 000 PLN.

NABYCIE, OBJĘCIE LUB ZBYCIE AKCJI/UDZIAŁÓW PRZEZ SPÓŁKI

Segment działalności	Akcje/udziały spółki	Data transakcji / rejestracji w KRS	Komentarz
Pozostała Działalność	PGE PAK Energia Jądrowa S.A. z siedzibą w Koninie – nabycie przez PGE S.A. od spółki ZE PAK S.A. z siedzibą w Koninie 50% akcji PGE PAK Energia Jądrowa S.A.	15 października 2025 roku (zawarcie przedwstępnej warunkowej umowy sprzedaży) / 17 października 2025 roku (zawarcie przyrzeczonej umowy sprzedaży) / 20 października 2025 roku nastąpił wpis w rejestrze akcjonariuszy i nabycie akcji	15 października 2025 roku pomiędzy PGE S.A. jako kupującym oraz spółką ZE PAK S.A. jako sprzedającym zawarta została przedwstępna warunkowa umowa sprzedaży akcji PGE PAK Energia Jądrowa S.A., w wyniku której PGE S.A. i ZE PAK S.A. zobowiązały się zawrzeć przyrzeczoną umowę sprzedaży na rzecz PGE S.A. 50% akcji PGE PAK Energia Jądrowa S.A. 17 października 2025 roku, po spełnieniu określonego warunku zawieszającego, PGE S.A. i ZE PAK S.A. zawarły przyrzeczoną umowę sprzedaży, o której mowa powyżej, w wyniku której PGE S.A. nabyła od ZE PAK S.A. 50% akcji PGE PAK Energia Jądrowa S.A. i stała się jedynym akcjonariuszem PGE PAK Energia Jądrowa S.A., posiadającym 100% akcji tej spółki. Nabycie akcji, zgodnie z art. 328 ⁹ Kodeksu spółek handlowych, nastąpiło z chwilą dokonania stosownego wpisu w rejestrze akcjonariuszy PGE PAK Energia Jądrowa S.A. – wpis ten nastąpił 20 października 2025 roku.
Energetyka Odnawialna	Elektrownia Wiatrowa Baltica-6 sp. z o.o. – nabycie przez PGE S.A. od spółki ENEA S.A. z siedzibą w Poznaniu 33,76% udziałów spółki Elektrownia Wiatrowa Baltica-6 sp. z o.o	23 października 2025 roku	23 października 2025 roku pomiędzy PGE S.A. jako kupującym oraz spółką ENEA S.A. z siedzibą w Poznaniu jako sprzedającym zawarta została umowa sprzedaży 33,76% udziałów spółki Elektrownia Wiatrowa Baltica-6 sp. z o.o., w wyniku której PGE S.A. stała się jednym wspólnikiem tej spółki, posiadającym 100% jej udziałów. Przeniesienie prawa własności ww. udziałów na rzecz PGE S.A. nastąpiło z chwilą zawarcia umowy sprzedaży udziałów.
Obrót	ENESTA sp. z o.o. z siedzibą w Stalowej Woli - podwyższenie kapitału zakładowego i objęcie wszystkich nowych udziałów	28 sierpnia 2025 roku / Brak wpisu w KRS	28 sierpnia 2025 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki ENESTA sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 116 402 000 PLN do kwoty 121 984 000 PLN, tj. o kwotę 5 582 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 5 582 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. PGE Obrót S.A., jako jeden ze wspólników spółki oraz jednocześnie jej wierzyciel, objęła wszystkie nowe udziały spółki

Segment działalności	Akcje/udziały spółki	Data transakcji / rejestracji w KRS	Komentarz
	przez PGE Obrót S.A. jako jednego z wierzycieli w ramach wykonania układu, w wyniku przeprowadzonego postępowania restrukturyzacyjnego (sanacyjnego) - konwersja wierzytelności na udziały		w podwyższonym kapitale zakładowym, w ramach wykonania układu z wierzycielami, w wyniku przeprowadzonego postępowania restrukturyzacyjnego (sanacyjnego) spółki zakończonego 15 sierpnia 2025 roku (konwersja wierzytelności na udziały). W wyniku podwyższenia kapitału zakładowego i objęcia wszystkich nowych udziałów spółki przez PGE Obrót S.A., z dniem rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS, zwiększeniu ulegnie udział PGE Obrót S.A. w kapitale zakładowym spółki, tj. z 94,51% do 94,76%.

ŁĄCZENIE SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka przejmująca / spółka przejmowana	Data transakcji / rejestracji w KRS	Komentarz
Energetyka Odnawialna	PGE Energia Odnawialna S.A. - <i>spółka przejmująca</i> 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., - <i>spółki przejmowane</i>	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.
Energetyka Odnawialna	PGE Energia Odnawialna S.A. - <i>spółka przejmująca</i> LongWing Polska sp. z o.o., PGE Soleo 2 sp. z o.o., - <i>spółki przejmowane</i>	7 października 2025 roku / 3 listopada 2025 roku nastąpił wpis do KRS (dzień połączenia)	7 października 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.

PODZIAŁ SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka dzielona / spółka przejmująca	Data transakcji / rejestracji w KRS	Komentarz
Obrót	Energoserwis Kleszczów sp. z o.o. - <i>spółka dzielona</i> ELMEN sp. z o.o. - <i>spółka przejmująca</i>	22 października 2025 roku / 28 października 2025 roku nastąpił wpis do KRS obniżenia kapitału zakładowego Energoserwis Kleszczów sp. z o.o. / Brak wpisu do KRS podwyższenia kapitału zakładowego ELMEN sp. z o.o.	22 października 2025 roku Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek Energoserwis Kleszczów sp. z o.o. i ELMEN sp. z o.o. podjęły uchwały w sprawie podziału Energoserwis Kleszczów sp. z o.o. (spółka dzielona) poprzez wydzielenie w trybie art. 529 § 1 pkt 4 Kodeksu spółek handlowych (podział przez wydzielenie) w drodze przeniesienia na spółkę ELMEN sp. z o.o. (spółka przejmująca) części majątku spółki dzielonej stanowiącej zorganizowaną część przedsiębiorstwa (ZCP), w ramach której prowadzona jest działalność budowlano-montażowa, wraz ze związanymi z nią zobowiązaniami, wierzytelnościami oraz innymi składnikami majątku. Przeniesienie ZCP do spółki przejmującej odbędzie się poprzez stosowne obniżenie kapitału zakładowego spółki dzielonej poprzez umorzenie wszystkich posiadanych przez PGE S.A. udziałów spółki dzielonej oraz stosowne podwyższenie kapitału zakładowego spółki przejmującej, w wyniku utworzenia nowych udziałów spółki przejmującej. PGE S.A. w zamian za umorzone udziały w spółce dzielonej, o których mowa powyżej, obejmie wszystkie nowe udziały w podwyższonym kapitale zakładowym spółki przejmującej. PGE S.A. posiadała 51% udziałów w kapitale zakładowym Energoserwis Kleszczów sp. z o.o. oraz nie posiada udziałów ELMEN sp. z o.o. (obecnie 100% udziałów w kapitale zakładowym ELMEN sp. z o.o. należy do PGE GiEK S.A.). 28 października 2025 roku nastąpił wpis do KRS obniżenia kapitału zakładowego Energoserwis Kleszczów sp. z o.o., w wyniku którego PGE S.A. z tym dniem przestała być wspólnikiem spółki Energoserwis Kleszczów sp. z o.o. Z dniem

Segment działalności	Spółka dzielona / spółka przejmująca	Data transakcji / rejestracji w KRS	Komentarz
			wpisu do KRS podwyższenia kapitału zakładowego ELMEN sp. z o.o., PGE S.A. stanie się współnikiem spółki ELMEN sp. z o.o. posiadającym 15,96% udziałów w jej kapitale zakładowym.

LIKWIDACJA SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka likwidowana	Data transakcji / rejestracji w KRS	Komentarz
-	PGE Trading GmbH w likwidacji z siedzibą w Berlinie	1 marca 2021 roku / Na 30 września 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 upadłości z siedzibą w Berlinie	31 stycznia 2023 roku / Na 30 września 2025 roku brak wykreślenia spółki z rejestru handlowego	26 stycznia 2023 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Railen GmbH, w której PGE Energetyka Kolejowa Holding sp. z o.o. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym, podjęło ze skutkiem na 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. 14 maja 2025 roku biegły sporządził opinię dotyczącą sytuacji majątkowej i prawnej spółki. W konkluzji opinii wskazano na zasadność otwarcia postępowania upadłościowego spółki. Postanowieniem z 15 maja 2025 roku Sąd upadłościowy otworzył postępowanie upadłościowe wobec majątku spółki jako dłużnika i wyznaczył syndyka masy upadłościowej. Postępowanie upadłościowe spółki jest obecnie w toku.
Energetyka Kolejowa	Energetyka Kolejowa Obrót sp. z o.o. w likwidacji z siedzibą w Warszawie	2 czerwca 2025 roku / Na 30 września 2025 roku brak wykreślenia spółki z rejestru przedsiębiorców	2 czerwca 2025 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Energetyka Kolejowa Obrót sp. z o.o. w likwidacji, w której PGE Energetyka Kolejowa Holding sp. z o.o. 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.
Energetyka Kolejowa	Remton Investments sp. z o.o. w likwidacji z siedzibą w Warszawie	2 czerwca 2025 roku / Na 30 września 2025 roku brak wykreślenia spółki z rejestru przedsiębiorców	2 czerwca 2025 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Remton Investments sp. z o.o. w likwidacji, w której PGE Energetyka Kolejowa Holding sp. z o.o. 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.

RESTRUKTURYZACJA SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka restrukturyzowana	Data transakcji / rejestracji w KRS	Komentarz
	ENESTA sp. z o.o. z siedzibą w Stalowej Woli	21 czerwca 2022 roku / 15 sierpnia 2025 roku nastąpiło zakończenie postępowania restrukturyzacyjnego	21 czerwca 2022 roku Sąd Rejonowy w Rzeszowie otworzył postępowanie restrukturyzacyjne (sanacyjne) spółki ENESTA sp. z o.o. i wyznaczył Zarządcę w ramach tego postępowania na podstawie przepisów ustawy Prawo restrukturyzacyjne. 15 sierpnia 2025 roku nastąpiło uprawomocnienie postanowienia w przedmiocie zatwierdzenia układu przyjętego na Zgromadzeniu Wierzycieli 16 czerwca 2025 roku, a tym samym nastąpiło zakończenie postępowania restrukturyzacyjnego spółki ENESTA sp. z o.o. Ponadto Zarządca stał się Nadzorcą wykonania układu z wierzycielami, a ENESTA sp. z o.o. odzyskała prawo zwykłego zarządu własnym majątkiem.

1.4. Skład osobowy organów zarządzających i nadzorujących Spółki

1.4.1. Zarząd

SKŁAD OSOBOWY ZARZĄDU SPÓŁKI

Tabela: Skład Zarządu Spółki na 1 stycznia 2025 roku, 30 września 2025 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania.

Imię i nazwisko Członka Zarządu	Pełniona funkcja	Okres
Dariusz Marzec	Prezes Zarządu	od 18.03.2024 roku do chwili obecnej
Maciej Górski	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych	od 24.06.2024 roku do chwili obecnej
Przemysław Jastrzębski	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych	od 15.07.2024 roku do chwili obecnej
Robert Kowalski	Wiceprezes Zarządu ds. Wsparcia i Rozwoju	od 15.05.2024 roku do chwili obecnej
Marcin Laskowski	Wiceprezes Zarządu ds. Regulacji	od 18.03.2024 roku do chwili obecnej

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

W III kwartale 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, 30 września 2025 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania.

Imię i nazwisko Członka Rady Nadzorczej	Pełniona funkcja	Okres
Michał Domagała	Członek Rady Nadzorczej/ Przewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny	od 25.01.2024 roku – 06.02.2024 od 07.02.2024 roku - do chwili obecnej
Andrzej Sadkowski	Członek Rady Nadzorczej/ Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny	od 01.02.2024 roku – 06.02.2024 od 07.02.2024 roku - do chwili obecnej
Anna Kowalik	Przewodnicząca Rady Nadzorczej/ Sekretarz Rady Nadzorczej	od 01.01.2024 roku ³ – 06.02.2024 od 07.02.2024 roku - do chwili obecnej
Małgorzata Banasik	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny	od 01.02.2024 roku – do chwili obecnej
Andrzej Kozyra	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny	od 01.02.2024 roku – do chwili obecnej
Elżbieta Niebisz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny	od 01.02.2024 roku – do chwili obecnej
Sławomir Patyra	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny	od 01.02.2024 roku – do chwili obecnej
Andrzej Rzońca	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny	od 01.02.2024 roku – do chwili obecnej

W III kwartale 2025 roku nie wystąpiły zmiany w składzie Rady Nadzorczej Spółki.

³ 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.

Imię i nazwisko Członka Rady Nadzorczej	Komitety Audytu	Komitety Ładu Korporacyjnego	Komitety Strategii i Rozwoju	Komitety 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	

4 września 2025 roku Rada Nadzorcza powołała Komitet ds. Zrównoważonego Rozwoju oraz zmieniła skład Komitetu Strategii i Rozwoju.

Tabela: Skład komitetów stałych Rady Nadzorczej na 30 września 2025 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania.

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

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, 30 września 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 okresie trzech kwartałów 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. ¹
"D"	zwykłe	nie dotyczy	66 441 941	568 078 595,55	połączenie z PGE Energia S.A.
"E"	zwykłe	nie dotyczy	373 952 165	3 197 291 010,75	gotówka
Razem			2 243 712 994	19 183 746 098,70	

¹ PGE GiE S.A. - PGE Górnictwo i Energetyka S.A.

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, 30 września 2025 roku oraz na dzień podpisania niniejszego sprawozdania¹.

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

¹ Struktura własnościowa została zaprezentowana na podstawie informacji dostępnych Spółce.

Wszystkie akcje Spółki zostały opłacone.

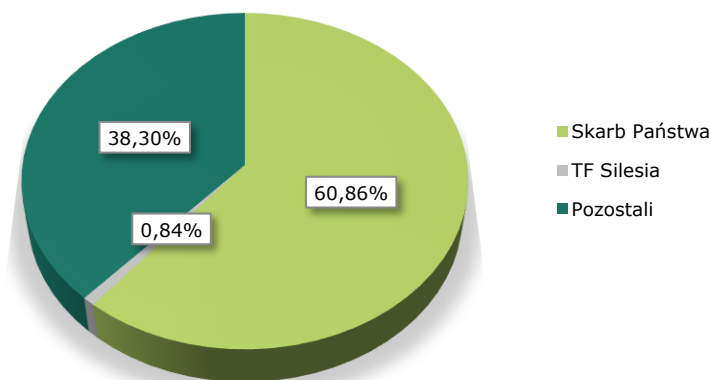
Akcje Spółki nie są akcjami uprzywilejowanymi, jednak Statut Spółki przewiduje szczególne uprawnienia dla Skarbu Państwa, dopóki pozostaje on jej Akcjonariuszem.

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, 30 września 2025 roku oraz na dzień podpisania niniejszego sprawozdania.

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

W okresie trzech kwartałów 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

Tabela: Akcje Spółki w posiadaniu osób zarządzających oraz nadzorujących Spółkę na 30 września 2025 roku oraz na dzień podpisania niniejszego sprawozdania

Imię i Nazwisko	Stanowisko	Spółka	Liczba posiadanych akcji (szt.)	Wartość nominalna akcji (PLN)
Maciej Górski	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych	PGE S.A.	20 000	171 000,00

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu Spółki, żadna z pozostałych osób zarządzających oraz nadzorujących Spółkę na 30 września 2025 roku oraz na dzień podpisania niniejszego sprawozdania nie posiadała 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 III kwartale 2025 roku utrzymywały się tendencje zaobserwowane w I półroczu 2025 roku. Zapotrzebowanie na energię elektryczną odnotowane w trzech kwartałach 2025 roku spadło o 2% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

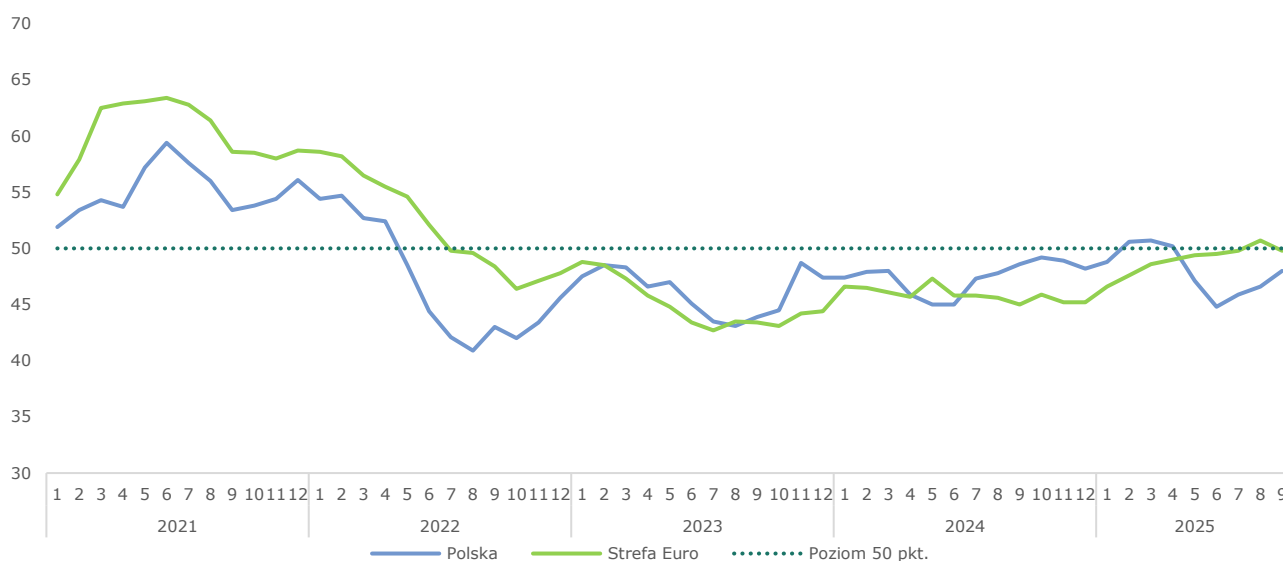
Wykres: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo oraz krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



Źródło: GUS, PSE S.A.

W III kwartale 2025 roku wskaźnik PMI dla polskiego przemysłu pozostawał poniżej neutralnego poziomu 50,0 pkt, z oznakami poprawy. W lipcu 2025 roku PMI wzrósł do 45,9 pkt, w sierpniu do 46,6 pkt, a we wrześniu osiągnął 48,0 pkt. Średnia kwartalna wyniosła 46,8 pkt. Firmy dostrzegają oznaki stabilizacji popytu, szczególnie rynków europejskich, a prognozy produkcji na kolejne miesiące są coraz bardziej optymistyczne. Ekspert wskazuje, że na poprawę nastrojów wpływają fundusze KPO, ożywienie w Strefie Euro oraz wzrost aktywności inwestycyjnej. Jeśli trend się utrzyma, możliwy jest wzrost zapotrzebowania na energię ze strony przemysłu oraz nastąpi poprawa warunków do realizacji projektów. W porównaniu z Polską, Strefa Euro prezentowała się lepiej, choć nierównomiernie - w lipcu 2025 roku wskaźnik PMI Strefy Euro wyniósł 49,8 pkt, w sierpniu 2025 roku wzrósł do 50,7 pkt (co było pierwszym odczytem powyżej 50 pkt od 2022 roku), jednak we wrześniu 2025 roku ponownie spadł - do 49,5 pkt. Średnia kwartalna dla III kw. 2025 roku wyniosła 50,1 pkt. Pomimo widocznych oznak stabilizacji, Strefa Euro szybciej wychodziła z fazy spadkowej. Największe gospodarki, czyli Niemcy, Francja i Włochy, nadal notowały wartości poniżej 50,0 pkt, co wskazuje na utrzymującą się recesję przemysłową. Poprawa koniunktury w Strefie Euro, może wspierać polski przemysł poprzez odbudowę popytu eksportowego.

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



Źródło: Market Economics

Ożywienie gospodarcze znajduje odzwierciedlenie również w danych dotyczących produkcji sprzedanej przemysłu. W III kwartale 2025 roku produkcja sprzedana przemysłu w Polsce wzrosła o 2,7% w porównaniu z analogicznym okresem roku poprzedniego, co potwierdza stopniową poprawę koniunktury. Największy wzrost zanotowano w przetwórstwie przemysłowym, podczas gdy w energetyce utrzymał się spadek. Wyniki te, w połączeniu z poprawą nastrojów wśród przedsiębiorstw, wskazują na rosnącą aktywność w sektorze produkcyjnym. Według danych wzrosła wydajność pracy co wskazuje na poprawę efektywności sektora przemysłowego. Jeżeli trend się utrzyma możliwe jest zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną w IV kwartale 2025 roku.

2.2. Otoczenie rynkowe

2.2.1. Sytuacja w Krajowym Systemie Energetycznym

Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (TWh).

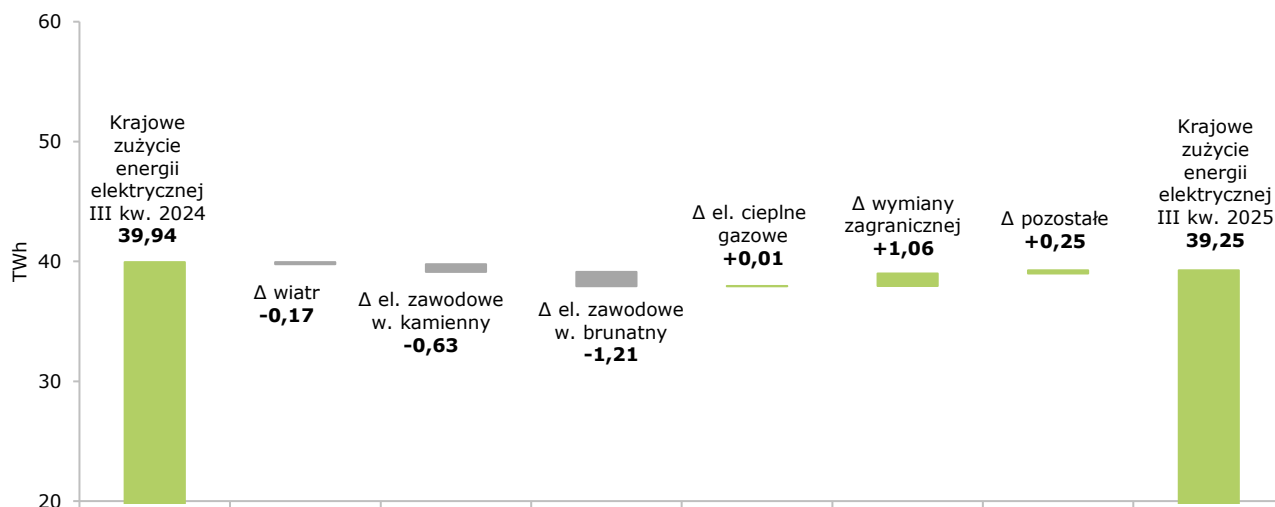
	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana %	I-III kw. 2025	I-III kw. 2024	Zmiana %
Krajowe zużycie energii elektrycznej, w tym:	39,25	39,94	-2%	122,56	125,26	-2%
Elektrownie wiatrowe	4,57	4,74	-4%	16,91	17,55	-4%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu kamiennym	13,93	14,56	-4%	48,40	49,47	-2%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu brunatnym	8,01	9,22	-13%	25,08	26,56	-6%
Elektrownie zawodowe ciepłne gazowe	4,17	4,16	0%	13,09	11,52	14%
Saldo wymiany zagranicznej ¹	1,22	0,16	663%	0,11	2,28	-95%
Pozostałe (wodne, inne odnawialne)	7,35	7,10	4%	18,97	17,88	6%

Źródło: Na podstawie danych PSE S.A.

III kw. 2025 roku

W III kwartale 2025 roku krajowe zużycie energii elektrycznej spadło o 0,69 TWh, co było głównie efektem wyższej generacji z elektrowni fotowoltaicznych oraz związanej z nią autokonsumpcji. Na skutek pogorszenia warunków wietrznych, generacja wiatrowa spadła o 0,17 TWh w porównaniu do analogicznego okresu w ubiegłym roku. W III kwartale 2025 roku Polska była per saldo importerem energii, podobnie jak rok wcześniej. Zarejestrowano zmianę wartości poziomu salda wymiany zagranicznej o 1,06 TWh r/r. Stwierdzono spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (-0,63 TWh), spadek produkcji na węglu brunatnym (-1,21 TWh) oraz wzrost produkcji na gazie (+0,01 TWh). Dla pozostałych źródeł odnotowano wzrost generacji (+0,25 TWh), w tym przede wszystkim elektrowni PV z uwagi na wzrost mocy zainstalowanej.

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

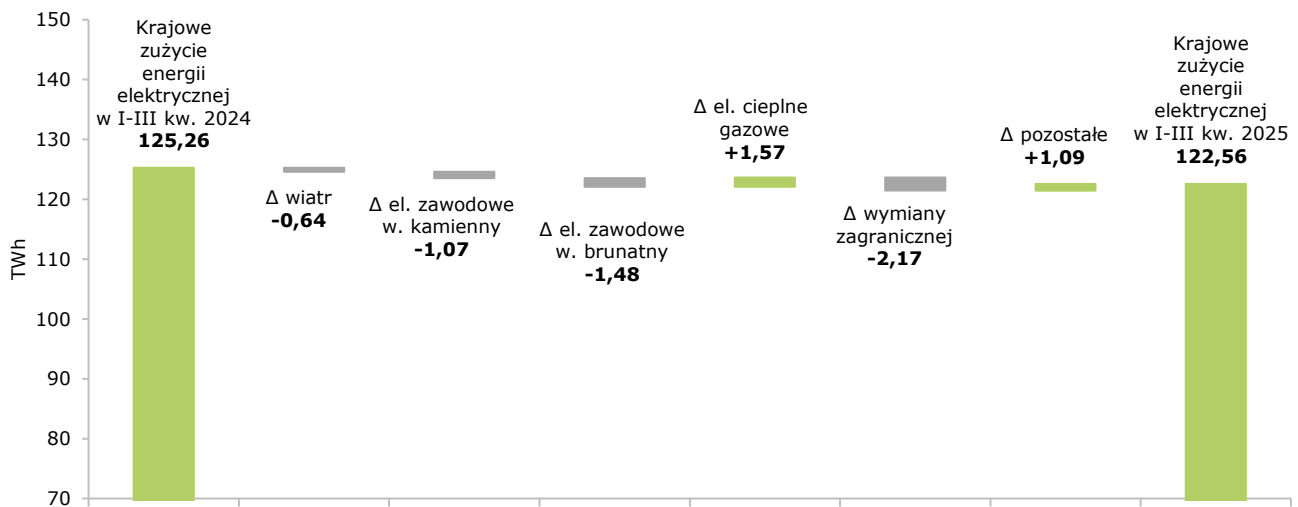


Źródło: Opracowane własne na podstawie danych PSE S.A.

I-III kw. 2025 roku

W ujęciu narastającym krajowe zużycie energii elektrycznej spadło o 2,70 TWh r/r, co również było spowodowane wyższą generacją z elektrowni fotowoltaicznych oraz związanej z nią autokonsumpcji. Na skutek pogorszenia warunków wietrznych, generacja wiatrowa spadła o 0,64 TWh w porównaniu do analogicznego okresu w ubiegłym roku. Przez pierwsze trzy kwartały 2025 roku, podobnie jak rok temu, Polska była per saldo importerem energii, przy czym import był niższy niż w ubiegłym roku o 2,17 TWh. Odnotowano spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym o -1,07 TWh oraz węglem brunatnym o -1,48 TWh. Z kolei wzrost zapotrzebowania w bieżącym roku na gazie (1,57 TWh) był efektem spadku cen gazu na rynkach hurtowych oraz przyrostem mocy zainstalowanej. Odnotowano również wzrost generacji z pozostałych źródeł energii elektrycznej (1,09 TWh), w tym przede wszystkim elektrowni PV z uwagi na wzrost mocy zainstalowanej.

Wykres: Bilans energii w KSE w pierwszych trzech kwartałach 2025 roku (TWh).



Sytuacja w KSE w Polsce bezpośrednio wpływa na działalność operacyjną GK PGE. W ujęciu trzech kwartałów 2025 roku Grupa PGE odnotowała spadek produkcji dla jednostek opartych o węgiel kamienny o 1,34 TWh (-11% r/r) oraz o węgiel brunatny o 1,60 TWh (-6% r/r). Jednocześnie wzrosła generacja z jednostek opartych o paliwo gazowe o 2,39 TWh (+58% r/r), co było spowodowane przyrostem zainstalowanych mocy.

2.2.2. Ceny energii elektrycznej - rynek krajowy

Tabela: Rynek Dnia Następnego (RDN).

Rynek/miara	Jedn.	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana %	I-III kw. 2025	I-III kw. 2024	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	435	450	-3%	435	410	6%
RDN – wolumen obrotu	TWh	11,06	12,24	-10%	34,46	35,47	-3%

Źródło: Dane TGE, obejmujące średnioważone miesięczne ceny BASE.

Tabela: Wybrane czynniki cenotwórcze wpływające na notowania RDN.

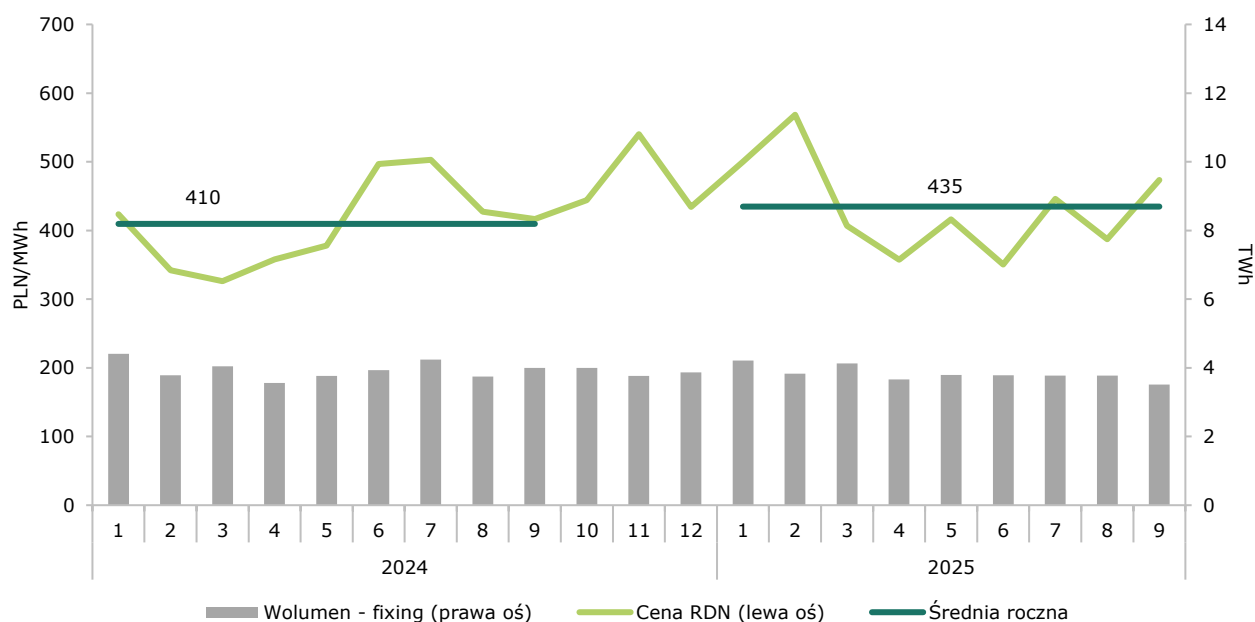
Czynnik	Jedn.	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana %	I-III kw. 2025	I-III kw. 2024	Zmiana %
Uprawnienia CO ₂ ⁴	EUR/t	73,28	68,09	8%	72,58	66,19	10%
Węgiel kamienny PSCMI-1	PLN/GJ	15,34	22,02	-30%	16,06	22,53	-29%
Generacja wiatrowa KSE	TWh	4,57	4,74	-4%	16,90	17,55	-4%
Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE	%	12%	12%	-	14%	14%	-
Wskaźnik: wymiana zagraniczna/zużycie KSE	%	3%	0%	-	0%	2%	-

W pierwszych trzech kwartałach 2025 roku średnia cena energii na RDN wyniosła 435 PLN/MWh i była o 6% wyższa od średniej ceny (410 PLN/MWh) notowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Do wzrostu cen przyczynił się spadek generacji z elektrowni wiatrowych oraz spadek średnich dobowych temperatur.

Średni poziom Polskiego Indeksu Rynku Węgla Energetycznego (PSCMI-1) w pierwszych trzech kwartałach 2025 roku kształtował się na poziomie 16,06 PLN/GJ, tj. o -29% r/r niższym niż w okresie bazowym.

⁴ Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

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



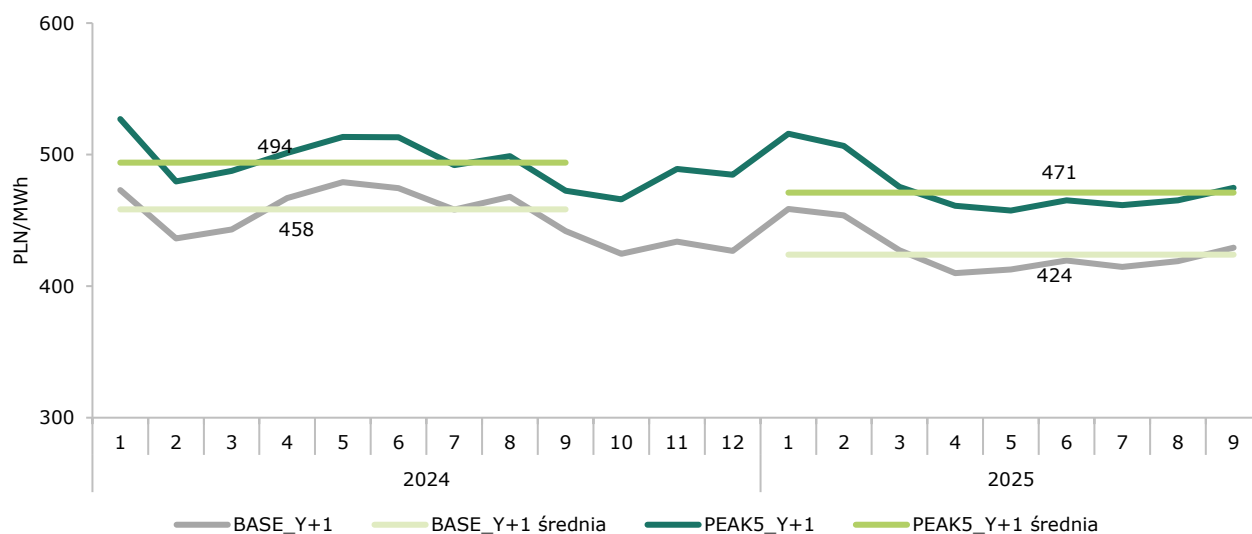
Źródło: Dane TGE, obejmujące średnioważone miesięczne ceny BASE.

Tabela: Rynek Transakcji Terminowych (RTT).

Rynek/miara	Jedn.	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana %	I-III kw. 2025	I-III kw. 2024	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	422	453	-7%	424	458	-7%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	5,88	10,35	-43%	17,78	26,98	-34%
PEAK5 Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	469	484	-3%	471	494	-5%
PEAK5 Y+1 – wolumen obrotu	TWh	0,92	1,74	-47%	2,73	3,95	-31%

Ceny energii na RTT w pierwszych trzech kwartałach 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 ceł przez USA.

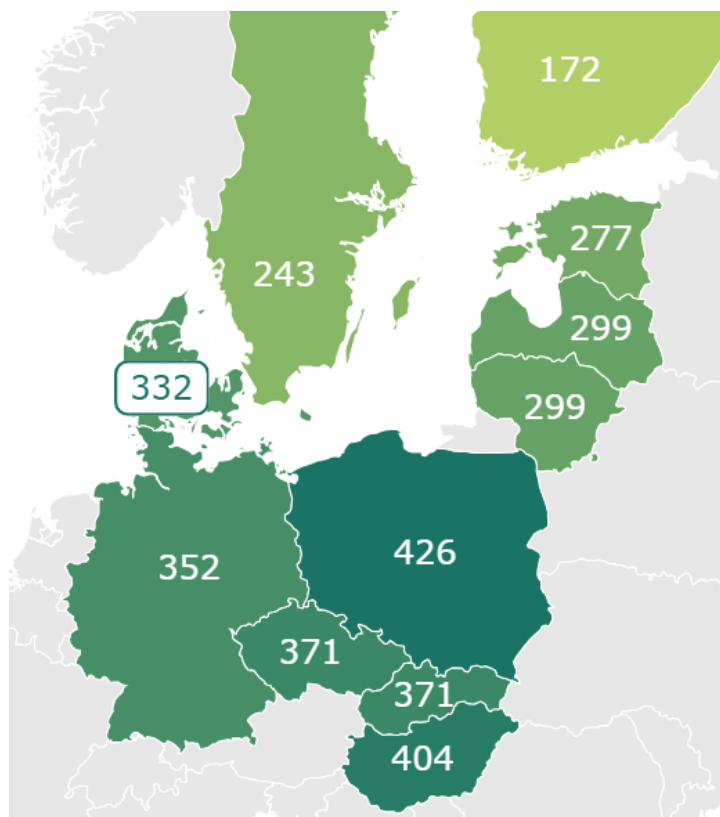
Wykres: Średnie miesięczne notowania na RTT w latach 2024–2025 (TGE).⁵



2.2.3. Ceny energii elektrycznej - rynek międzynarodowy

RYNEK HURTOWY (PORÓWNANIE RYNKÓW DNIA NASTĘPNEGO)

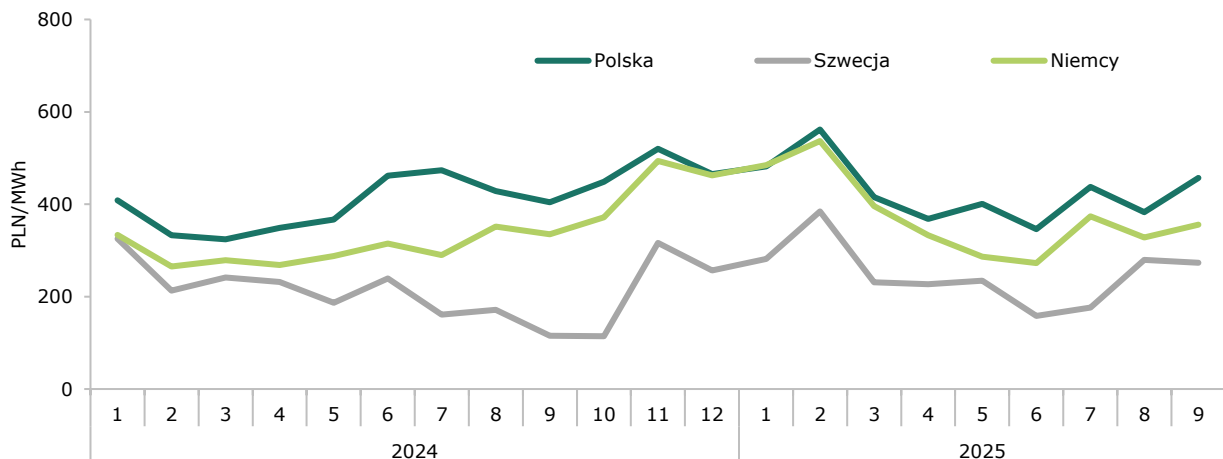
Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w III kwartale 2025 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,24).



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

⁵ Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następny (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.

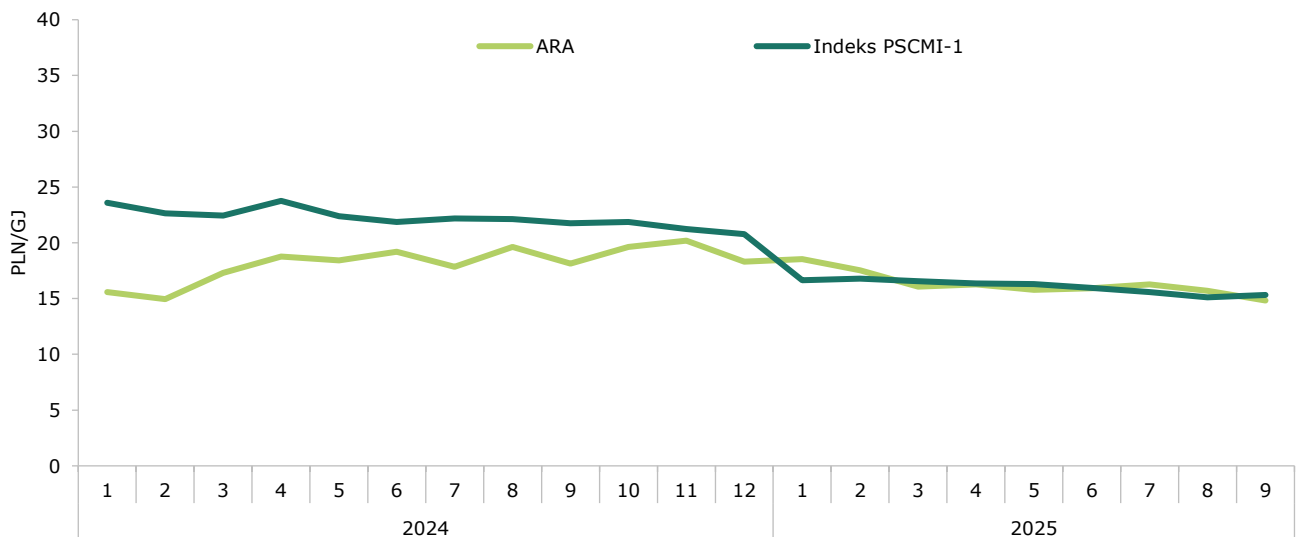
Wykres: Ceny energii na RDN.



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

W III kwartale 2025 roku największy wzrost cen r/r odnotowano w Czechach (+82 PLN/MWh), w Niemczech (+71 PLN/MWh) oraz w Danii (+63 PLN/MWh), z kolei największe spadki cen odnotowano w Estonii (-42 PLN/MWh) oraz w Finlandii (-36 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 zmian cen jest zmiana sytuacji rynkowej, głównie w wyniku zróżnicowanego udziału OZE w generacji.

Wykres: Indeksy węglowe ARA vs PSCMI-1⁶.

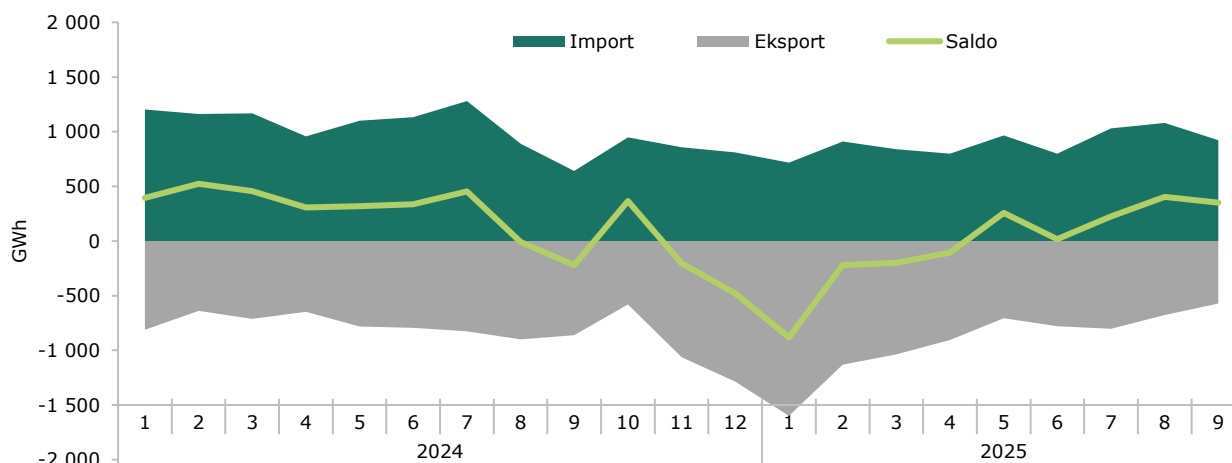


Źródło: ARP, Bloomberg (API21MON OECD Index), opracowanie własne.

⁶ 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

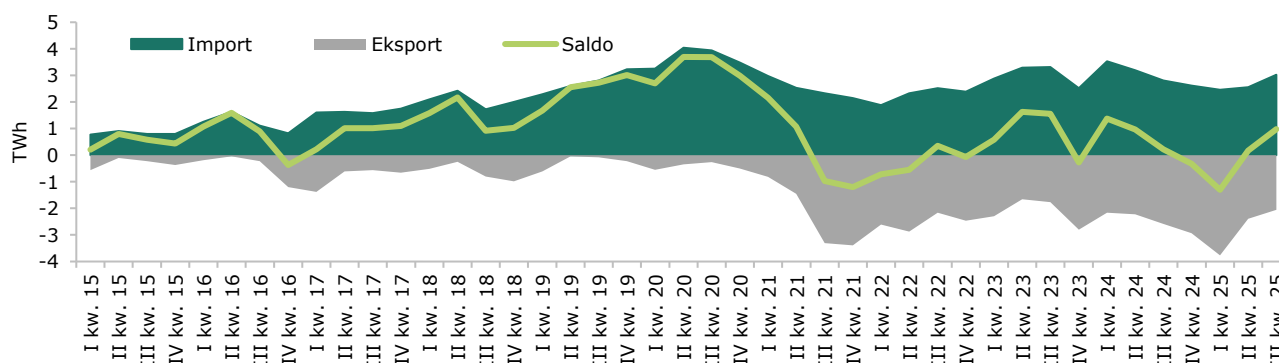
Wykres: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany handlowej w latach 2024-2025.



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 III kwartale 2025 roku Polska była importerem energii elektrycznej, co wynikało z niższych cen hurtowych na rynkach sąsiadujących.

Wykres: Kwartalne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany handlowej w latach 2015-2025.



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

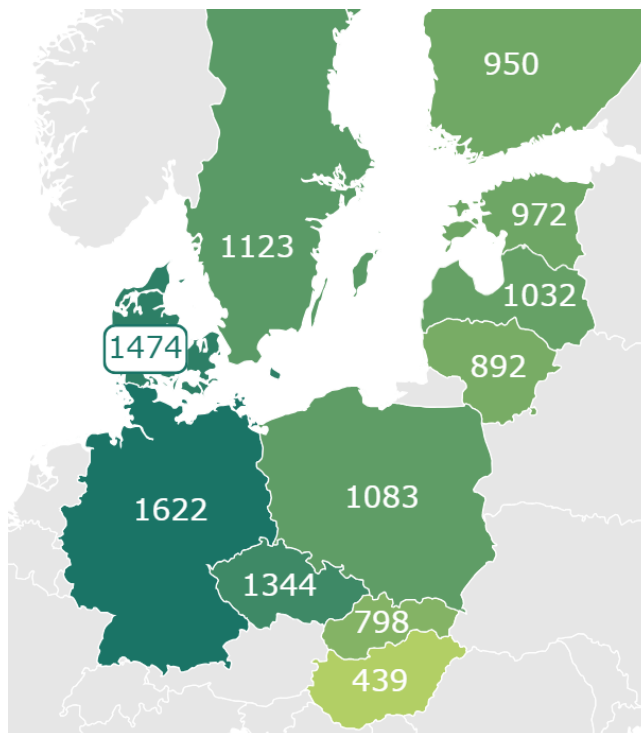
W III kwartale 2025 roku Polska była importerem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej wyniosło 1,0 TWh (import 3,0 TWh, eksport 2,0 TWh). Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import z Niemiec (1,3 TWh), Szwecji (0,7 TWh) oraz Czech (0,5 TWh). Jednocześnie najwięcej eksportowaliśmy energii elektrycznej do Słowacji (0,9 TWh), do Niemiec (0,5 TWh) oraz do Czech (0,4 TWh).

W trzech kwartałach 2025 roku Polska była importerem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej wyniosło 0,2 TWh (import 8,2 TWh, eksport 8,0 TWh). Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import z Niemiec (3,3 TWh), ze Szwecji (2,7 TWh) oraz z Czech (1,0 TWh). Jednocześnie najwięcej energii elektrycznej eksportowano do: Słowacji (3,8 TWh), Czech (1,7 TWh) oraz Niemiec (1,7 TWh).

RYNEK DETALICZNY

Zróżnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w UE zależy głównie od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej, systemu fiskalnego (podatki i opłaty), mechanizmów regulacji oraz systemów wsparcia w poszczególnych państwach. W I półroczu 2025 roku⁷ dodatkowe obciążenia (ponad cenę sprzedaży i koszt dystrybucji energii elektrycznej) dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 42% ceny energii elektrycznej. Najwięcej za energię elektryczną płacili Niemcy, dla których dodatkowe obciążenia stanowiły 32% ceny końcowej.

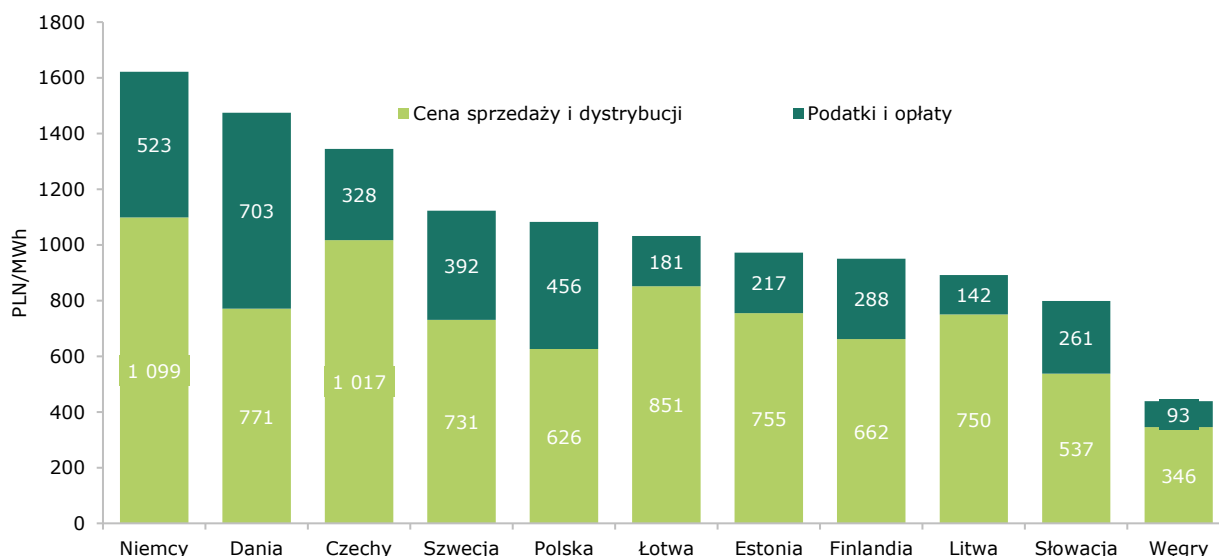
Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w I półroczu 2025 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,23 PLN).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

⁷ Dane Eurostatu dot. rynku detalicznego publikowane są w okresach półrocznych.

Wykres: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w I półroczu 2025 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,23 PLN)



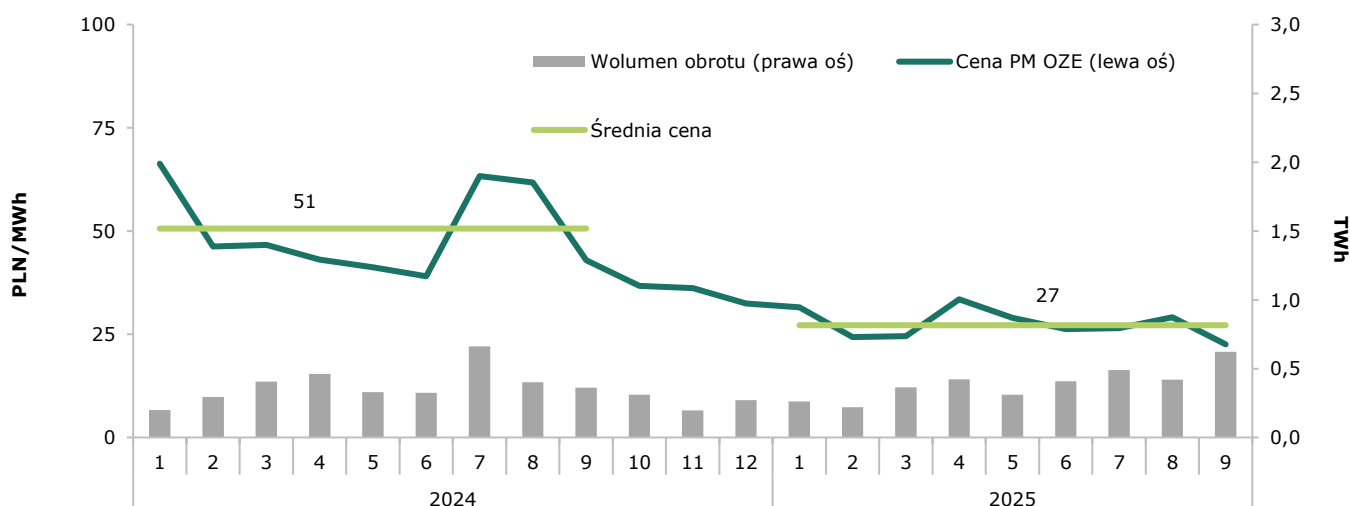
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

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 PGE i rentowność z wykorzystania zapasów. Średnia zrealizowana cena hurtowa energii w trzech kwartałach 2025 roku wyniosła 502 PLN/MWh.

2.2.4. Ceny praw majątkowych

W trzech kwartałach 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%. Z kolei pod koniec sierpnia 2025 roku MKiŚ opublikował poziom obowiązku umorzenia PM OZE na 2026 rok, który wyniesie 9%.

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



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE.

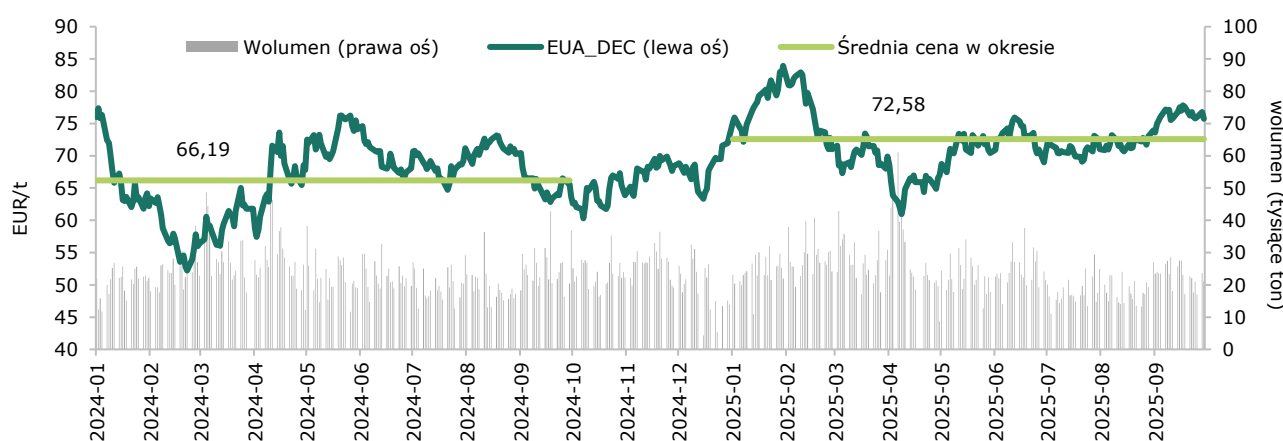
Spadek cen praw majątkowych wpłynął na niższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych OZE w Grupie PGE. W okresie trzech kwartałów 2025 roku przychody te wyniosły 37 mln PLN w porównaniu do 67 mln PLN w analogicznym okresie 2024 roku, tj. nastąpił spadek o 30 mln PLN r/r.

2.2.5. Ceny uprawnień do emisji CO₂

Notowania uprawnień EUA są jednym z kluczowych czynników determinujących wyniki finansowe Grupy PGE. Instalacje emitujące CO₂ w procesie produkcji energii elektrycznej lub ciepła ponoszą koszty związane z zakupem uprawnień EUA na pokrycie deficytu (czyli różnicy między emisją CO₂ w jednostkach wytwórczych Grupy PGE a darmowymi przydziałami otrzymywanymi w ramach tzw. derogacji, zgodnie z realizacją Krajowego Planu Inwestycyjnego). 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 okresie I-III kw. 2025 roku średnia ważona notowań instrumentu wyniosła 72,58 EUR/t i była wyższa (o ok. 10%) od średniej ceny 66,19 EUR/t obserwowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku.

Wykres: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla CO₂.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

2.3. Przydział darmowych uprawnień do emisji CO₂

Zgodnie z rozporządzeniem wykonawczym Komisji Europejskiej (KE) nr 2019/1842 z 31 października 2019 roku, ustanawiającym zasady stosowania dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego (PE) i Rady w odniesieniu do dalszych ustaleń dotyczących dostosowań przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ ze względu na zmiany w poziomie działalności, właściwy organ może zawiesić wydawanie bezpłatnych uprawnień do emisji dla instalacji, dopóki nie zostanie stwierdzone, że nie ma wymogu dostosowania przydziału dla tej instalacji albo KE przyjmie decyzję, dotyczącą dostosowań przydziału dla tej instalacji.

W 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 zweryfikowane raporty dotyczące poziomu działalności dla poszczególnych instalacji za 2024 rok zostały przedłożone w terminie do 31 marca 2025 roku. 27 czerwca 2025 roku na rachunki poszczególnych instalacji wpłynęły dostosowane wielkości darmowych uprawnień CO₂.

Tabela: Emisja CO₂ (tony).

	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana %	I-III kw. 2025	I-III kw. 2024	Zmiana %
Energia elektryczna i ciepła	11 528 556	12 623 120	-9%	37 443 224	39 962 310	-6%

Tabela: Przydział uprawnień do emisji CO₂ (tony).

	2025	2024	Zmiana %
Energia ciepła	553 629	595 229	-7%

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 27.2 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

2.4.1. Krajowe otoczenie regulacyjne

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	Rozporządzenie MKiŚ z 30 maja 2025 roku w sprawie szczegółowych cech jakościowo - wymiarowych drewna energetycznego (Dz. U. z 2025 roku poz. 746).	Rozporządzenie określa szczegółowe cechy jakościowo - wymiarowe drewna energetycznego, wskazuje cechy surowca drzewnego nieprzydatnego przemysłowo lub o ograniczonych możliwościach jego wykorzystania w sektorze innym niż energetyczny.	Rozporządzenia weszło w życie 7 września 2025 roku.	Rozporządzenie ma istotne znaczenie dla segmentu Ciepłownictwo ze względu na wykorzystanie biomasy.
	Rozporządzenie MKiŚ z 9 stycznia 2025 roku w sprawie maksymalnej ceny za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców (Dz. U. z 2025 roku poz. 41).	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 15 stycznia 2025 roku.	Rozporządzenie ma znaczenie dla segmentu Energetyka Odnawialna, ponieważ umożliwi ubieganie się o prawo do pokrycia ujemnego salda w II fazie systemu wsparcia dla MFW.
	Ustawa z 24 stycznia 2025 roku o zmianie ustawy o Rynku Mocy (Dz. U. z 2025 roku poz. 159).	Ustawa wprowadza mechanizm 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.	13 lutego 2025 roku ustawa weszła w życie.	Wejście w życie ustawy umożliwi jednostkom niespełniającym limitu emisji 550 kg/MWh uczestnictwo w mechanizmie Rynku Mocy do końca 2028 roku.
	Ustawa z 24 stycznia 2025 roku o zmianie ustawy o podatku od towarów i usług, ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2025 roku poz. 222).	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 28 lutego 2025 roku.	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 (Dz. U. z 2024 roku poz. 1603).	Rozporządzenie określa wartości referencyjne dla nowych jednostek kogeneracji oraz znacznie zmodernizowanych jednostek kogeneracji, obowiązujące w kolejnym roku kalendarzowym.	Rozporządzenie weszło w życie 1 stycznia 2025 roku.	Rozporządzenie wpływa na poziom przychodów z systemu wsparcia dla segmentu Ciepłownictwo w 2025 roku.
	Rozporządzenie 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 (Dz. U. z 2024 roku poz. 1609).	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 1 stycznia 2025 roku.	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.	31 października 2025 roku Komitet do Spraw Europejskich przyjął projekt wraz z protokołem rozbieżności uwzględniającym uwagi	Zmiany przewidziane w projekcie ustawy są korzystne dla segmentu Ciepłownictwo.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
			MKiŚ. Komitet rekomendował rozpatrzenie ustawy projektu z protokołem rozbieżności wraz Stałemu Komitetowi Rady Ministrów, po przedłożeniu przez Ministerstwo Rozwoju i Technologii.	
	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 (Dz. U. z 2024 roku poz. 1955).	Wejście w życie rozporządzenia powoduje konieczność zmiany koncesji na obrót paliwami ciekłymi, w związku ze zmianą wykazu paliw ciekłych.	Rozporządzenie weszło w życie 1 stycznia 2025 roku .	Podmioty z GK PGE posiadające koncesję na obrót paliwami ciekłymi, która obejmuje zmieniane kody paliwa zostały zobowiązane do zmian w koncesjach.
-	Projekt ustawy o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji włączających 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.	14 listopada 2025 roku Komitet do Spraw Europejskich przyjął projekt w trybie obiegowym. Komitet rekomendował rozpatrzenie projektu ustawy Stałemu Komitetowi Rady Ministrów, po przedłożeniu przez Ministra Energii.	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 21 lutego 2025 roku o zmianie ustawy o Rynku Mocy oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2025 roku poz. 290).	Ustawa wprowadza maksymalnie dwie aukcje dogrywkowe 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 18 marca 2025 roku .	Zmiany przewidziane w ustawie są istotne dla segmentów: Energetyka Gazowa, Energetyka Węglowa 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. MKiŚ opublikowało uwagi zgłoszone do projektu ustawy.	Możliwy ewentualny wpływ regulacji na funkcjonowanie segmentów Energetyka Węglowa i Ciepłownictwo, związany z koniecznością poniesienia kosztów dodatkowych inwestycji związanych z dostosowaniem działalności do wymogów ustawy.
	Ustawa o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii w MFW oraz niektórych innych ustaw.	Ustawa 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 S.A. 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	Ustawa podpisana przez Prezydenta 4 listopada 2025 roku , opublikowana w Dzienniku Ustaw 12 listopada 2025 roku .	Ustawa ma kluczowe znaczenie dla segmentu Energetyka Odnawialna ze względu na realizowane projekty inwestycyjne dotyczące MFW.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
		I faza wsparcia do II fazy, wydłużenie terminu ważności PSzW ⁸ dla MFW oraz zespołu urzędów wyprowadzających moc, określenie zasad obliczania rekompensat dla rybaków za utracone korzyści związane z MFW, ponoszenie kosztów związanych z kompensacją negatywnego wpływu MFW na systemy obronności i bezpieczeństwa państwa.	Ustawa wejdzie w życie 27 listopada 2025 roku (z wyjątkami).	
	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 strategie ograniczające ryzyka wynikające ze zmian hurtowych cen energii elektrycznej, które będzie zatwierdzał Prezes URE w formie decyzji, wprowadzenie dodatkowej ochrony przed wstrzymywaniem dostaw energii elektrycznej odbiorcom dotkniętym ubóstwem energetycznym.	Projekt ustawy skierowano do rozpatrzenia przez Stały Komitet Rady Ministrów.	Przepisy projektu ustawy będą miały istotny wpływ na działalność gospodarczą prowadzoną przez spółki we wszystkich segmentach GK PGE.
	Ustawa z 21 maja 2025 roku o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii i innych ustaw (Dz. U. z 2025 roku poz. 759).	Ustawa wprowadza możliwość etapowego przystępowania poszczególnych kategorii użytkowników rynku energii do realizacji zadań za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Proces ten ma się odbywać w zależności od wielkości podmiotu – począwszy od lipca 2025 roku do października 2026 roku. Ponadto ustawa zapewniła wdrożenie od 2 lipca 2025 roku przepisów dotyczących prosumenta wirtualnego, przy umożliwieniu jego funkcjonowania w okresie przejściowym do 19 października 2026 roku na terenie tego samego OSD.	Ustawa weszła w życie 11 czerwca 2025 roku , z wyjątkami.	Ustawa ma istotne znaczenie dla segmentów Dystrybucja oraz Obrót ze względu na konieczność zapewnienia 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 (Dz. U. z 2025 roku poz. 71).	Rozporządzenie ma na celu określenie parametrów aukcji dogrywkowej dla roku dostaw 2029, która zostanie przeprowadzona w 2025 roku.	Rozporządzenie weszło w życie 30 kwietnia 2025 roku .	Rozporządzenie ma znaczenie dla segmentów Energetyka Węglowa 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 Europejskiej 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 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, zasady zwrotu nadmiarowo wydanych uprawnień oraz nowelizuje przepisy w zakresie Krajowego systemu wdrażania Funduszu Modernizacyjnego.	Projekt ustawy w dniu 14 października 2025 roku został skierowany do rozpatrzenia przez Stały Komitet Rady Ministrów.	Z uwagi na zakres materii objętej projektem ustawy, projekt ma znaczenie dla segmentów Ciepłownictwo oraz Energetyka Węglowa.
	Rozporządzenie MKiŚ z 29 sierpnia 2025 roku w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w latach 2026–2028.	Rozporządzenie określa w perspektywie trzyletniej, tj. dla: 2026, 2027 oraz 2028 roku) poziom umarzania świadectw pochodzenia- tzw. „zielonych certyfikatów”, który ma wynieść 9%.	Rozporządzenie weszło w życie 31 sierpnia 2025 roku	Rozporządzenie ma szczególnie znaczenie dla segmentów: Obrót, Energetyka Odnawialna i Energetyka Gazowa.

⁸ PSzW - pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	Rozporządzenie MKiŚ w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2030 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2027, a także parametrów aukcji wstępnych do tych aukcji.	Rozporządzenie ma na celu określenie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2030, parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2027, a także parametrów aukcji wstępnych do tych aukcji.	Rozporządzenie weszło w życie 6 sierpnia 2025 roku	Rozporządzenie ma znaczenie dla segmentów Energetyka Węglowa i Ciepłownictwo.
	Ustawa z 12 września 2025 roku o bonie ciepłowniczym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia wysokości cen energii elektrycznej (Dz. U. poz. 1302).	Ustawa zawiera regulacje dotyczące: - zasad i trybu przyznawania, ustalania wysokości i wypłacania bonu ciepłowniczego; - przesunięcia terminu publikacji stawek opłaty mocowej na kolejny rok przez Prezesa URE z 30 września na 31 października, umożliwienia rekalkulacji opłaty mocowej na rok dostaw 2026 oraz doprecyzowania terminów w zakresie przepisu dotyczącego unieważnienia aukcji mocy; - przedłużenia mrożenia cen energii elektrycznej do końca 2025 roku.	Ustawa weszła w życie 30 września 2025 roku .	Ustawa wpływa na wynik w zakresie rozliczeń z odbiorcami energii elektrycznej oraz wynikający z jej zastosowania poziom rekompensat. W przypadku przedsięwzięcia ciepłowniczego proponowana zmiana wprowadza obowiązek publikacji jednokładnikowych cen dostawy ciepła, stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami w każdej grupie taryfowej w każdym systemie ciepłowniczym.
	Rozporządzenie Ministra Energii z 28 sierpnia 2025 roku zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło.	Podstawowym celem nowelizacji rozporządzenia z 7 kwietnia 2020 roku, w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło, jest potrzeba dokonania zmian służących transformacji ciepłownictwa w zakresie dotyczącym taryf dla ciepła wytwarzanego w jednostkach kogeneracji.	Rozporządzenie weszło w życie 30 sierpnia 2025 roku .	Rozporządzenie ma wpływ na poziom przychodów w segmencie Ciepłownictwo.
	Projekt rozporządzenia Ministra Energii zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego.	Zmiana tzw. rozporządzenia systemowego gazowego ma na celu zapewnienie możliwości uzgodnienia przez podmiot zajmujący się wytwarzaniem energii elektrycznej z wykorzystaniem paliw gazowych, który wystąpił z wnioskiem o wydanie warunków przyłączania do sieci przesyłowej gazowej, z OSP gazowym umiejscowienia nowego punktu wyjścia z systemu przesyłowego gazowego w miejscu innym, niż na istniejącym gazociągu przesyłowym.	Konsultacje publiczne projektu rozporządzenia zakończyły się 19 września 2025 roku . ME opublikowało uwagi zgłoszone do projektu rozporządzenia.	Rozporządzenie ma wpływ na jednostki wytwórcze gazowe – usprawni powstawanie nowych inwestycji. GK PGE przekazało uwagi doprecyzowujące przepisy.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o efektywności energetycznej i innych ustaw.	Kluczowe zmiany: - zaostrenie warunków korzystania z opłaty zastępczej oraz wprowadzenie sankcji finansowych dla podmiotów nieaktywnych na rynku świadectw; - wprowadzenie mechanizmu indeksacji opłaty zastępczej oraz elastycznego ustalania stawek w latach 2027–2030; - rozszerzenie katalogu działań kwalifikowanych do systemu białych certyfikatów; - doprecyzowanie katalogu paliw objętych obowiązkiem oraz wyłączenia dla określonych źródeł; - cyfryzacja procesu składania wniosków, uproszczenie procedur dla umów efektywnościowych, wprowadzenie kontroli jakości, wnioski składane przez platformę efektywności energetycznej, utworzenie centralnego rejestru i platformy efektywności energetycznej, gromadzenie danych o świadectwach, audytach, programach dofinansowań; - wdrożenie zasady efektywności energetycznej, w tym w zamówieniach publicznych; - wprowadzenie nowych obowiązków w zakresie wdrożenia systemów zarządzania energią oraz audytów energetycznych; - wprowadzenie nowych obowiązków dla operatorów sieci – monitorowanie i obliczanie strat w sieci, wdrożenie zasady „efektywność energetyczna przede wszystkim” w planach rozwoju i taryfach.	30 października 2025 roku zakończyły się konsultacje publiczne, obecnie jest na etapie opiniowania.	Projekt ma wpływ na działalność we wszystkich segmentach GK PGE.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 31 października 2025 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowych wysokości premii gwarantowanej w roku 2026 (Dz. U. poz. 1505)	Rozporządzenie wskazuje maksymalne ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowe wysokości premii gwarantowanej w 2026 roku.	Rozporządzenie wejdzie w życie 1 stycznia 2026 roku.	Rozporządzenie wpływa na poziom przychodów z systemu wsparcia dla segmentu Ciepłownictwo w 2026 roku.
	Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 31 października 2025 r. w sprawie wartości referencyjnych dla nowych i znacznie zmodernizowanych jednostek kogeneracji w roku 2026 (Dz. U. poz. 1506)	Rozporządzenie określa wartości referencyjne dla nowych jednostek kogeneracji oraz znacznie zmodernizowanych jednostek kogeneracji, obowiązujące w kolejnym roku kalendarzowym.	Rozporządzenie wejdzie w życie 1 stycznia 2026 roku.	Rozporządzenie wpływa na poziom przychodów z systemu wsparcia dla segmentu Ciepłownictwo w 2026 roku.
	Projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu uproszczenia procedur administracyjnych w sprawach rozstrzyganych w drodze decyzji administracyjnych albo załatwianych milcząco	Projekt przewiduje: • możliwość przeniesienia na inny podmiot decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach w trybie milczącej zgody, bez formalnego wydawania decyzji administracyjnej; • wprowadzenie instytucji milczącego załatwienia sprawy do procedury stwierdzenia obowiązku przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, o której mowa w art. 63 ustawy - brak wydania postanowienia w określonym terminie należałoby uznawać za brak obowiązku przeprowadzania oceny; • wprowadzenie milczącej zgody w zakresie opinii i uzgodnień w procedurze uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach; • wprowadzenie milczącej zgody przy przedłużeniu zezwoleń na zbieranie lub przetwarzanie odpadów, w przypadku gdy zostały one wydane na okres krótszy niż 10 lat, do maksymalnego okresu 10 lat od dnia wydania takiego zezwolenia; • możliwość milczącego zakończenia postępowania dotyczącego przedłużenia kolejnego okresu obowiązywania pozwolenia wodnoprawnego, w przypadku gdy organ nie wydał decyzji odmownej albo decyzji przedłużającej okres obowiązywania tego pozwolenia.	Konsultacje publiczne projektu ustawy zakończyły się 18 listopada 2025 roku.	Projekt ma wpływ na działalność we wszystkich segmentach GK PGE.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii	W zakresie rynku energii elektrycznej w projekcie przewidziano wprowadzenie obowiązku sprzedaży 80 % energii wytworzonej przez wytwórców energii elektrycznej poprzez Towarową Giełdę Energii lub platformy prowadzone przez nominowanych operatorów rynku energii (NEMO). Projekt przewiduje też podwyższenie obowiązku sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii z poziomu 55 % do poziomu 85 %. W projekcie przewidziano również zmianę przepisów w zakresie nierynkowego redysponowania, która w przypadku umów licznikowych ma na celu ograniczenie strat wytwórców energii elektrycznej w przypadku występowania nierynkowego redysponowania OZE.	W trakcie konsultacji publicznych.	Projekt ustawy ma znaczenie dla segmentów: Obrót, Dystrybucja, Energetyka Gazowa, Energetyka Odnawialna, Energetyka Węglowa oraz Energetyka Kolejowa.

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 ₂ zachęt inwestycyjnych do rozwijania źródeł niskoemisyjnych.	KE przeprowadziła konsultacje publiczne dot. przeglądu funkcjonowania Funduszu Modernizacyjnego oraz Innowacyjnego. Proces przeglądu regulacji ma zakończyć się w I kwartale 2026 roku - dla Funduszu Modernizacyjnego i w IV kwartale 2025 roku - dla Funduszu Innowacyjnego. Propozycje legislacyjne dot. zmiany zasad ich funkcjonowania mogą zostać przedstawione w 2026 roku , wraz z rewizją dyrektywy 2003/87/WE. 8 lipca 2025 roku zakończyły się także konsultacje dot. przeglądu dyrektywy 2003/87/WE. Wnioski z przeglądu oraz ewentualne propozycje legislacyjne zaplanowano na III kwartał 2026 roku .	Poprawa konkurencyjności źródeł odnawialnych, w porównaniu do jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwa wysokoemisyjne. Wpływ na dostępność uprawnień do emisji w ramach systemu EU ETS dla jednostek konwencjonalnych po 2030 roku. Możliwe wsparcie inwestycyjne w ramach Funduszu Modernizacyjnego i Funduszu Innowacyjnego.
	Wieloletnie Ramy Finansowe (WRF) na lata 2028-2034.	Ustanowienie nowych unijnych Wieloletnich Ram Finansowych na lata 2028-2034.	16 lipca 2025 roku KE przedstawiła pakiet propozycji legislacyjnych dot. WRF, w tym wnioski legislacyjne dotyczące: ustanowienia Europejskiego Funduszu Konkurencyjności, instrumentu "Łącząc Europę", krajowych i regionalnych planów partnerstwa, Społecznego Funduszu Klimatycznego, Europejskiego Funduszu Społecznego, zasobów własnych UE. Konsultacje KE w sprawie tych propozycji rozpoczęły się 18 lipca 2025 roku .	Pozyskiwanie funduszy UE na inwestycje przez GK PGE. Potencjalna kontrybucja na rzecz budżetu UE w zależności od wyniku procesu decyzyjnego dot. nowych zasobów własnych UE.
	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniające rozporządzenie (UE) 2021/1119 w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej (cel na 2040 rok).	Wyznaczenie celu pośredniego na drodze do osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 roku.	Propozycja wniosku legislacyjnego KE dot. implementacji celu 90% redukcji emisji w porównaniu z 1990 rokiem na 2040 rok do Europejskiego prawa o klimacie (wraz z zapowiadanymi elastycznościami w jego realizacji, m.in. uwzględniającymi możliwy wkład międzynarodowych jednostek emisji w realizację celu - w wysokości 3 p.p.) została przedstawiona 2 lipca 2025 roku . Następnie 17 września 2025 roku zakończyły się konsultacje publiczne propozycji KE. Rada przyjęła swoje stanowisko 5 listopada 2025 roku , a Parlament Europejski 13 listopada 2025 roku . Oba stanowiska postulują m.in. wyższy wkład międzynarodowych jednostek emisji (5 p.p. zamiast 3 p.p.) w realizację celu 90%. Zaproponowane zmiany legislacyjne będą musiały zostać formalnie przyjęte w ramach trilogów z KE przez PE oraz Radę, co przewidywane jest, że nastąpi w grudniu 2025 roku .	Szybsza dekarbonizacja w perspektywie do 2040 roku. Kluczowe rozwiązania będą zależeć od kształtu legislacji wdrażającej nowy cel. Wpływ na dostępność uprawnień do emisji w ramach systemu EU ETS dla jednostek konwencjonalnych po 2030 roku i na zmianę legislacji energetycznej, która będzie musiała zostać dostosowana do nowego celu redukcyjnego.
	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniająca dyrektywę 2006/43/WE, 2013/34/UE, (UE) 2022/2464 i (UE) 2024/1760 w odniesieniu do niektórych wymogów dotyczących sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju i niektórych wymogów w zakresie należytej staranności przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju.	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.	26 lutego 2025 roku KE opublikowała pierwszy pakiet propozycji, które mają na celu konsolidację, uproszczenie, likwidację niezgodności i uspoźnienie rozporządzenia o Taksonomii UE, dyrektywy o sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju (CSRD) i dyrektywy w sprawie 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. 23 czerwca 2025 roku Rada przyjęła podejście ogólne. 13 października 2025 roku w komisji PE JURI została przegłosowana ostateczna wersja sprawozdania posła sprawozdawcy. Tego samego dnia w komisji PE JURI przegłosowano mandat PE na trilogi z Radą i KE, co zostało jednak odrzucone przez PE w głosowaniu plenarnym 22 października 2025 roku . 13 listopada 2025 roku stanowisko PE oraz mandat na trilogi z Radą i KE zostały przegłosowane na posiedzeniu plenarnym.	Propozycja 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 upraszcza wymogi sprawozdawcze. Oznacza to prostsze i bardziej efektywne ramy prowadzenia działalności biznesowej.
	Dyrektywa 2025/794 w sprawie zmiany dyrektywy (UE) 2022/2464 i (UE) 2024/1760 w odniesieniu do dat, od których państwa	Przesunięcie daty stosowania CSRD o 2 lata w stosunku do dużych przedsiębiorstw nieobjętych jeszcze tą dyrektywą (nowa data	Dyrektywa 2025/794 została przyjęta w PE (3 kwietnia 2025 roku) i w Radzie (14 kwietnia 2025 roku), a następnie opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE 16 kwietnia 2025 roku . Dyrektywa weszła w życie następnego dnia po publikacji. Państwa członkowskie powinny transponować dyrektywę do krajowych porządków prawnych do 31 grudnia 2025 roku .	Nowa regulacja wprowadza korzystną dla GK PGE zmianę w odniesieniu do CSDDD poprzez przesunięcie daty stosowania tej dyrektywy o rok, tj. z 26 lipca 2027 roku na 26 lipca 2028 roku.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	członkowskie mają stosować niektóre wymogi dotyczące sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju i niektóre wymogi w zakresie należytej staranności przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju (część pakietu Omnibus).	stosowania to 1 stycznia 2027 roku) oraz do małych i średnich przedsiębiorstw będących jednostkami interesu publicznego (nowa data stosowania to 1 stycznia 2028 roku). Przesunięcie daty stosowania CSDDD dla największych przedsiębiorstw z 26 lipca 2027 roku na 26 lipca 2028 roku. Zmiana daty transpozycji CSDDD do porządków krajowych z 26 lipca 2026 roku na 26 lipca 2027 roku.		
	Rozporządzenie zmieniające rozporządzenia (UE) 2021/1058 i (UE) 2021/1056 w odniesieniu do środków szczególnych mających na celu sprostanie strategicznym wyzwaniom w kontekście przeglądu śródkresowego polityki spójności.	Wprowadzenie nowych obszarów priorytetowych w polityce spójności, stworzenie zachęt dla państw członkowskich celem zwiększenia poziomu inwestycji w te obszary priorytetowe.	1 kwietnia 2025 roku KE przedstawiła propozycję legislacyjną rozporządzenia zmieniającego. Rada UE przyjęła swój mandat negocjacyjny na posiedzeniu COREPER 18 czerwca 2025 roku . Parlament Europejski pracował nad tą propozycją w trybie uproszczonym i 25 czerwca 2025 roku przyjął stanowisko w głosowaniu w Komisji ds. Rozwoju Regionalnego. Rada i Parlament osiągnęły porozumienie (w formacie trilogu) 15 lipca 2025 roku . Parlament Europejski przyjął finalne brzmienie nowych przepisów 10 września 2025 roku w głosowaniu plenarnym, natomiast Rada UE podjęła analogiczną decyzję 18 września 2025 roku . Rozporządzenie zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE 19 września 2025 roku i zaczęło obowiązywać dzień później.	Nowe przepisy dają państwom członkowskim możliwość przeznaczenia większej części środków z polityki spójności na priorytetowe inwestycje w sieci dystrybucyjne, projekty dual use, ochronę krytycznej infrastruktury energetycznej, czy infrastrukturę ładowania aut elektrycznych. Inwestycje te mają mieć m.in. wyższy poziom prefinansowania i współfinansowania z funduszy UE.
	Rozporządzenie Komisji (UE) nr 651/2014 z 17 czerwca 2014 roku uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne ze wspólnym rynkiem na podstawie art. 107 i 108 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (GBER).	Umożliwienie państwom członkowskim udzielania określonych rodzajów pomocy publicznej bez konieczności uprzedniego zgłaszania ich Komisji Europejskiej.	Komisja Europejska ogłosiła rewizję rozporządzenia GBER w ramach działań na rzecz realizacji Kompasów konkurencyjności UE oraz Czystego Ładu Przemysłowego (Clean Industrial Deal). Celem rewizji jest m.in.: zmniejszenie obciążeń administracyjnych dla państw członkowskich i beneficjentów pomocy publicznej, promowanie niezbędnych inwestycji, zwiększenie elastyczności w projektowaniu środków pomocowych, utrzymanie równych warunków konkurencji na jednolitym rynku. W ramach procesu rewizji, KE przeprowadziła konsultacje publiczne, które trwały od 14 lipca do 6 października 2025 roku . Na podstawie wyników konsultacji publicznych oraz zgłoszonych opinii, Komisja planuje przeprowadzenie konsultacji projektu z zainteresowanymi stronami, a następnie przyjęcie zmienionego rozporządzenia GBER w IV kwartale 2026 roku .	Zmiany w rozporządzeniu GBER mogą umożliwić szybsze i bardziej elastyczne wdrażanie projektów inwestycyjnych, szczególnie w obszarach transformacji segmentu ciepłownictwa. Rewizja może ponadto umożliwić sprawniejsze pozyskiwanie wsparcia publicznego dla projektów związanych m.in. z OZE, ciepłownictwem czy innowacjami.

3. Działalność GK PGE oraz segmentów działalności

3.1. Podstawowe dane operacyjne GK PGE

Podstawowe dane operacyjne GK PGE							
	Energetyka Odnawialna	Energetyka Gazowa	Energetyka Węglowa	Ciepłownictwo	Dystrybucja	Energetyka Kolejowa	Obrót
Kluczowe aktywa segmentu	21 farm wiatrowych 57 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	304,9 tys. km linii dystrybucyjnych	18,5 tys. km linii dystrybucyjnych	-
Moc zainstalowana energia elektryczna/ energia ciepła	2 670 MWe/-	1 366 MWe/-	12 392 MWe/958 MWt	2 698 MWe/6 431 MWt	-	-	-
Wolumeny¹ energii elektrycznej	Produkcja energii elektrycznej netto 0,68 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 1,27 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 9,56 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 1,07 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 8,66 TWh ²	Dystrybuowana energia elektryczna 1,07 TWh; Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 0,77 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 6,93 TWh ³
Wolumeny¹ energii cieplnej	-	-	Produkcja ciepła netto 0,40 PJ	Produkcja ciepła netto 3,30 PJ	-	-	-
Pozycja Rynkowa	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

¹ Prezentowane dane dotyczą III kwartału 2025 roku.

² Dane dotyczą PGE Dystrybucja S.A.

³ Dane dotyczą PGE Obrót S.A.

KLUCZOWE DANE OPERACYJNE GK PGE

Tabela: Kluczowe dane operacyjne.

Kluczowe dane operacyjne	Jedn.	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %	I-III kw. 2025	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Produkcja energii elektrycznej netto	TWh	12,58	13,16	-0,58	-4%	40,09	40,67	-0,58	-1%
w tym produkcja OZE	TWh	0,50	0,59	-0,09	-15%	1,79	2,05	-0,26	-13%
Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE	TWh	15,05	17,59	-2,54	-14%	47,65	51,38	-3,73	-7%
Sprzedaż energii do odbiorców finalnych ¹	TWh	7,73	8,30	-0,57	-7%	24,02	25,34	-1,32	-5%
Produkcja ciepła	PJ	3,70	3,63	0,07	2%	32,70	30,57	2,13	7%
Sprzedaż ciepła	PJ	3,51	3,46	0,05	1%	31,82	29,81	2,01	7%
Dystrybucja energii elektrycznej	TWh	9,73	9,79	-0,06	-1%	29,89	29,90	-0,01	0%

¹ 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	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %	I-III kw. 2025	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
A. Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, w tym:	15,05	17,59	-2,54	-14%	47,65	51,38	-3,73	-7%
Sprzedaż do odbiorców finalnych ¹	7,73	8,30	-0,57	-7%	24,02	25,34	-1,32	-5%
Sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym	7,32	9,29	-1,97	-21%	23,63	26,04	-2,41	-9%
B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)	3,40	5,32	-1,92	-36%	10,60	13,93	-3,33	-24%
C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE	12,58	13,16	-0,58	-4%	40,09	40,67	-0,58	-1%
D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)	0,93	0,89	0,04	4%	3,04	3,22	-0,18	-6%

¹ 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.

Niższa sprzedaż energii na rynku hurtowym i bilansującym to efekt niższej produkcji z jednostek węglowych w GK PGE, co było spowodowane ujemnym saldem wymiany w III kwartale 2025 roku w związku z niskimi cenami w krajach ościennych. Natomiast niższy zakup na rynku hurtowym to głównie efekt niższej sprzedaży do odbiorców finalnych w PGE Obrót S.A. w segmentach klientów korporacyjnych oraz małych i średnich przedsiębiorstw, którzy skłaniają się w kierunku dywersyfikacji źródeł energii, głównie z większym wykorzystaniem OZE.

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej netto (TWh).

Wolumen produkcji	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %	I-III kw. 2025	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	12,58	13,16	-0,58	-4%	40,09	40,67	-0,58	-1%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	6,95	7,94	-0,99	-12%	21,47	22,93	-1,46	-6%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	2,61	2,54	0,07	3%	7,65	8,85	-1,20	-14%
w tym współspalanie biomasy	0,00	0,01	-0,01	-100%	0,01	0,03	-0,02	-67%
Elektrownie gazowe	1,27	1,06	0,21	20%	3,40	1,50	1,90	127%
Elektrociepłownie węglowe	0,26	0,34	-0,08	-24%	2,15	2,11	0,04	2%
Elektrociepłownie gazowe	0,72	0,55	0,17	31%	2,96	2,53	0,43	17%
Elektrociepłownie biomasowe	0,08	0,09	-0,01	-11%	0,24	0,27	-0,03	-11%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,01	0,01	0,00	0%	0,03	0,02	0,01	50%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,27	0,15	0,12	80%	0,68	0,73	-0,05	-7%
Elektrownie wodne	0,05	0,06	-0,01	-17%	0,24	0,33	-0,09	-27%
Elektrownie wiatrowe	0,30	0,34	-0,04	-12%	1,12	1,27	-0,15	-12%
Elektrownie fotowoltaiczne	0,06	0,08	-0,02	-25%	0,15	0,13	0,02	15%
w tym produkcja OZE	0,50	0,59	-0,09	-15%	1,79	2,05	-0,26	-13%

Poziom produkcji energii elektrycznej w trzech kwartałach 2025 roku ukształtował się na poziomie niższym o 1% w porównaniu do trzech kwartałów 2024 roku.

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (spadek o 1,46 TWh) wynika z dłuższego czasu postoju bloków Elektrowni Bełchatów w rezerwie o 4 792 h oraz dłuższego czasu postoju bloków Elektrowni Turów w remontach o 2 909 h.

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (spadek o 1,20 TWh): niższa produkcja miała miejsce w Elektrowni Dolna Odra (spadek o 0,81 TWh) oraz w Elektrowni Rybnik (spadek o 0,79 TWh) przy wyższej produkcji w Elektrowni Opole (wzrost o 0,40 TWh). Niższa produkcja w Elektrowni Dolna Odra wynika z dłuższego czasu postoju bloków tej elektrowni w remontach o 9 281 h, natomiast niższa produkcja w Elektrowni Rybnik to efekt dłuższego czasu postoju bloków tej elektrowni w rezerwie o 6 876 h. Wyższa produkcja w Elektrowni Opole jest wynikiem wyższego średnio-blokowego obciążenia tej elektrowni o 95 MW.

Niższa produkcja w elektrowniach wiatrowych (spadek o 0,15 TWh) wynika z gorszej wietrzności w rejonach farm należących do GK PGE.

Niższa produkcja w elektrowniach wodnych (spadek o 0,09 TWh) wynika z gorszych warunków hydrologicznych.

Niższa produkcja w elektrowniach szczytowo-pompowych (spadek o 0,05 TWh) wynika z charakteru pracy tych jednostek wytwórczych i mniejszego ich wykorzystania przez PSE S.A.

Wyższa produkcja w elektrowni gazowej (Elektrownia Gryfino Dolna Odra - wzrost o 1,90 TWh)- wynika z niskiej bazy trzech kwartałów 2024 roku. Blok nr 9 został oddany do eksploatacji w sierpniu 2024 roku a blok nr 10 w październiku 2024 roku.

Wyższa produkcja w elektrociepłowniach gazowych (wzrost o 0,43 TWh) jest efektem oddania do eksploatacji Elektrociepłowni Nowa Czechnica oraz silników gazowych w Elektrociepłowni Bydgoszcz.

Wyższa produkcja w elektrociepłowniach węglowych (wzrost o 0,04 TWh) jest następstwem 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.

Produkcja w elektrociepłowniach biomasowych i w elektrociepłowniach opalanych odpadami komunalnymi utrzymała się na poziomie zbliżonym do okresu porównywalnego.

PRODUKCJA CIEPŁA

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła netto (PJ).

Wolumen produkcji	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %	I-III kw. 2025	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Produkcja ciepła netto w PJ	3,70	3,63	0,07	2%	32,70	30,57	2,13	7%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	0,32	0,29	0,03	10%	1,66	1,58	0,08	5%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,08	0,08	0,00	0%	0,44	0,43	0,01	2%
Elektrociepłownie węglowe	2,00	1,12	0,88	79%	21,56	20,69	0,87	4%
Elektrociepłownie gazowe	1,02	1,56	-0,54	-35%	7,19	5,83	1,36	23%
Elektrociepłownie biomasowe	0,21	0,37	-0,16	-43%	1,27	1,46	-0,19	-13%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,05	0,04	0,01	25%	0,19	0,09	0,10	111%
Elektrociepłownie pozostałe	0,02	0,17	-0,15	-88%	0,39	0,49	-0,10	-20%

Główny wpływ na wyższy poziom produkcji ciepła netto w III kwartale 2025 roku r/r miała temperatura zewnętrzna. Średnie temperatury w 2025 roku były niższe o 0,3°C r/r, co przełożyło się na wyższą produkcję ciepła.

SPRZEDAŻ CIEPŁA

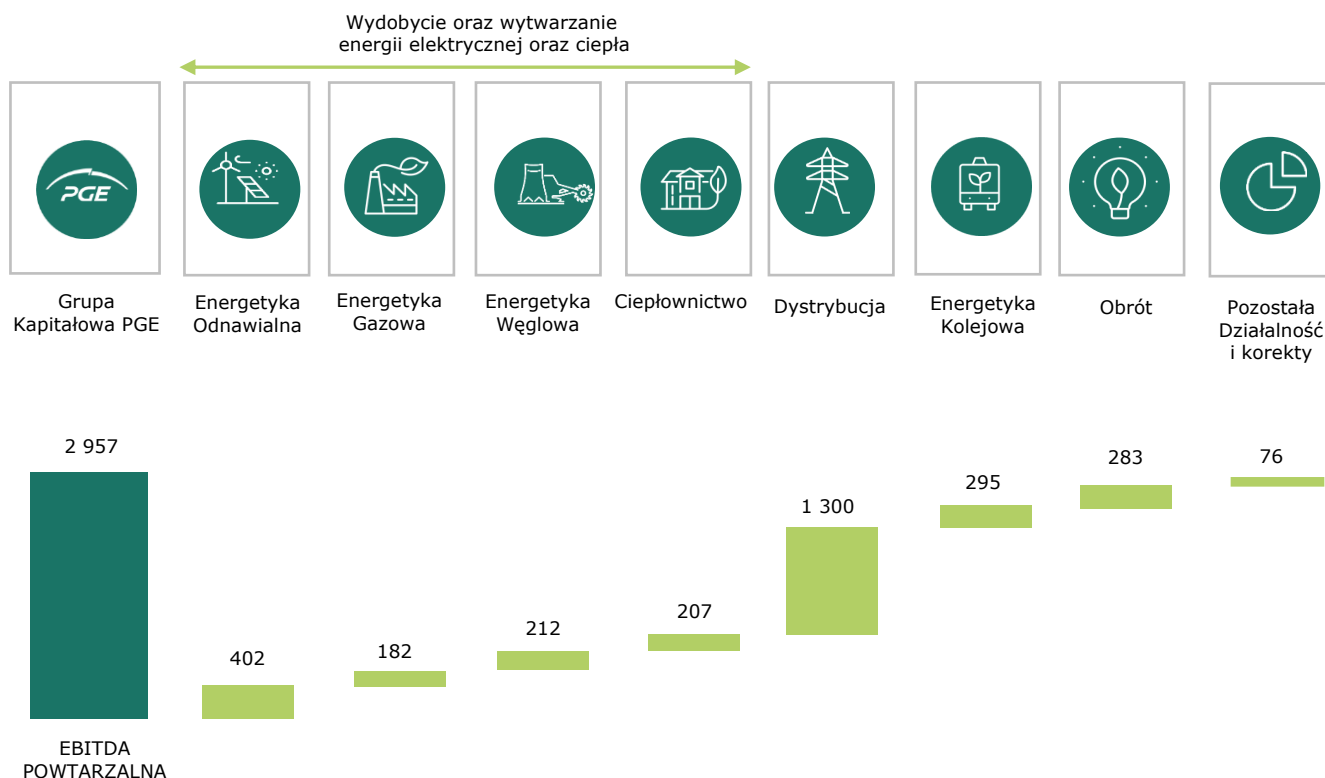
W III kwartale 2025 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 3,51 PJ i był wyższy o 0,05 PJ r/r.

W okresie trzech kwartałów 2025 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 31,82 PJ i był wyższy o 2,01 PJ r/r. Na powyższy wynik wpływ miało głównie wyższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane niższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi niż w 2024 roku.

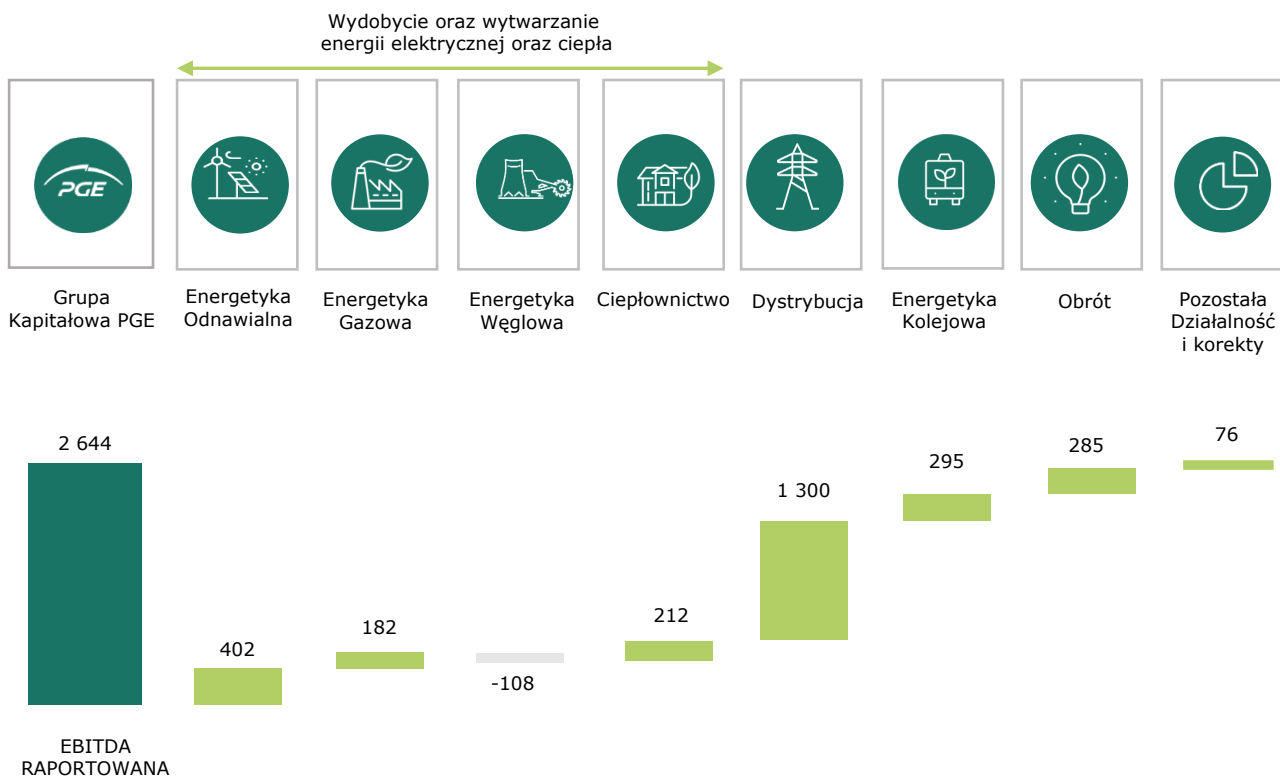
3.2. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE

Najlepszym miernikiem oceny rentowności i poziomu zyskowności spółek z branży energetycznej jest wynik EBITDA powtarzalna. Jest to wynik przed potrąceniem kosztów amortyzacji, podatków dochodowych oraz działalności finansowej, w tym odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych. EBITDA umożliwia porównywanie wyników spółek, abstrahując od wartości ich majątku, poziomu zadłużenia oraz obowiązujących stawek podatku dochodowego. Ponadto EBITDA powtarzalna jest skorygowana o zdarzenia jednorazowe. Na skonsolidowany wynik EBITDA Grupy PGE składają się wyniki finansowe poszczególnych segmentów działalności. Największy udział w wyniku EBITDA powtarzalna Grupy za III kwartał 2025 roku mają segmenty: Dystrybucja (44%), Energetyka Odnawialna (14%), Energetyka Kolejowa (10%) oraz Obrót (10%). Pozostałe segmenty mają udział poniżej 10% w wyniku EBITDA powtarzalna.

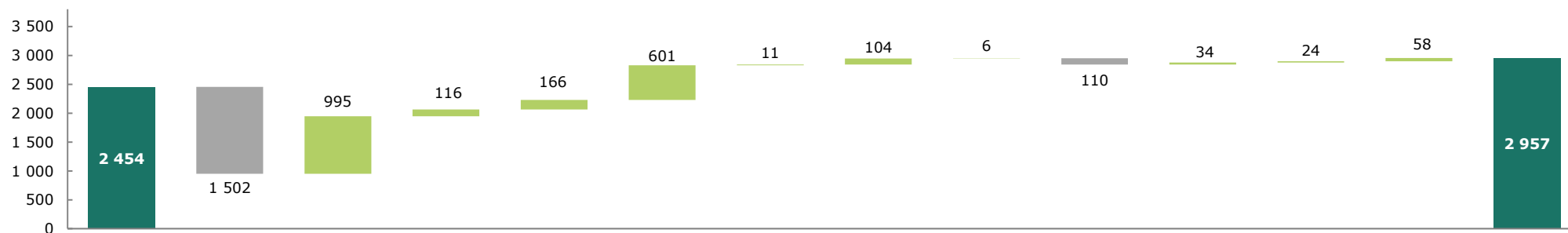
Wykres: EBITDA powtarzalna GK PGE w III kwartale 2025 roku (mln PLN).



Wykres: EBITDA raportowana GK PGE w III kwartale 2025 roku (mln PLN).



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



Odchylenie	-1 502	995	116	166	601	11	104	6	-110	34	24	58	
EBITDA raportowana III kw. 2024	2 458												
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2024	4												
EBITDA powtarzalna III kw. 2024	2 454	7 594	4 599	1 584	1 263	-338	580	1 669	2 038	144	359	300	896
EBITDA powtarzalna III kw. 2025		6 092	3 604	1 468	1 429	263	591	1 773	2 032	34	393	324	838
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2025													2 957
EBITDA raportowana III kw. 2025													-313
													2 644

¹ Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej pomniejszony o koszt zakupu e.e. oraz koszty związane bezpośrednio z wytwarzaniem e.e.; dane za III kwartał 2024 roku dostosowano do obecnie stosowanego sposobu prezentacji danych.

² Z uwzględnieniem przychodów z tytułu usług bilansujących.

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

⁴ Z uwzględnieniem rekompensat.

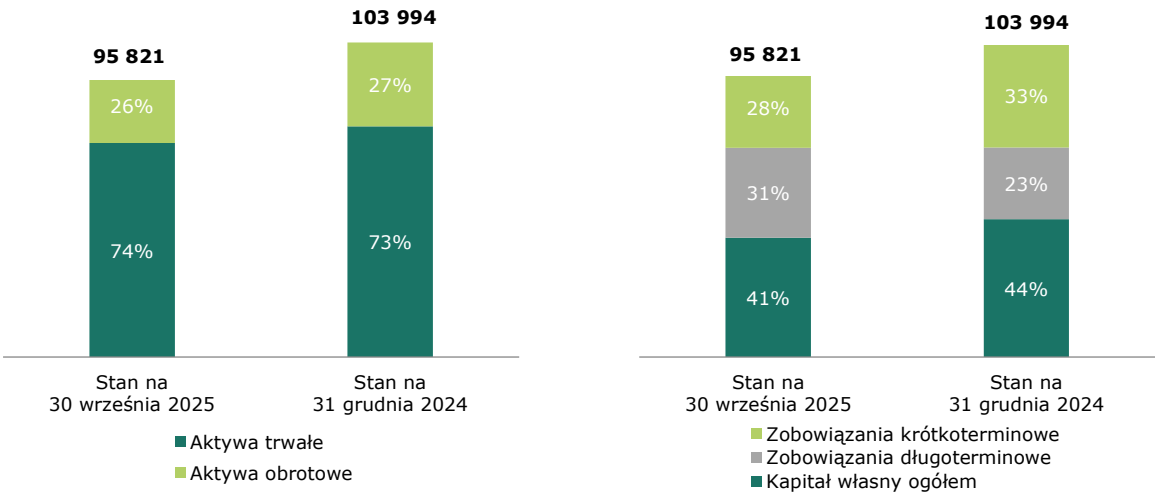
⁵ Z uwzględnieniem przychodów z tytułu usług dystrybucyjnych, rekompensat, kosztów usług przesyłowych PSE S.A., salda opłat przenoszonych oraz tranzytowych, kosztów zakupu e.e. na pokrycie różnicy bilansowej; bez doszacowania kosztów różnicy bilansowej.

⁶ Bez uwzględnienia rezerwy aktuarialnej, Programu Dobrowolnych Odejść oraz rezerwy na restrukturyzację Elektrowni Dolna Odra (zdarzenia jednorazowe).

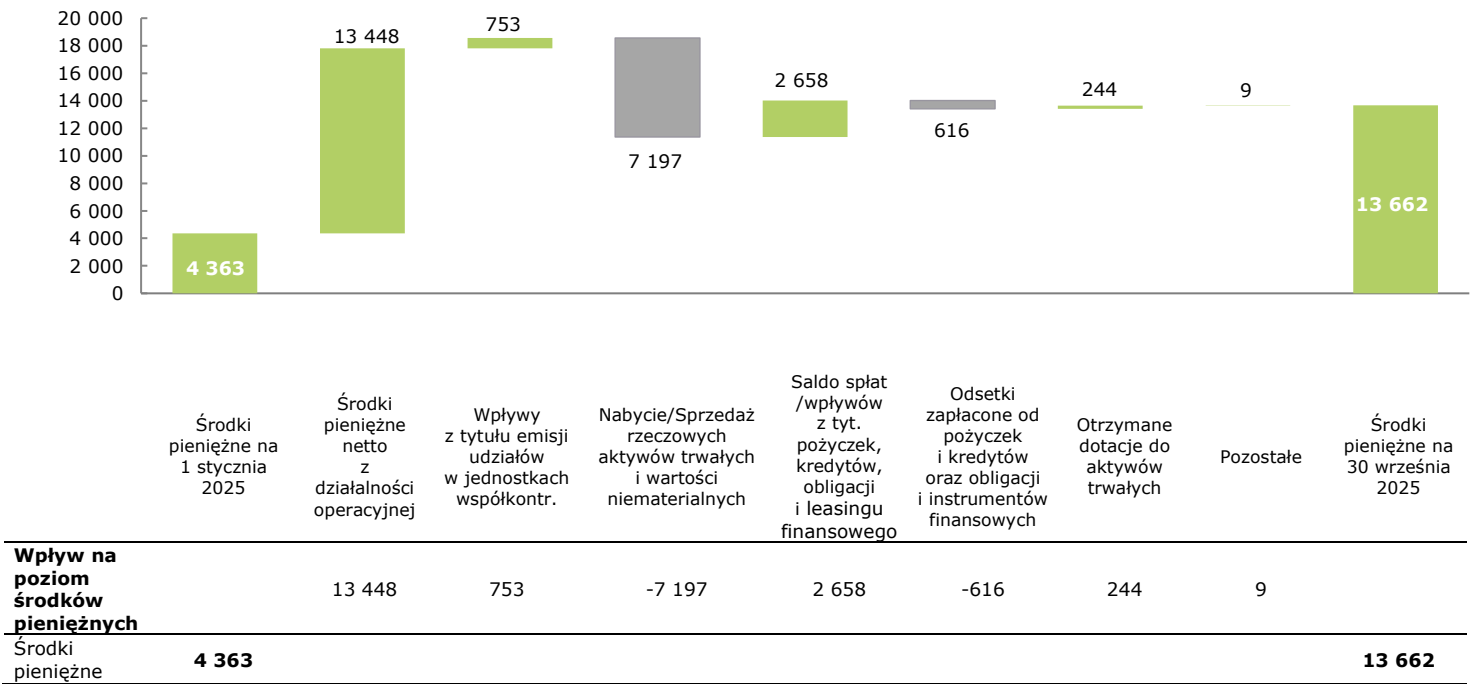
⁷ Z uwzględnieniem rekompensat.

⁸ Bez uwzględnienia rekompensat KDT, korekty rekompensat za energię elektryczną za poprzednie lata, odpisów na należności PKP Cargo S.A., odpisu zapasów strategicznych, umorzenia wierzytelności oraz rezerwy na rekultywację (zdarzenia jednorazowe).

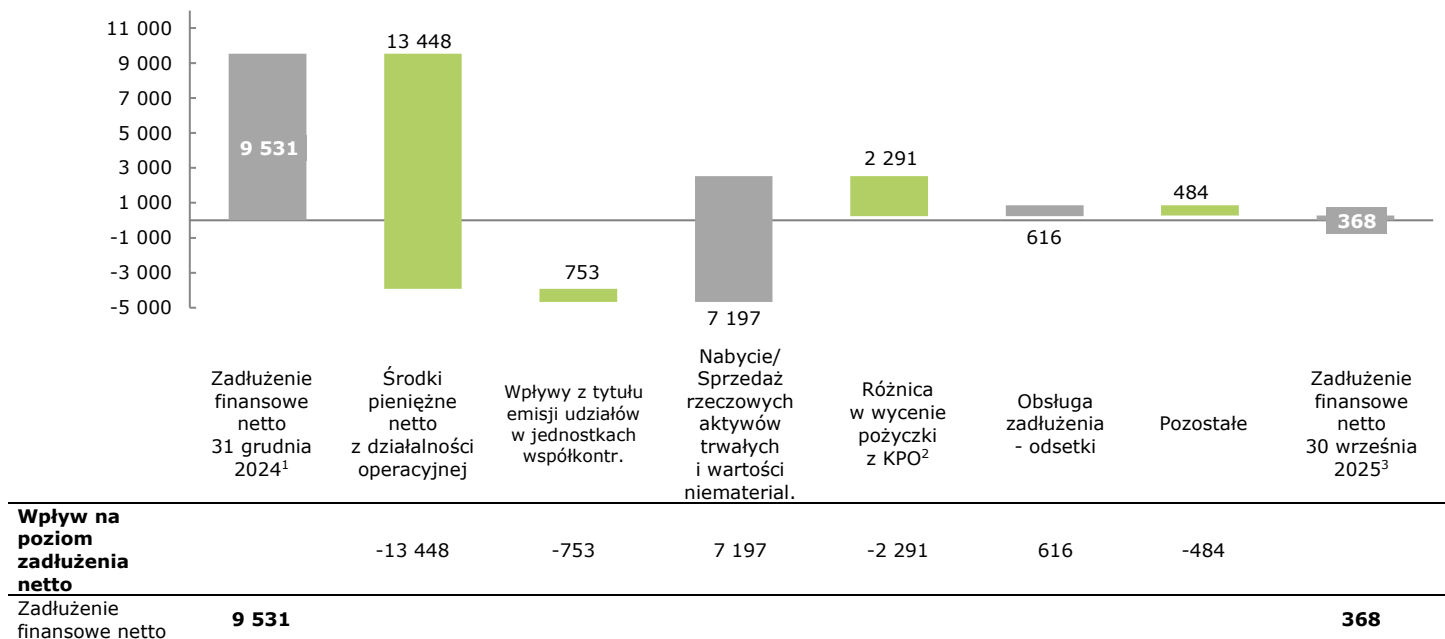
Wykres: Struktura Aktywów oraz Kapitałów i Zobowiązań (mln PLN).



Wykres: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



Wykres: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).



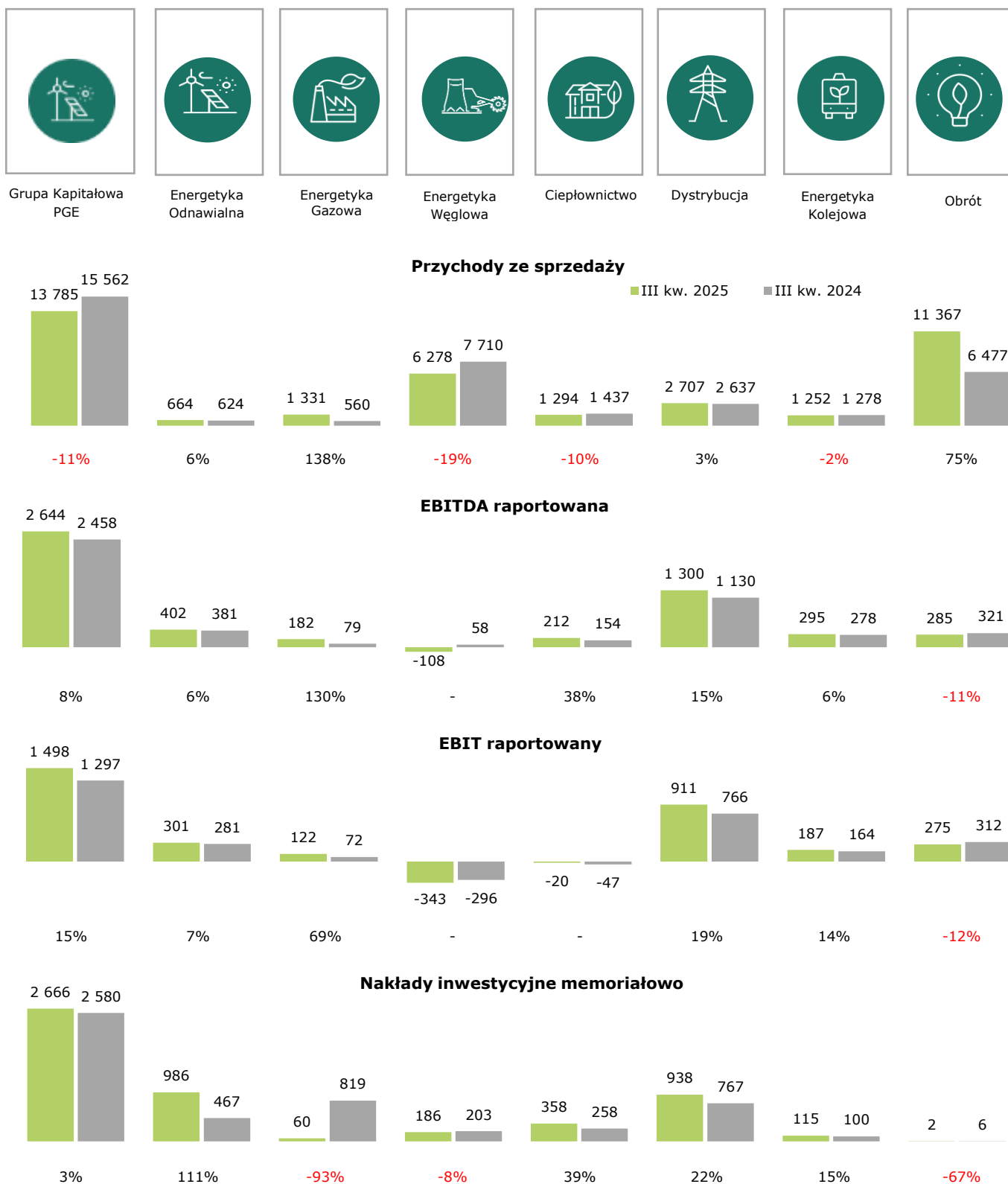
¹ Zadłużenie netto na 31 grudnia 2024 roku dostosowano do sposobu liczenia zgodnego z kowenantami bankowymi (w zakresie leasingu z tytułu MSSF 16); pierwotnie na 31 grudnia 2024 roku prezentowana była wartość 11 045 mln PLN.

² Różnica między wartością nominalną pożyczki a wartością według zamortyzowanego kosztu; (KPO- Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększenia Odporności); na moment początkowego ujęcia różnica wynosiła 2 315 mln PLN.

³ W zadłużeniu netto uwzględnione zostały środki pieniężne spółek Offshore (874 mln PLN) oraz zobowiązania finansowe z tytułu Project Finance (1 463 mln PLN); szacunkowy poziom ekonomicznego zadłużenia netto (uwzględniający przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO₂) wynosi 15 506 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.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2025 roku.



Energetyka Odnawialna

[illegible]

Segment Energetyka Odnawialna oparty jest przede wszystkim o **przychody ze sprzedaży energii elektrycznej**, przy czym, w odróżnieniu od produkcji w elektrowniach systemowych segmentu Energetyka Węglowa, 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 tyt. sprzedaży świadectw pochodzenia energii uzyskiwane przez aktywa segmentu, z wyłączeniem elektrowni wodnych powyżej 5 MWe.

Istotną pozycję w przychodach segmentu od 2021 roku stanowią przychody z Rynku Mocy, mechanizmu wprowadzonego w celu zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w KSE. Wybrane elektrownie segmentu Energetyka Odnawialna, otrzymują wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (pozostawanie przez jednostkę Rynku Mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do KSE oraz zobowiązanie do dostawy określonej mocy w okresie zagrożenia). **Przychody z Rynku Mocy** skompensowały częściową utratę przychodów z tyt. świadczenia Regulacyjnych Usług Systemowych (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,
- 57 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.

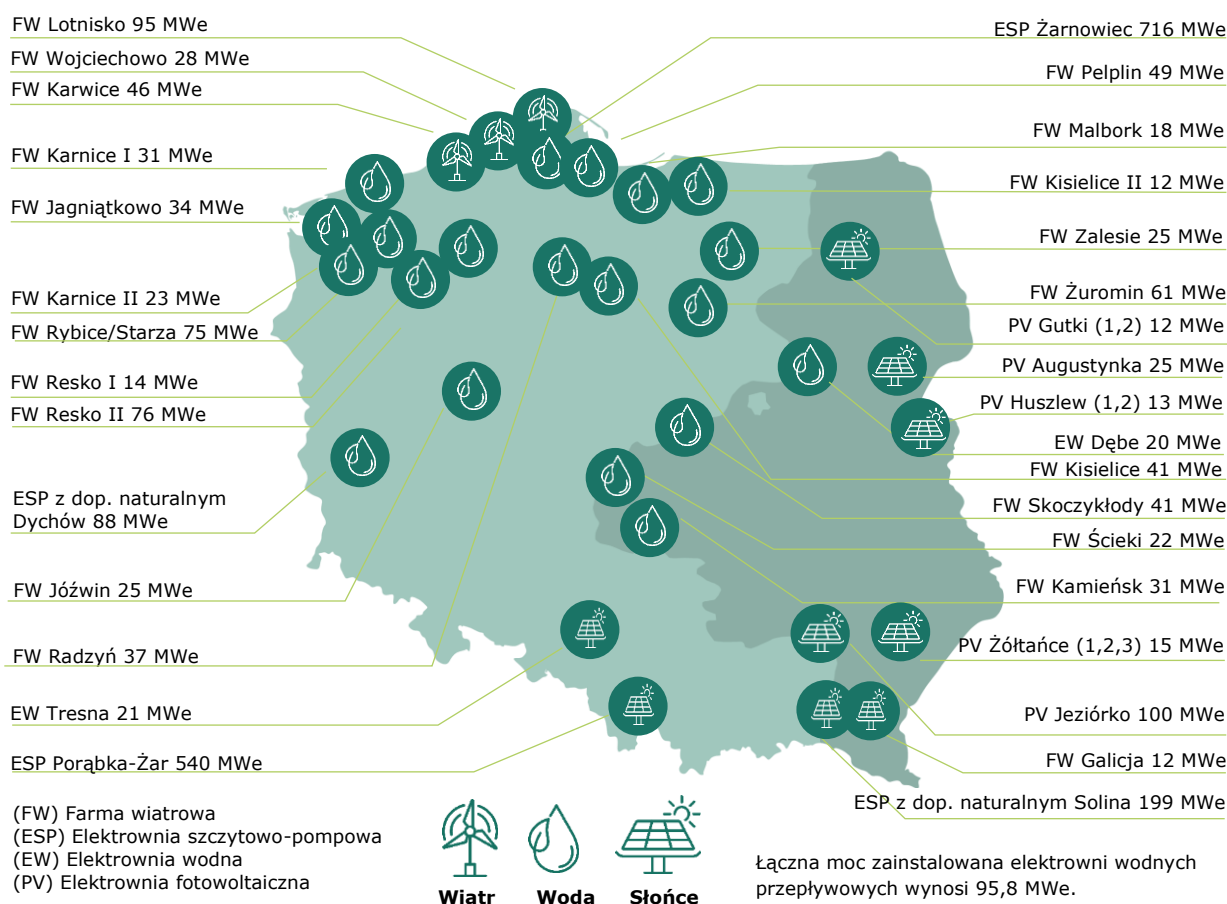
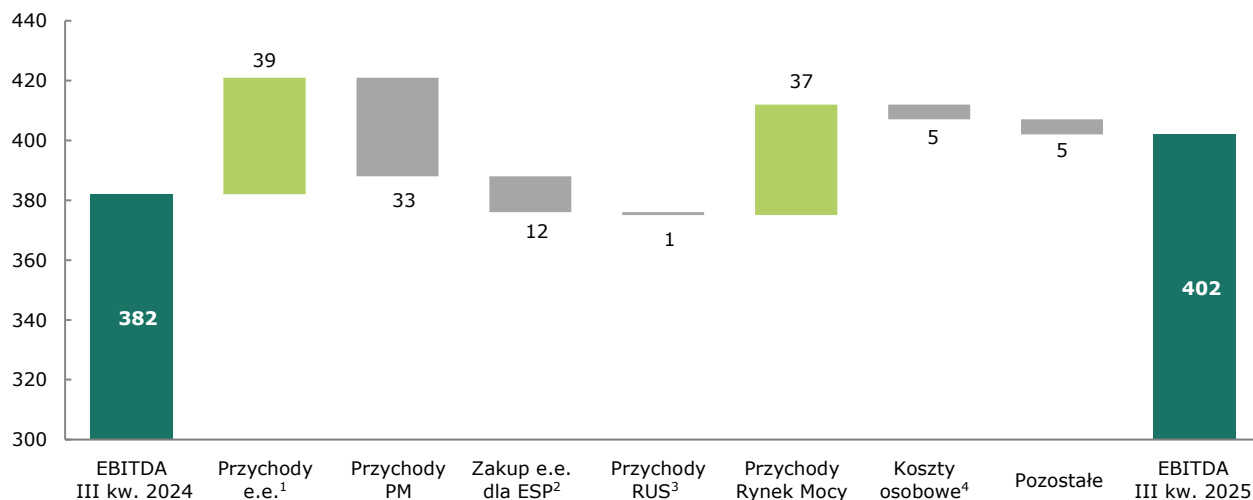


Tabela: Produkcja energii (GWh).

Rodzaje Elektrowni	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Elektrownie wodne szczytowo-pompowe	268	153	115	75%
Elektrownie wodne przepływowe	50	66	-16	-24%
Elektrownie wiatrowe	298	333	-35	-11%
Elektrownie fotowoltaiczne	60	73	-13	-18%
Razem	676	625	51	8%

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



Odchylenie	EBITDA III kw. 2024	Przychody e.e. ¹	Przychody PM	Zakup e.e. dla ESP ²	Przychody RUS ³	Przychody Rynek Mocy	Koszty osobowe ⁴	Pozostałe	EBITDA III kw. 2025
EBITDA raportowana III kw. 2024	381								
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2024	-1								
EBITDA powtarzalna III kw. 2024	382	333	48	83	164	54	57	77	
EBITDA powtarzalna III kw. 2025		372	15	95	163	91	62	82	402
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2025									0
EBITDA raportowana III kw. 2025									402

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

² Zmiana sposobu raportowania w związku z wprowadzeniem usług bilansowania.

³ Z uwzględnieniem przychodów z tytułu usług bilansujących.

⁴ Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe).

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

Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana %	Zmiana %
Zmiana rezerwy aktuarialnej	0	-1	1	-
Razem	0	-1	1	-

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

- **Wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej** wynikają z: wyższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 37 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o 26 mln PLN, wyższego wolumenu sprzedaży o 26 GWh, co wpłynęło na wzrost przychodów o 13 mln PLN.
- **Niższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych**, które wynikają z: niższego wolumenu sprzedaży o 142 GWh, co wpłynęło na spadek przychodów o 22 mln PLN, niższej średniej ceny sprzedaży praw majątkowych o 65 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o 11 mln PLN.
- **Wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby pompowania** w elektrowniach szczytowo-pompowych w wyniku wyższego wolumenu zakupu o 100 GWh, wpływającego na wzrost kosztów o 50 mln PLN oraz niższej średniej ceny zakupu energii elektrycznej o 145 PLN/MWh r/r, co skutkowało spadkiem kosztów o 38 mln PLN.
- **Spadek przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych** związany głównie jest z nieznacznie niższymi przychodami z tytułu usług bilansujących wprowadzonych od czerwca 2024 roku.
- **Wzrost przychodów z Rynku Mocy** związany głównie jest z większym wykorzystaniem jednostek w systemie oraz na skutek wyższego zakontraktowanego wolumenu obowiązku mocowego, głównie w efekcie aukcji uzupełniającej na II półroczu 2025 roku oraz na skutek wyższej średniej ceny obowiązku mocowego.

- **Wzrost kosztów osobowych** jest głównie efektem wyższego zatrudnienia ze względu na rozwój obszarów Energetyki Morskiej i Energetyki Odnawialnej oraz podpisanych w 2025 roku porozumień płacowych.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** wynika głównie z wyższych kosztów prowadzenia działalności ze względu na rozwój obszarów Energetyki Morskiej i Energetyki Odnawialnej.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	986	467	519	111%
▪ Rozwojowe	913	346	567	164%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	73	121	-48	-40%
Razem	986	467	519	111%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE ENERGETYKA ODNAWIALNA

Program Budowy Morskich Farm Wiatrowych (MFW)

Zgodnie ze Strategią Grupy PGE do 2035 roku celem strategicznym w obszarze energetyki morskiej jest osiągnięcie mocy 4 GW w eksploatacji do 2035 roku. Grupa dysponuje 8 pozwoleniami lokalizacyjnymi dla elektrowni morskich na Morzu Bałtyckim, z czego 3 pozwolenia lokalizacyjne Grupa PGE uzyskała w 2012 roku (potencjał mocy 3,4 GW), 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)

Baltica 1 to projekt, który realizowany będzie ok. 80 km na północ od polskiego wybrzeża Morza Bałtyckiego w rejonie Ławicy Środkowej na wysokości Władysławowa. Jest w fazie przygotowania do realizacji. W lipcu 2025 roku zakończyła się procedura transgraniczna. 30 września 2025 roku MKiŚ zatwierdziło dokumentację geologiczno-inżynierską dla przewiertu morze-łąd. Decyzja środowiskowa dla MFW została wydana 17 października 2025 roku.

- **Projekt Baltica 2** (ok. 1,5 GW)

Obecnie jest w fazie realizacji – w styczniu 2025 roku podjęto ostateczną decyzję inwestycyjną (FID). W III kwartale 2025 roku kontynuowano prace w ramach umowy na budowę układu wyprowadzenia mocy w części lądowej, w tym zakończono m.in. wznoszenie budynku pompowni oraz fundamentów: STATCOM-ów, transformatorów 400/275/15 kV oraz dławików. Nadal trwa produkcja urządzeń oraz ich odbiory fabryczne. We wrześniu 2025 roku zrealizowana została pierwsza dostawa elementów rozdzielnic GIS 400 kV na teren budowy. W III kwartale 2025 roku kontynuowano też prace związane z usuwaniem i relokacją głazów w miejscach, które zostały wyznaczone pod fundamenty oraz linii przebiegu podmorskich kabli.

- **Projekt Baltica 3** (ok. 1 GW)

Jest w fazie przygotowania do realizacji i rekonfiguracji. W III kwartale 2025 roku we współpracy z firmą EKO-KONSULT sp. z o.o. prowadzono prace nad opracowaniem raportu oddziaływania na środowisko oraz pozyskaniem decyzji zmieniającej decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla projektu Baltica 3, celem dostosowania do założeń technicznych po rekonfiguracji.

- **Projekt Baltica 9** (ok. 1 GW)

Jest w fazie przygotowania do realizacji. Na początku lipca 2025 roku zakończono realizację kampanii geofizycznej, której wykonawcą była Geofizyka Toruń S.A. 9 października 2025 roku rozpoczęto wstępną kampanię geotechniczną w obszarze farmy – prace realizowane są przez firmę Geoguid Marine.

- **Budowa Portu O&M (Operations and Maintenance) w Ustce**

Jest w fazie realizacji. W III kwartale 2025 roku Generalny Wykonawca – KB DORACO sp. z o.o. kontynuował prace w zakresie budowy Bazy Operacyjno-Serwisowej w Ustce. Prowadzono prace hydrotechniczne nabrzeża, roboty fundamentowe budynku biurowego i części magazynowej oraz roboty instalacyjne w branży sanitarnej i kanalizacyjnej w obszarze parkingu i drogi dojazdowej.

Program Budowy Instalacji Fotowoltaicznych GK PGE

Dotychczas w ramach Programu odebrano projekty o łącznej mocy ok. 284 MW. Łącznie energię elektryczną produkują instalacje o mocy 289 MW, uwzględniając projekty po energetyzacji, bez odbioru końcowego. W III kwartale 2025 roku dokonano odbiorów końcowych farm fotowoltaicznych o mocy ok. 8 MW, m.in.:

PV Pokrzywnica o mocy 7 MW, a w październiku 2025 roku odebrano kolejne 60 MW projektów (PV Kleszczów 50 MW oraz PV Tyszki Wądołowo 10 MW). Równolegle kontynuowano realizację projektów farm fotowoltaicznych o łącznej mocy ok. 150 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. Obecnie trwają prace montażowe (m.in. w zakresie generatora) i dostawy pozostałych modernizowanych elementów. W dalszym ciągu prowadzone są także prace projektowe w zakresie projektów wykonawczych.

Projekt budowy Baterijnego Magazynu Energii Elektrycznej (BMEE) w Żarnowcu

W PGE Inwest 14 sp. z o.o. trwają prace związane z projektem budowy 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. W sierpniu 2025 roku rozpoczęły się prace na budowie. 19 września 2025 roku uzyskano pozwolenie na budowę dla zakresu wyprowadzenia mocy. Na terenie budowy trwają prace ziemne (wykopy, wylewanie fundamentów, zbrojenia). 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 dotację z KPO oraz Funduszu Modernizacyjnego. Zakończenie budowy przewidziane jest na 2027 rok.

Projekt budowy magazynu energii elektrycznej w Gryfinie

W PGE Inwest 22 sp. z o.o. trwają przygotowania do realizacji projektu dotyczącego budowy **magazynu energii elektrycznej w Gryfinie** o mocy do 400 MW i pojemności 800 MWh. 30 października 2025 roku wpłynęły 3 oferty w ramach postępowania przetargowego. Zakończenie budowy przewidziane jest na 2028 rok.

3.3.3. Segment działalności - Energetyka Gazowa

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach gazowych.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2025 roku.



Energetyka Gazowa

[illegible]¹Ujęcie zarządcze (sprzedaż pomniejszona o zakup energii elektrycznej).

Podstawowym źródłem przychodów segmentu Energetyka Gazowa są **przychody ze sprzedaży energii elektrycznej** na rynku hurtowym oparte na cenie energii elektrycznej ustalonej przez mechanizmy równoważenia podaży i popytu, przy uwzględnieniu kosztów zmiennych wytwarzania. Jednocześnie najistotniejszymi pozycjami kosztowymi segmentu, z racji wielkości i zmienności, a tym samym wpływu na wynik operacyjny, są **koszty zużycia gazu ziemnego** oraz **koszty opłat za emisję CO₂**.

Istotną pozycję w przychodach segmentu stanowią **przychody z Rynku Mocy**, mechanizmu wprowadzonego w celu zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w KSE. Elektrownie otrzymują wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (pozostawanie przez jednostkę Rynku Mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu oraz zobowiązanie do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia). Dodatkową pozycję w przychodach segmentu stanowią **przychody z tytułu świadczenia Regulacyjnych Usług Systemowych**. Segment generuje także dodatkowy **wynik na obrocie gazem**.

AKTYWA

W skład segmentu Energetyka Gazowa wchodzi:

- 2 bloki należące do PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o., każdy o mocy zainstalowanej 683 MW, pracujące w oparciu o niskoemisyjne paliwo gazowe,
- 1 blok o mocy 882 MW będący w budowie w PGE Nowy Rybnik sp. z o.o.

Blok nr 9 w Gryfinie został oddany do eksploatacji 14 sierpnia 2024 roku, natomiast blok nr 10 - 18 października 2024 roku.

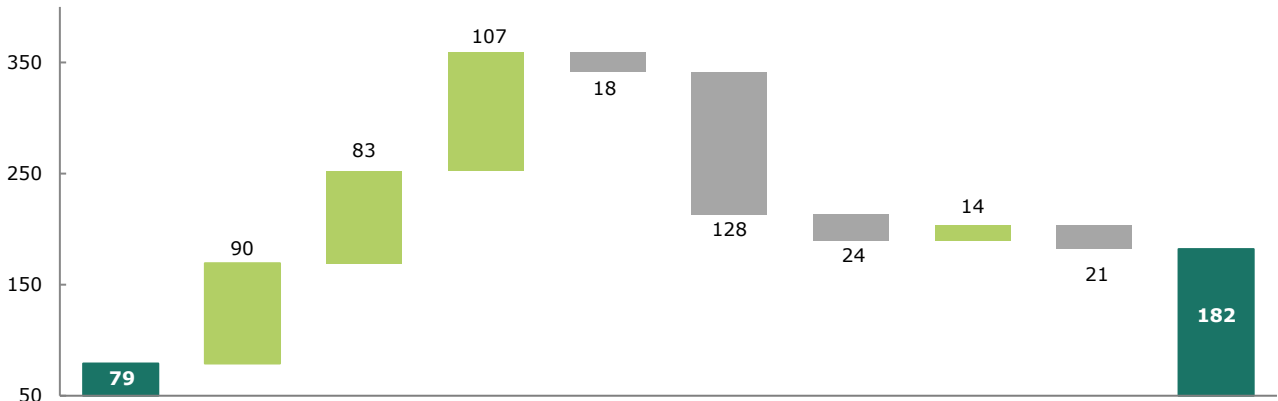
Wykres: Główne aktywa segmentu Energetyka Gazowa i ich moc zainstalowana.



Tabela: Produkcja energii (TWh).

Główne typy paliwa	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Gaz	1,27	1,06	0,21	20%
Razem	1,27	1,06	0,21	20%

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



	EBITDA III kw. 2024	Produkcja e.e. – ilość ¹	Produkcja e.e. – cena ¹	Przychody z Rynku Mocy i RUS	Koszty gazu ziemnego	Koszty CO ₂	Koszty ZHZW	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA III kw. 2025
Odchylenie		90	83	107	-18	-128	-24	14	-21	
EBITDA III kw. 2024	79		490	43	402	20	6	21	5	
EBITDA III kw. 2025			663	150	420	148	30	7	26	182

¹ Ujęcie zarządcze (sprzedaż pomniejszona o zakup energii elektrycznej).

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

- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej netto** z uwagi na: wyższy wolumen sprzedaży o 0,2 TWh (oddanie bloku nr 10 do eksploatacji w październiku 2024 roku), co wpłynęło na wzrost przychodów o ok. 90 mln PLN, wyższą średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej o 66 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 83 mln PLN.
- **Wyższe przychody z Rynku Mocy**, w tym w efekcie: większego wykorzystania jednostek Elektrowni Gryfino Dolna Odra w systemie, wyższego zakontraktowanego wolumenu obowiązku mocowego (głównie w efekcie aukcji uzupełniającej na II półrocze 2025 roku), wyższej średniej ceny obowiązku mocowego. Dodatkowo ujęte zostały **przychody z RUS** z tytułu świadczenia usług bilansujących, które nie występowały w okresie porównywalnym.
- **Wyższe koszty zużycia gazu ziemnego** na skutek wyższego zużycia tego paliwa o 1,4 PJ z powodu wyższej produkcji energii elektrycznej o 0,2 TWh, co wpłynęło na wzrost kosztów o 86 mln PLN, przy niższej cenie o 8,5 PLN/GJ, co wpłynęło na obniżenie kosztów o 68 mln PLN.
- **Wyższe koszty CO₂** głównie na skutek wyższej emisji o 0,4 mln ton CO₂ w procesie produkcyjnym (segment nie ponosił kosztów opłat za emisję CO₂ w okresie porównywalnym, do momentu oddania bloku nr 9 do eksploatacji oraz dla całego okresu w odniesieniu do bloku nr 10).
- **Wyższe koszty ZHZW** ze względu na wyższy wolumen zarządzanej energii elektrycznej.
- **Niższe koszty osobowe** w związku z wysoką bazą okresu porównywalnego na skutek poniesionych w tym okresie kosztów szkoleń obowiązkowych.
- **Pozycja pozostałe** uwzględnia głównie koszty remontów i eksploatacji majątku oraz koszty ubezpieczeń i podatków. Wzrost tej pozycji wynika z dłuższego czasu eksploatacji bloków w III kwartale 2025 roku w porównaniu do okresu porównywalnego.

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

Rodzaj paliwa	III kw. 2025		III kw. 2024		Zmiana %	
	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt
	(tys. m³)	(mln PLN)	(tys. m³)	(mln PLN)	(tys. m³)	(mln PLN)
Gaz	209 722	420	174 279	402	20%	4%
Razem	209 722	420	174 279	402	20%	4%

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO₂ w segmencie Energetyka Gazowa.

Dane dot. CO ₂	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Emisja CO ₂ (tony)	451 065	65 112	385 953	593%
Średni koszt CO ₂ (PLN/t)	326,38	302,26	24,12	8%

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	60	819	-759	-93%
▪ Rozwojowe	59	819	-760	-93%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	1	0	1	-
Razem	60	819	-759	-93%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE ENERGETYKA GAZOWA

W III 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 kontynuowano dostawy i montaż kluczkowych urządzeń. Na początku lipca 2025 roku uzyskano pozwolenie na budowę Układu Wyprowadzenia Mocy. W tym zakresie obecnie prowadzone są prace związane z montażem przewodów roboczych na słupach dla linii 400kV. 4 sierpnia 2025 roku został podpisany Aneks nr 2, który zmienia datę przekazania bloku do eksploatacji na 6 marca 2027 roku. We wrześniu 2025 roku Wojewoda Śląski utrzymał w mocy pozwolenie na budowę bloku po odrzuceniu przez Wojewódzki Sąd Administracyjny w Gliwicach skarg podmiotów zewnętrznych. W dalszym ciągu trwają intensywne prace w obszarze układu wody chłodzącej. Obecnie prowadzone są prace związane z montażem wału turbiny części niskoprężnej. Prowadzone są również równoległe prace montażowe instalacji elektrycznych wewnątrz budynków oraz infrastruktury gazowej.

KLUCZOWE PROJEKTY W SEGMENTIE ENERGETYKA GAZOWA

Cel projektu	Budżet	Nakłady łącznie ²	Nakłady w I - III kw. 2025 roku ²	Paliwo/sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa bloku gazowo-parowego w PGE Nowy Rybnik sp. z o.o.	3,7 mld PLN ¹	2,7 mld PLN	1,2 mld 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	Marzec 2027 roku

¹ Decyzją Komitetu Inwestycyjnego PGE S.A. obniżony został budżet projektu (ograniczono kwotę rezerwy projektowej).

² 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 Węglowa

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

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2025 roku.



Energetyka Węglowa

Główne pozycje przychodowe	mln PLN				Główne pozycje kosztowe	mln PLN	
Sprzedaż energii elektrycznej ¹	4 652		Produkcja energii elektrycznej	9,56 TWh	Koszty CO ₂	3 271	
Rynek Mocy	688				Koszty osobowe ²	860	
Przychody z RUS	172	➔	Produkcja ciepła	0,40 PJ	➔	Koszty zużycia paliw produkcyjnych	570
Sprzedaż ciepła	32					Usługi obce	341
w tym sprzedaż mocy zamówionej i dystrybucja ciepła	12					Amortyzacja, likwidacja, odpisy	234
						w tym amortyzacja aktywowana	-1
			Główne pozycje wynikowe	mln PLN			
			EBIT powtarzalny	151			
			EBIT raportowany	-343			
			EBITDA powtarzalna	212			
			EBITDA raportowana	-108			

¹Ujęcie zarządcze (sprzedaż pomniejszona o zakup energii elektrycznej).

²Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe.

Podstawowym źródłem przychodów segmentu Energetyka Węglowa są **przychody ze sprzedaży energii elektrycznej** na rynku hurtowym oparte na cenie energii elektrycznej ustalonej przez mechanizmy równoważenia podaży i popytu przy uwzględnieniu kosztów zmiennych wytwarzania. Jednocześnie najistotniejszymi pozycjami kosztowymi segmentu, z racji wielkości i zmienności, a tym samym wpływu na wynik operacyjny, są **koszty opłat za emisję CO₂** oraz **koszty zużycia paliw produkcyjnych**, przede wszystkim węgla kamiennego. Kluczowa dla Grupy produkcja z węgla brunatnego oparta jest o własne wydobywanie, stąd też jego koszt, relatywnie stabilny, odzwierciedlony jest głównie w pozycjach kosztów o charakterze stałym, tj. kosztach osobowych, usługach obcych oraz amortyzacji.

Istotną pozycję w przychodach segmentu od 2021 roku stanowią **przychody z Rynku Mocy**, mechanizmu wprowadzonego w celu zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w KSE. Elektrownie PGE GiEK S.A. otrzymują wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (pozostawanie przez jednostkę Rynku Mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu oraz zobowiązanie do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia). Przychody z Rynku Mocy skompensowały przychody z tytułu świadczenia Regulacyjnych Usług Systemowych. Wycofane zostały usługi interwencyjnej rezerwy zimnej (IRZ) oraz operacyjna rezerwa mocy (ORM), pozostały natomiast głównie przychody z realokacji mocy. Od połowy czerwca 2024 roku został wprowadzony w życie kolejny etap reformy Rynku Bilansującego. W efekcie powyższej reformy elektrownie mają możliwość oferowania energii bilansującej i mocy bilansujących. Nowy katalog usług bilansujących obejmuje: rezerwę utrzymania częstotliwości, rezerwę odbudowy częstotliwości i rezerwę zastępczą.

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

AKTYWA

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

Segment Energetyka Węglowa jest liderem w branży wydobywczej węgla brunatnego (jego udział w rynku wydobywczym tego surowca stanowi 95%⁹ krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii elektrycznej – wytwarza ok. 27%¹⁰ krajowej produkcji energii elektrycznej brutto. Produkcja oparta jest na węglu brunatnym, wydobywanym z własnych kopalni oraz węgla kamiennym.

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

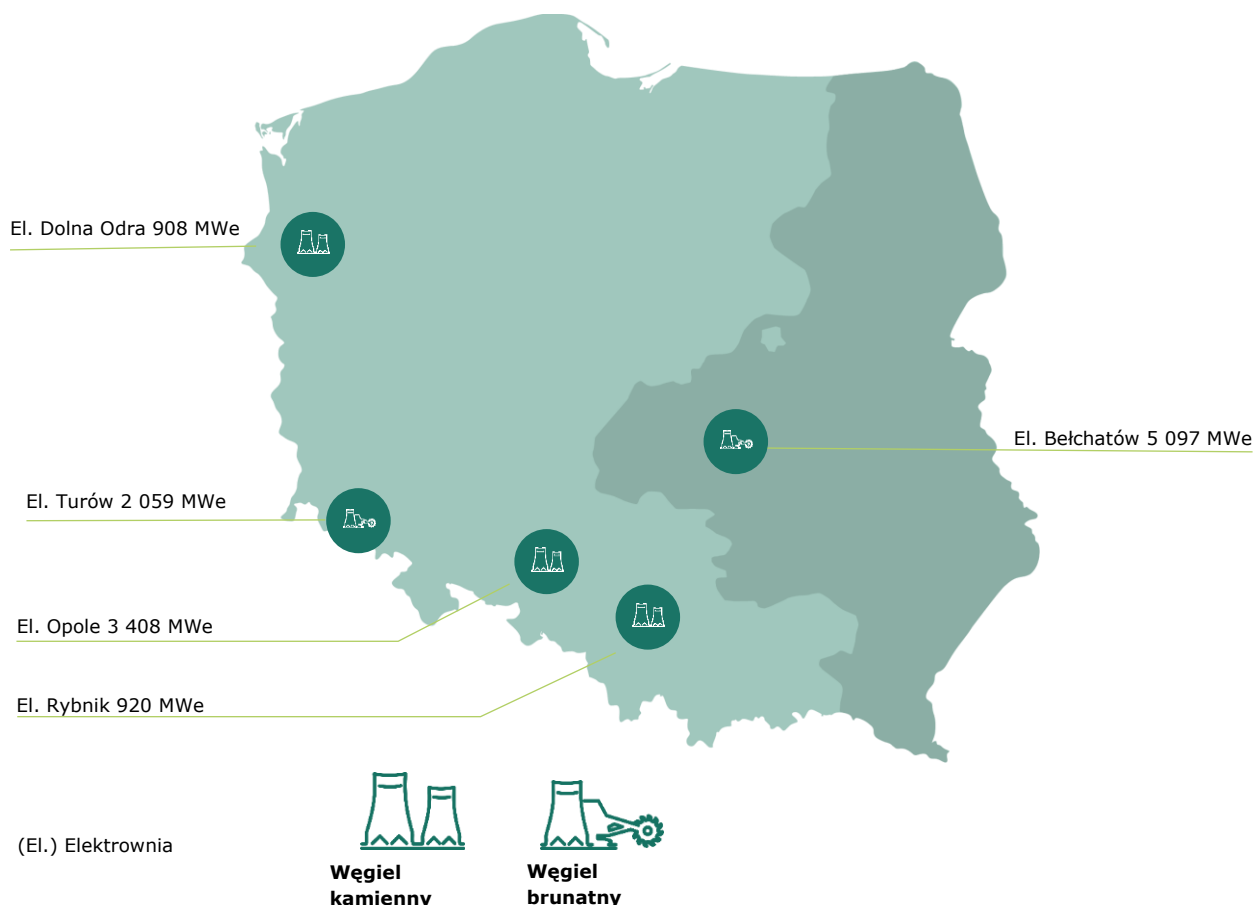


Tabela: Produkcja energii (TWh).

Główne typy paliwa	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Węgiel kamienny	2,61	2,53	0,08	3%
Węgiel brunatny	6,95	7,94	-0,99	-12%
Biomasa	0,00	0,01	-0,01	-100%
Razem	9,56	10,48	-0,92	-9%

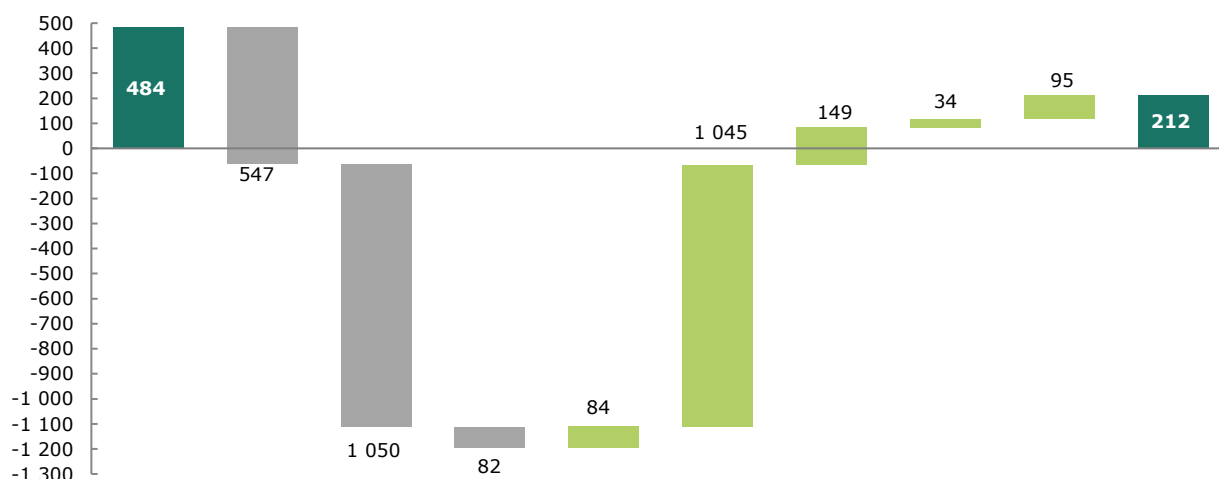
Tabela: Produkcja ciepła (PJ).

Główne typy paliwa	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Węgiel kamienny	0,08	0,08	0,00	0%
Węgiel brunatny	0,32	0,29	0,03	10%
Razem	0,40	0,37	0,03	8%

⁹ Wyliczenia własne w oparciu o dane GUS.

¹⁰ Wyliczenia własne w oparciu o dane PSE S.A.

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



	EBITDA III kw. 2024	Produkcja e.e. ilość¹	Produkcja e.e. cena¹	Przychody RUS i Rynek Mocy²	Koszty paliw	Koszty CO₂	Koszty ZHZW	Koszty osobowe³	Pozostałe⁴	EBITDA III kw. 2025
Odchylenie		-547	-1 050	-82	84	1 045	149	34	95	
EBITDA raportowana III kw. 2024	58									
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2024	-426									
EBITDA powtarzalna III kw. 2024	484	6 249		942	654	4 316	263	894	580	
EBITDA powtarzalna III kw. 2025		4 652		860	570	3 271	114	860	485	212
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2025										-320
EBITDA raportowana III kw. 2025										-108

¹ Ujęcie zarządcze (sprzedaż pomniejszona o zakup energii elektrycznej).

² Z uwzględnieniem przychodów z tytułu usług bilansujących.

³ Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej, kosztów Programu Dobrowolnych Odejść oraz rezerwy na restrukturyzację Elektrowni Dolna Odra (zdarzenia jednorazowe).

⁴ Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy rekultywacyjnej, odpisu zapasów strategicznych (zdarzenia jednorazowe).

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

Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	0	-410	410	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	0	-14	14	-
Program Dobrowolnych Odejść	-64	-2	-62	> 1 000%
Odpis zapasów strategicznych	-23	0	-23	-
Rezerwa na restrukturyzację Elektrowni Dolna Odra	-233	0	-233	-
Razem	-320	-426	106	-25%

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

- Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**, który wynika z: niższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 112 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o ok. 1 050 mln PLN; niższego wolumenu sprzedaży o 0,9 TWh, co wpłynęło na zmniejszenie przychodów o ok. 547 mln PLN.
- Niższe przychody z RUS** ze względu na niższy wolumen i ceny sprzedaży usług bilansujących. III kwartał 2024 roku był okresem rozruchowym dla nowego rynku, w którym obserwowano wysoki udział aktywów segmentu w świadczeniu usług bilansujących, a niższa podaż dostępnych mocy bilansujących na rynku skutkowała wyższymi cenami. Powyższy efekt został częściowo skompensowany przez **wyższy wynik uzyskany z Rynku Mocy** na skutek wyższego zakontraktowanego wolumenu obowiązku mocowego, głównie w efekcie aukcji uzupełniającej na II półroczu 2025 roku oraz na skutek wyższej średniej ceny obowiązku mocowego.

- **Niższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego na skutek niższego zużycia tego paliwa o 1,7 PJ oraz na skutek niższej ceny o 1,4 PLN/GJ. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższe koszty CO₂** spowodowane niższym średnim kosztem CO₂ o 50,7 PLN/t przy niższym poziomie emisji CO₂ o 1,4 mln ton na skutek niższej produkcji energii elektrycznej. Główne odchylenia zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższe koszty ZHZW** głównie w związku z niższą średnią ceną energii elektrycznej i niższym wolumenem obrotu energią elektryczną.
- **Niższe koszty osobowe** głównie w związku ze spadkiem poziomu średniego zatrudnienia.

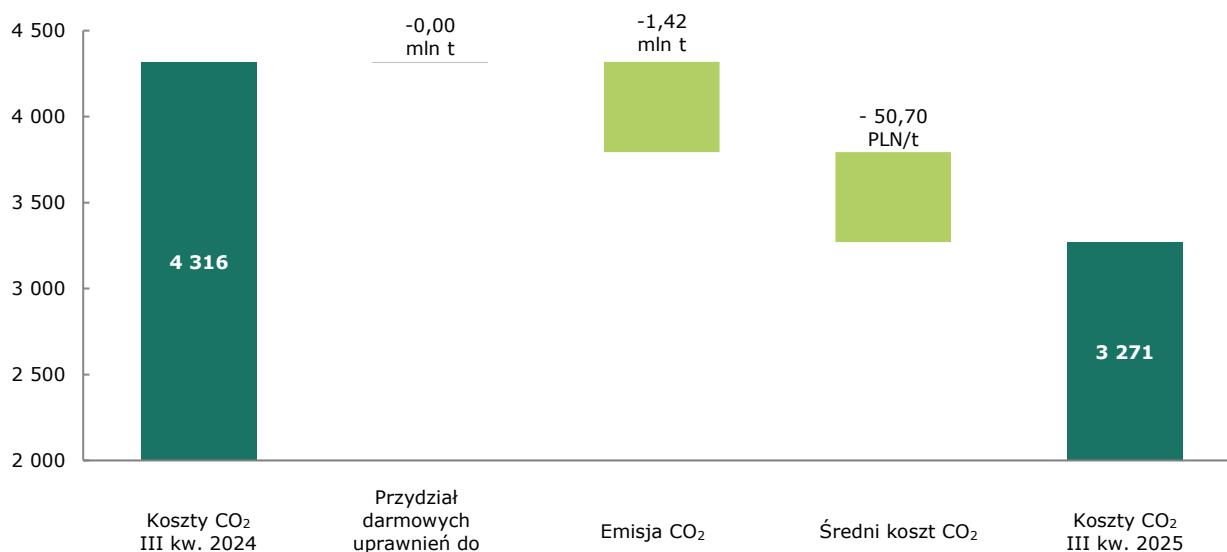
Wykres: Koszty zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Energetyka Węglowa (mln PLN).



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

Rodzaj paliwa	III kw. 2025		III kw. 2024		Zmiana %	
	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt
	(tys. ton)	(mln PLN)	(tys. ton)	(mln PLN)	(tys. ton)	(mln PLN)
Węgiel kamienny	1 077	533	1 134	605	-5%	-12%
Biomasa	0	0	5	4	-100%	-100%
Olej opałowy lekki i ciężki	16	37	18	45	-11%	-18%
Razem		570		654		-13%

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



Odchylenie	2	-524	-523	
Koszty CO ₂ III kw. 2024	4 316			
Koszty CO ₂ III kw. 2025				3 271

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO₂ w segmencie Energetyka Węglowa (mln PLN).

Dane dot. CO ₂	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂ (tony)	10 492	14 886	-4 394	-30%
Emisja CO ₂ (tony)	10 316 638	11 740 668	-1 424 030	-12%
Średni koszt CO ₂ (PLN/t)	317,38	368,08	-50,70	-14%

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	186	182	4	2%
▪ Rozwojowe	0	1	-1	-100%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	186	181	5	3%
Pozostałe	0	21	-21	-100%
Razem	186	203	-17	-8%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA WĘGLOWA

- W zakresie zadania dotyczącego budowy bloku nr 7 w Elektrowni Turów obciążono Wykonawcę kosztami powierzenia częściowego usunięcia wad osobie trzeciej, wystawiając i doręczając noty obciążeniowe (wykonano połączenie linii odpopielania elektrofiltra strefy I ze strefą II, wymieniono rurociągi odprowadzające popiół). Wykonawca odrzucił przyjęcie not. 15 lipca 2025 roku Zarząd PGE GiEK S.A. podjął uchwałę w sprawie akceptacji treści wniosku o przeprowadzenie koncyliacji w Sądzie Polubownym przy Prokuraturii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej z Wykonawcą bloku wraz z propozycją ugodową. Wykonawca zaakceptował projekt wniosku o koncyliację. Wspólny wniosek stron o przeprowadzenie koncyliacji został złożony 4 sierpnia 2025 roku w Sądzie Polubownym przy Prokuraturii Generalnej, która 27 sierpnia 2025 roku zajęła stanowisko koncyliacyjne. Trwają dalsze ustalenia stron co do treści ewentualnej ugody. Szczegółowy opis naliczonych kar znajduje się w nocie 24.3 skróconego śródrocznego 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.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2025 roku.



Ciepłownictwo

Główne pozycje przychodowe	mln PLN
Sprzedaż ciepła ¹ w tym sprzedaż mocy zamówionej i dystrybucja ciepła	559
Sprzedaż energii elektrycznej ²	531
Rynek Mocy	71
Przychody z tyt. wsparcia wysokosprawnej kogeneracji	17

Produkcja ciepła	3,30 PJ
Produkcja energii elektrycznej	1,07 TWh

Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Koszty zużycia paliw produkcyjnych	425
Koszty CO ₂	234
Amortyzacja, likwidacja, odpisy	232
Koszty osobowe	162
Usługi obce	148

Główne pozycje wynikowe	mln PLN
EBIT powtarzalny	-2
EBIT raportowany	-20
EBITDA powtarzalna	207
EBITDA raportowana	212

¹ Ujęcie zarządcze (sprzedaż pomniejszona o zakup ciepła i koszty umorzenia praw majątkowych).

² Ujęcie zarządcze (sprzedaż pomniejszona o zakup energii elektrycznej).

Podobnie jak w przypadku segmentu Energetyka Węglowa 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 Węglowa, 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 i 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., PGE Toruń S.A. oraz EC Zielona Góra S.A.

Produkcja ciepła i energii elektrycznej bezpośrednio związana jest z kluczowymi kosztami zmiennymi segmentu – **kosztem zużycia paliw produkcyjnych** (przede wszystkim węgla kamiennego i gazu ziemnego) oraz **kosztem opłat za emisję CO₂**.

Wytwarzanie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest dodatkowo wynagradzane. Elektrociepłownie uzyskują wsparcie na poziomie pokrywającym zwiększone koszty operacyjne produkcji. Mechanizm wsparcia 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.

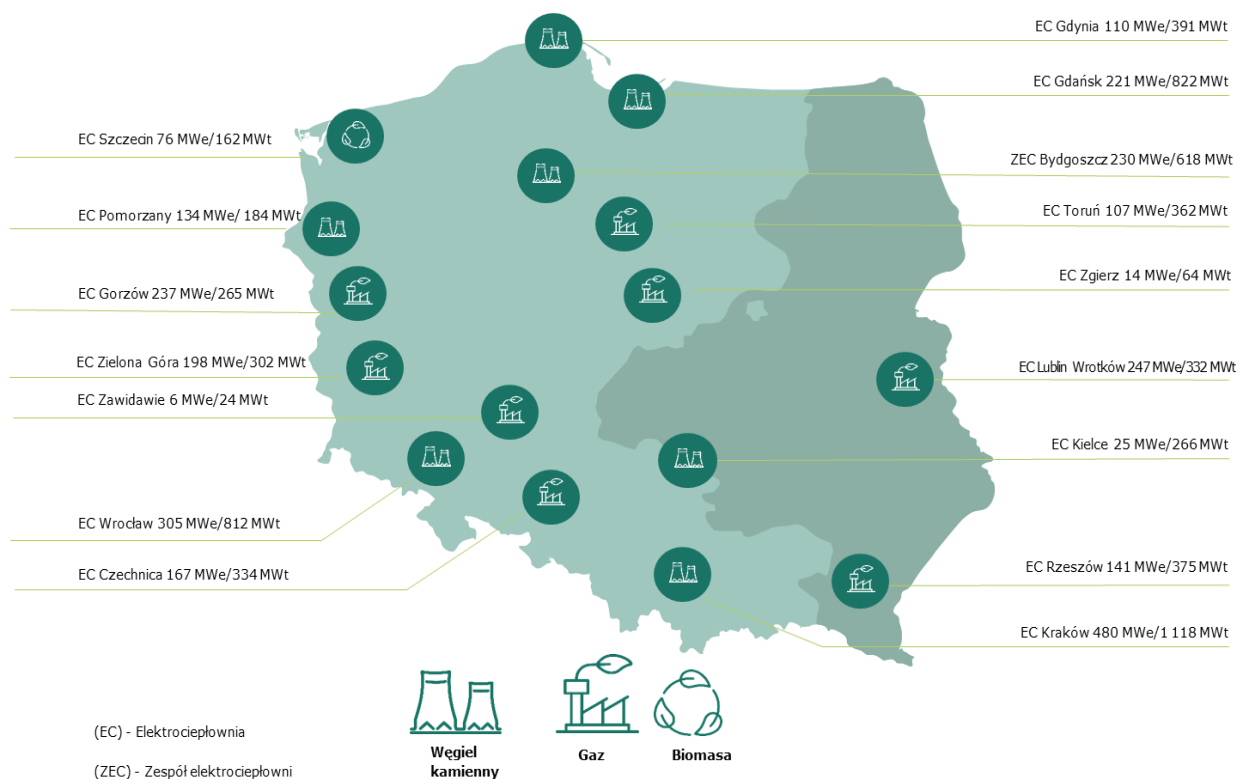


Tabela: Produkcja energii (TWh).

Główne typy paliwa	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Węgiel kamienny	0,26	0,34	-0,08	-24%
Gaz ziemny	0,72	0,55	0,17	31%
Biomasa	0,08	0,09	-0,01	-11%
Inne	0,01	0,01	0,00	0%
Razem	1,07	0,99	0,08	8%

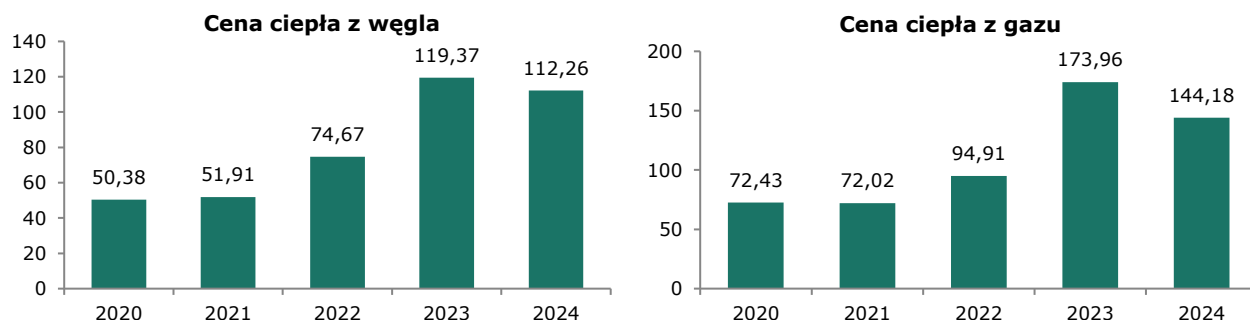
Tabela: Produkcja ciepła (PJ).

Główne typy paliwa	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Węgiel kamienny	2,00	1,12	0,88	79%
Gaz ziemny	1,02	1,56	-0,54	-35%
Biomasa	0,21	0,37	-0,16	-43%
Inne	0,07	0,21	-0,14	-67%
Razem	3,30	3,26	0,04	1%

TARYFY W SEGMENTCIE CIEPŁOWNICTWO

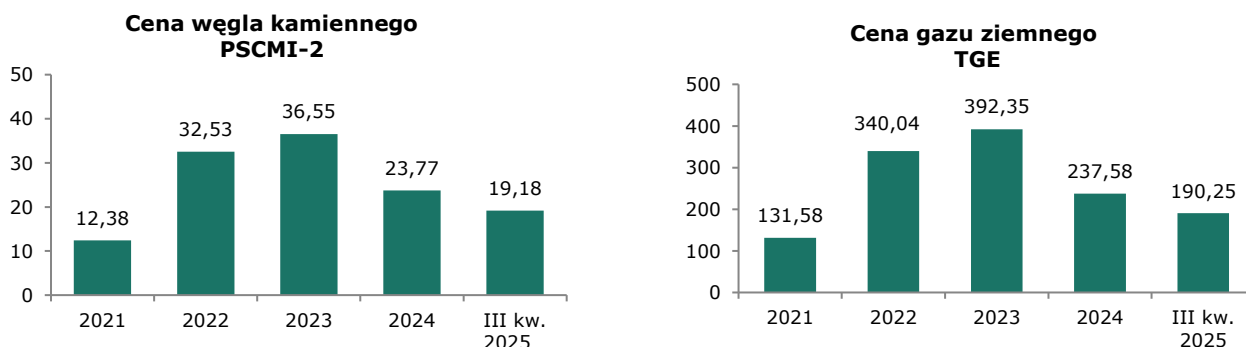
Przychody ze sprzedaży ciepła dla elektrociepłowni są taryfowane w ramach tzw. metody uproszczonej, cechuje je więc względne opóźnienie w przenoszeniu kosztów (roczne lub dwuletnie). Bazują one bowiem na dynamice r/r średnich kosztów (uwzględniającej wykorzystywane paliwa) ponoszonych przez jednostki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

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



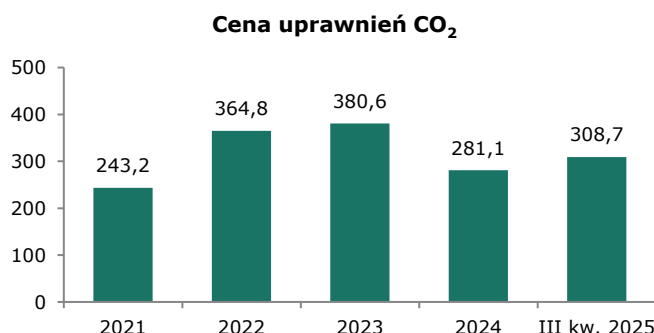
Źródło: URE.

Wykresy: Zmiany kosztów paliw – węgla kamiennego (PLN/GJ) – PSCMI-2¹¹ i gazu (PLN/MWh) – TGE.



Źródło: ARP, TGE.

Wykres: Zmiana kosztów uprawnień do emisji CO₂¹² (PLN/t).



Źródło: ICE.

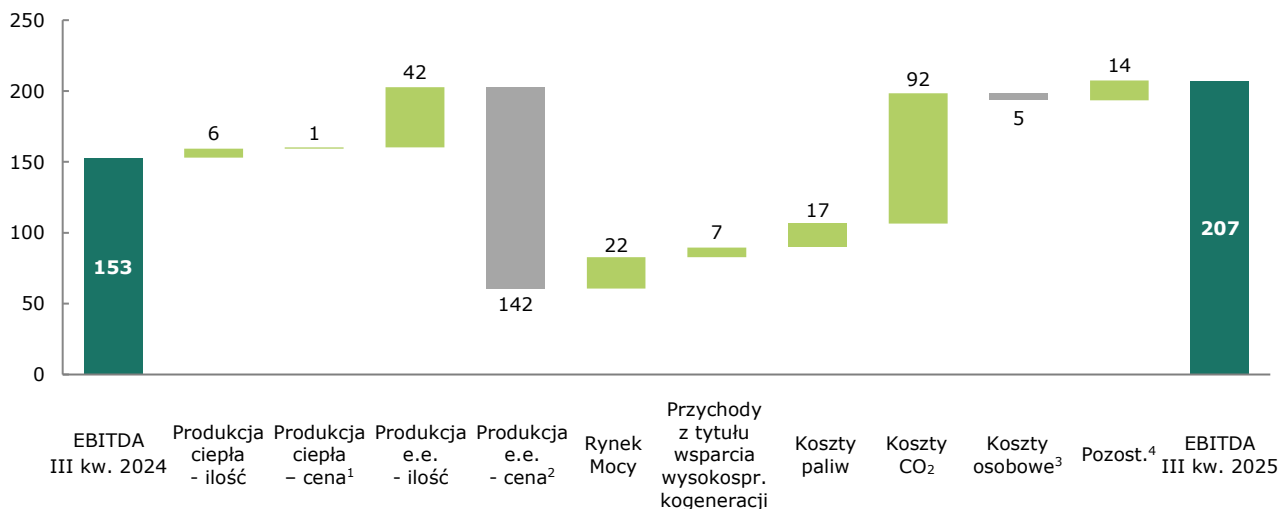
Referencyjna cena ciepła z węgla, odzwierciedlając wcześniejszy spadek kosztów, spadła w 2024 roku o 6%. Jest to baza do wyliczeń cen ciepła dla jednostek kogeneracji ustalających taryfę w trakcie 2025 roku. W 2025 roku odnotowano natomiast średni rynkowy spadek ceny węgla o 19%, z kolei średnia cena uprawnień do emisji CO₂ wzrosła o 10% w stosunku do 2024 roku.

¹¹ PSCMI-2 Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen mialów energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku ciepła.

¹² 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. 190 PLN/MWh (tj. spadek o 20%).

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



Odchylenie	6	1	42	-142	22	7	17	92	-5	14
EBITDA raportowana III kw. 2024	154									
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2024	1									
EBITDA powtarzalna III kw. 2024	153	567		631	49	10	442	326	157	179
EBITDA powtarzalna III kw. 2025		574		531	71	17	425	234	162	165
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2025										5
EBITDA raportowana III kw. 2025										212

¹Ujęcie zarządcze (sprzedaż pomniejszona o zakup ciepła i koszty umorzenia praw majątkowych).

²Ujęcie zarządcze (sprzedaż pomniejszona o zakup energii elektrycznej).

³Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenia jednorazowe).

⁴Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rekompensat KDT oraz rezerwy rekultywacyjnej (zdarzenia jednorazowe).

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

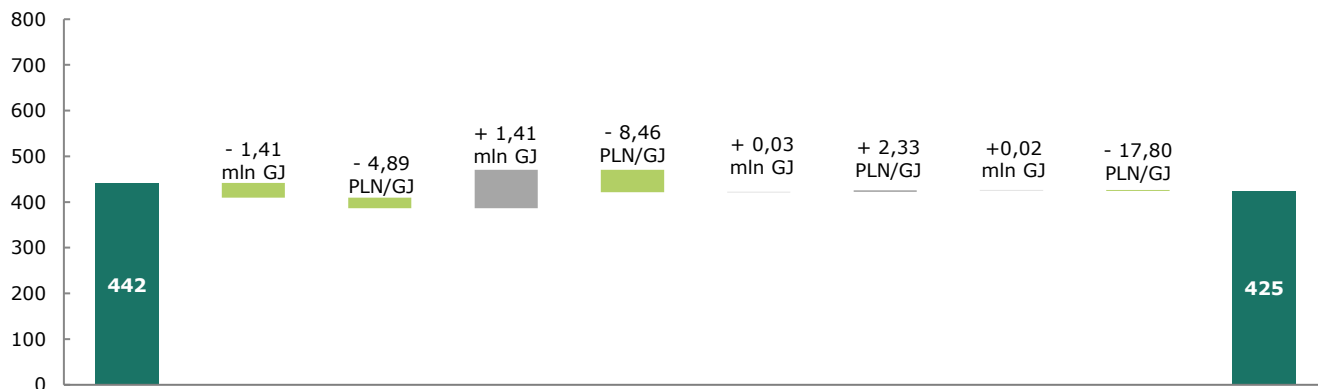
Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	0	-2	2	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	0	-1	1	-
Rekompensaty KDT	5	4	1	25%
Razem	5	1	4	400%

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

- Wyższy wolumen produkcji ciepła netto** w III 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. 0,3°C r/r, co przełożyło się na wyższą o 0,04 PJ produkcję ciepła.
- Wzrost cen sprzedaży ciepła** jest wynikiem wzrostu taryf na ciepło dla elektrociepłowni w 2025 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 143 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o ok. 142 mln PLN; wyższego wolumenu sprzedaży o 0,1 TWh, co wpłynęło na powiększenie przychodów o ok. 42 mln PLN.
- Wyższe przychody z tytułu Rynku Mocy**, związane głównie z większym wykorzystaniem jednostek w systemie oraz na skutek wyższego zakontraktowanego wolumenu obowiązku mocowego, głównie w efekcie aukcji uzupełniającej na II półroczu 2025 roku oraz na skutek wyższej średniej ceny obowiązku mocowego.
- Wyższe przychody z tytułu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji**, ze względu na oddanie w 2025 roku do użytku Elektrociepłowni Czechnica oraz silników gazowych w Elektrociepłowni Bydgoszcz.

- **Niższe koszty zużycia paliw**, które spowodowane są głównie niższą ceną gazu ziemnego oraz niższym wolumenem zużycia węgla kamiennego. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższe koszty CO₂**, które są głównie skutkiem niższej średniej ceny emisji CO₂. 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).



	Koszty III kw. 2024	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Gaz ilość	Gaz cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy oraz pozostałe surowce ilość	Olej opałowy oraz pozostałe surowce cena	Koszty III kw. 2025
Odchylenie		-32	-23	84	-49	1	3	1	-2	
Koszty paliw III kw. 2024	442	138		267		28		9		
Koszty paliw III kw. 2025		83		302		32		8		425

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	III kw. 2025		III kw. 2024		Zmiana %	
	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt
	(tys. ton)	(mln PLN)	(tys. ton)	(mln PLN)	(tys. ton)	(mln PLN)
Węgiel kamienny	208	83	276	138	-25%	-40%
Gaz (tys. m ³)	197 388	302	154 408	267	28%	13%
Biomasa	130	32	127	28	2%	14%
Olej opałowy oraz pozostałe surowce	-	8	-	9	-	-11%
Razem		425		442		-4%

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

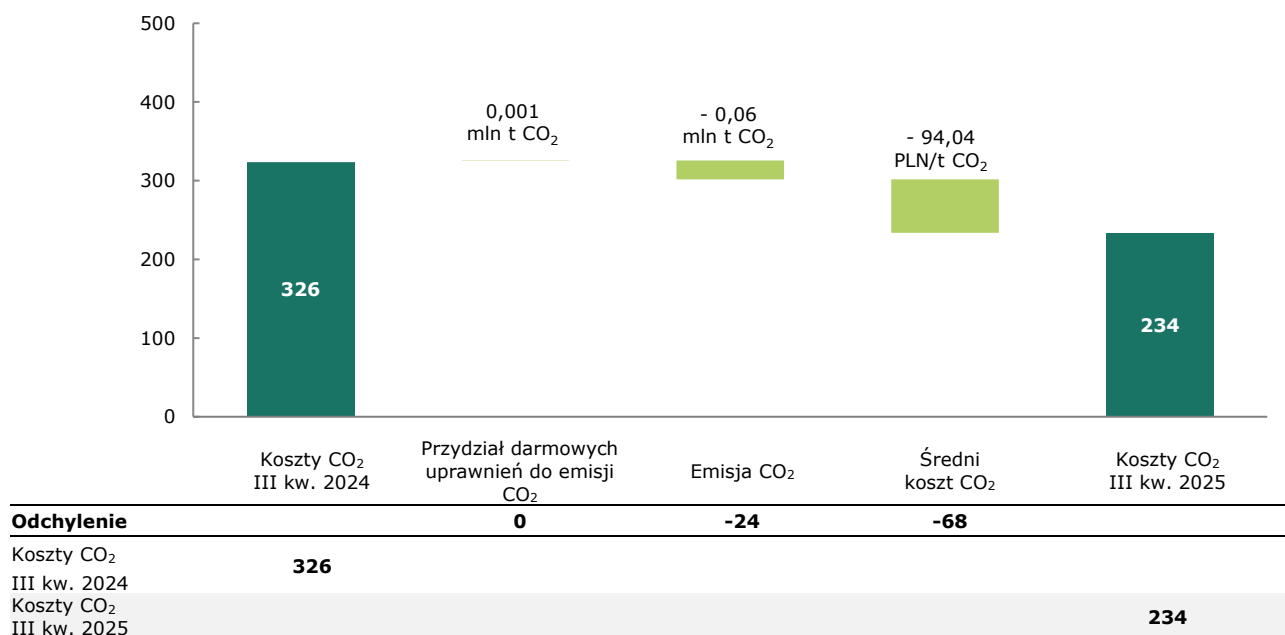


Tabela: Dane dotyczące kosztów CO₂ w segmencie Ciepłownictwo.

Dane dot. CO ₂	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂ (tony)	38 549	37 911	638	2%
Emisja CO ₂ (tony)	760 853	817 340	-56 487	-7%
Średni koszt CO ₂ (PLN/t)	324,31	418,35	-94,04	-22%

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	355	234	121	52%
▪ Rozwojowe	185	109	76	70%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	170	125	45	36%
Pozostałe	3	24	-21	-88%
Razem	358	258	100	39%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE CIEPŁOWNICTWO

- **Budowa nowego źródła ciepła w Gryfinie.** Realizowana jest umowa dotycząca budowy w formule „pod klucz” kotłowni gazowej o mocy 28 MWt wraz z niezbędnymi układami towarzyszącymi. 10 lipca 2025 roku podpisano umowę z Generalnym Wykonawcą (firmą Enervigo sp. z o.o.) na wykonanie wyżej wymienionej inwestycji. Podpisano również umowę na wykonanie gazociągu zasilającego ciepłownię. Obecnie prowadzone są prace budowlane na obiekcie. Ciepłownia rozpocznie działalność operacyjną w III kwartale 2026 roku.
- Projekt budowy w formule „pod klucz” **Nowej EC Czechnica**, tj. bloku gazowo-parowego o łącznej mocy elektrycznej 179 MWe i mocy cieplnej 315 MWt. 21 maja 2025 roku nastąpiło przekazania do eksploatacji. Uгода mediacyjna z 19 marca 2025 roku zawarta pomiędzy KOGENERACJA S.A. oraz konsorcjum w składzie: Polimex Mostostal S.A. oraz Polimex Energetyka sp. z o.o. została sądownie zatwierdzona w lipcu 2025 roku. Wskazana ugoda kończy polubownie spór pomiędzy stronami w zakresie ustalenia przez strony wysokości wynagrodzenia umownego za prace realizowane przez Wykonawcę. Spór związany z terminem wykonania zobowiązania określonego w Umowie na 30 kwietnia 2024 roku pozostaje przedmiotem obowiązującej umowy mediacji. Szczegóły zostały opisane w nocie 24.3 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.
- W **EC Rzeszów** trwa budowa drugiej nitki Instalacji Termicznego Przetwarzania Odpadów z Odzyskiem Energii (ITPOE) o wydajności 80 tys. ton odpadów rocznie. 5 sierpnia 2025 roku podpisano Aneks nr 1 do umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej nowo budowanej instalacji. W ramach rozruchu w sierpniu

2025 roku podano pierwsze odpady na ruszt. Prowadzone są ostatnie prace związane z przyłączeniem ITPOE do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.

- 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 do eksploatacji instalacje o łącznej mocy 1,3 MW. W fazie realizacji znajdują się projekty: PV Rzeszów II, PV Bydgoszcz, PV Zielona Góra I i PV Gorzów Wielkopolski o łącznej mocy ok. 10 MW. 19 sierpnia 2025 roku podpisano umowę z generalnym wykonawcą instalacji fotowoltaicznej w Gorzowie.
- **Program Inwestycyjny dla Elektrociepłowni w Gdyni** - 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 dostawy jednostek wytwórczych na teren budowy. Trwają montaż maszyn i urządzeń. W sierpniu 2025 roku uzyskano decyzję o pozwoleniu na budowę dla kotłów biomasowych. Trwają prace fundamentowe pod planowane budynki i budowle.
- **Projekt Przemysłowy dla Elektrociepłowni w Krakowie** - w ramach zawartego w lipcu 2025 roku kontraktu na budowę silników gazowych o mocy do 100 MWe trwają prace projektowe, głównie w zakresie projektu podstawowego.

KLUCZOWY PROJEKT W SEGMENTIE CIEPŁOWNICTWO

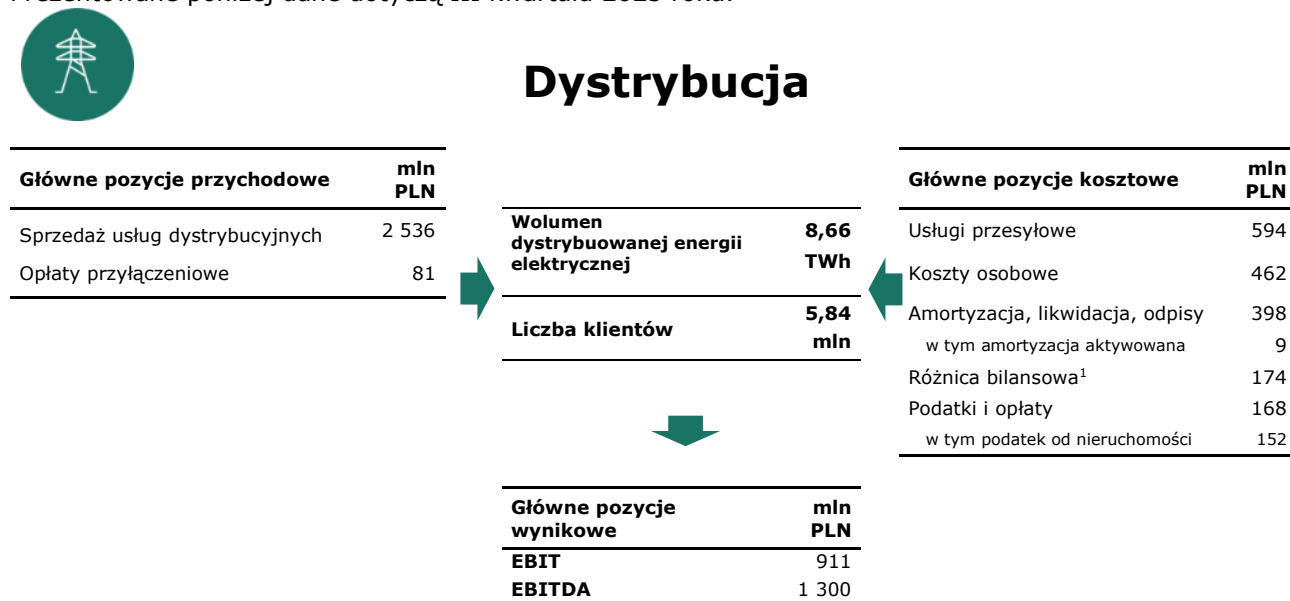
Cel projektu	Budżet ¹	Nakłady łącznie ¹	Nakłady w okresie I-III kwartał 2025 roku ¹	Paliwo/ sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa Nowej EC Czechnica	1,4 mld PLN	1,3 mld PLN	180 mln PLN	Gaz ziemny/ Kogeneracja 85%	Konsorcjum firm: Polimex Mostostal S.A. (Lider) / Polimex Energetyka sp. z o.o.	21 maja 2025 roku przekazano do eksploatacji

¹Nakłady inwestycyjne nie uwzględniają kosztów finansowania.

3.3.6. Segment działalności - Dystrybucja

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

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2025 roku.



¹ W ujęciu zarządczym (koszty zakupu e.e. w ramach kontraktu z PGE S.A., rozliczenia kompensacyjnego i doszacowania, pomniejszone o przychody ze sprzedaży e.e. w ramach Rynku Bilansującego).

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

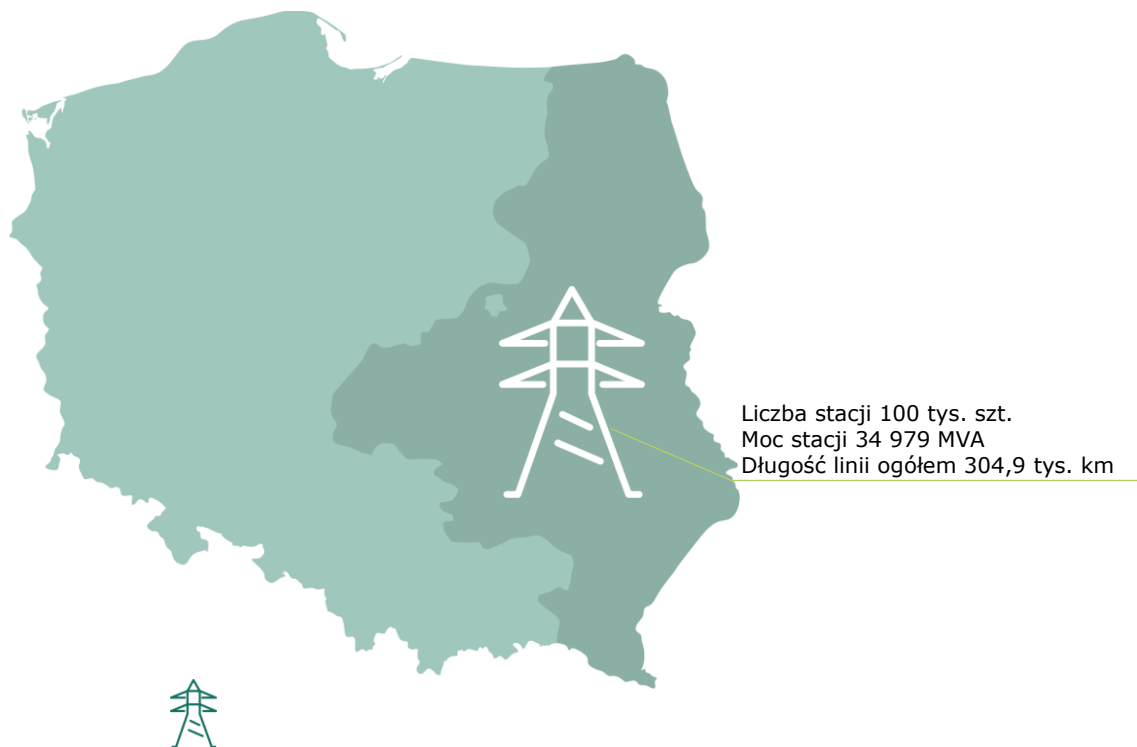
Kluczowym elementem kształtującym wynik segmentu dystrybucji jest uzasadnione **wynagrodzenie za zainwestowany przez spółkę kapitał**. W tym celu wyznaczana jest tzw. Wartość Regulacyjna Aktywów (WRA), kalkulowana w oparciu o realizowane inwestycje z uwzględnieniem amortyzacji majątku. WRA jest podstawą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

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 obszarze¹³ 129 938 km² i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,84 mln odbiorców.

Wykres: Główne aktywa segmentu Dystrybucja i ich parametry



Obszar sieci dystrybucyjnej segmentu Dystrybucja

Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh)

Taryfy	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa A	1,25	1,32	-0,07	-5%
Grupa taryfowa B	3,63	3,65	-0,02	-1%
Grupa taryfowa C+R	1,44	1,49	-0,05	-3%
Grupa taryfowa G	2,34	2,32	0,02	1%
Razem	8,66	8,78	-0,12	-1%

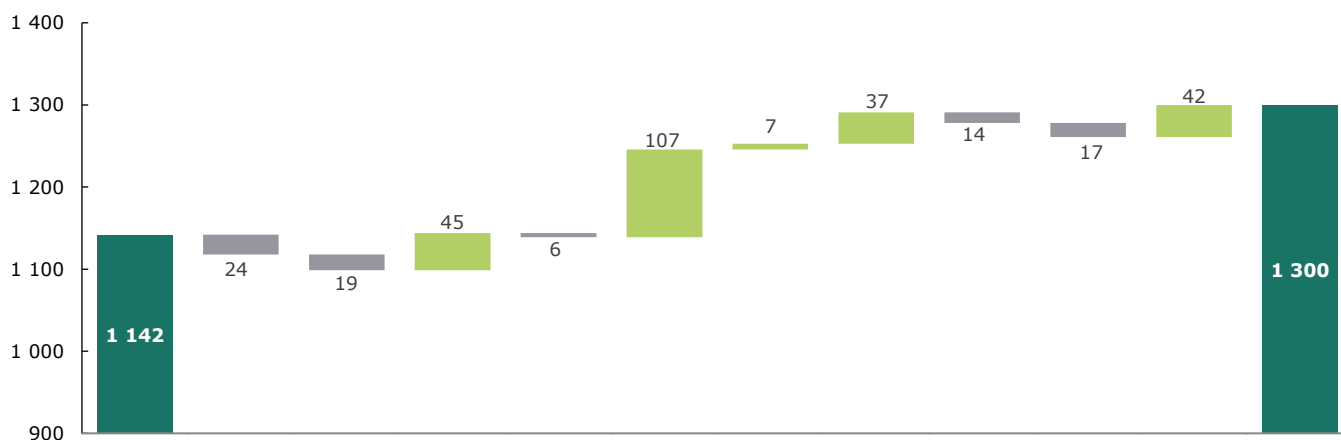
Tabela: Liczba klientów wg punktów poboru energii (szt.)

Taryfy	I-III kw. 2025	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa A	197	158	39	25%
Grupa taryfowa B	14 986	14 509	477	3%
Grupa taryfowa C+R	481 116	476 484	4 632	1%
Grupa taryfowa G	5 340 871	5 286 309	54 562	1%
Razem	5 837 170	5 777 460	59 710	1%

¹³ Obszar gmin, na którym działa PGE Dystrybucja S.A.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA III kw. 2024	Wolumen dystryb. e.e.	Zmiana stawek dystryb. ¹	Pozostałe przychody z usług dystryb.	Wynik na tranzytach	Koszt różnicy bilansowej ²	Doszacow. kosztów różnicy bilansowej ³	Przychody z opłaty przył.	Podatek od nieruchom.	Koszty osobowe ⁴	Pozostałe	EBITDA III kw. 2025
Odchylenie		-24	-19	45	-6	107	7	37	-14	-17	42	
EBITDA raportowana III kw. 2024	1 130											
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2024	-12											
EBITDA powtarzalna III kw. 2024	1 142	1 782		158	10	280	8	44	138	445	19	
EBITDA powtarzalna III kw. 2025		1 739		203	4	173	1	81	152	462	61	1 300
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2025												0
EBITDA raportowana III kw. 2025												1 300

¹ Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A., z uwzględnieniem przychodów z tytułu rekompensat w 2024 roku.

² Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

³ Pozycja neutralna dla wyniku GK PGE.

⁴ Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe).

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

Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Zmiana rezerwy aktuarialnej	0	-12	12	-
Razem	0	-12	12	-

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

- **Spadek wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej** o 0,12 TWh, wynikający głównie z niższego zapotrzebowania na energię elektryczną w taryfie odbiorców przemysłowych oraz małych i średnich przedsiębiorstw.
- **Spadek stawek usługi dystrybucyjnej** średnio o 2,2 PLN/MWh wynikający ze zmiany struktury dostaw wewnątrz grup taryfowych.
- **Wzrost pozostałych przychodów z usług dystrybucyjnych** wynikający z opłat za energię bierną.
- **Niższy wynik na tranzytach** z uwagi na niższą sprzedaż oraz wyższe koszty zakupu usług tranzytowych.
- **Niższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej** głównie spowodowane spadkiem cen energii elektrycznej.
- **Pozytywny wpływ pozycji doszacowanie kosztów różnicy bilansowej** głównie w wyniku zmiany cen energii elektrycznej. Doszacowanie ma neutralny wpływ na wyniki GK PGE.
- **Wzrost przychodów z opłaty przyłączeniowej** w wyniku wyższej realizacji projektów przyłączeniowych w badanym okresie.
- **Wzrost podatku od nieruchomości** wynikający ze wzrostu wartości majątku sieciowego w efekcie realizacji inwestycji i rozbudowy sieci elektroenergetycznej oraz wyższych stawek podatkowych.

- **Wzrost kosztów osobowych** głównie w związku z realizacją porozumień płacowych zawartych ze stroną społeczną.
- **Zmiana na pozycji pozostałe** wynika m.in. z wyższych pozostałych przychodów operacyjnych (przychody z tytułu rozliczonych dotacji i kar wynikających z niedotrzymywania terminów określonych w umowach) oraz wyższych kosztów aktywowanych.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	938	767	171	22%
▪ Rozwojowe	357	371	-14	-4%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	581	396	185	47%
Razem	938	767	171	22%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE DYSTRYBUCJA

Przylączanie nowych odbiorców

Realizowano Program przylączania nowych odbiorców (PNO) do sieci dystrybucyjnej, w ramach którego w III kwartale 2025 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 317 mln PLN.

Program LTE450

Celem Programu LTE450 w obecnej fazie inwestycyjnej 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.

Uruchomienie usługi LTE450 nastąpiło w sierpniu 2025 roku, a pełne pokrycie zasięgiem obszaru działania PGE Dystrybucja S.A. zostanie osiągnięte w 2027 roku. W III kwartale 2025 roku kontynuowano instalacje i uruchamianie poszczególnych komponentów wyposażenia sieci LTE450: systemów zasilania, urządzeń teletransmisyjnych, systemów radiowych RAN w kolejnych lokalizacjach, zwiększając sukcesywnie zasięg sygnału LTE450.

Dalszy rozwój sieci poprzez odbiory nowo instalowanych obiektów planowany jest na lata 2025-2027.

Program Kablowania

Grupa PGE w III 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 100 mln PLN.

Od początku uruchomienia Programu w 2019 roku zrealizowano 5 230 km linii kablowych SN.

Projekt instalacji liczników zdalnego odczytu (LZO)

Realizacja Projektu ma charakter obligatoryjny i wynika z wymagań stawianych Operatorom Systemów Dystrybucyjnych (OSD) przez Ustawodawcę w zmienionej ustawie Prawo energetyczne. W III kwartale 2025 roku realizowane były zadania o wartości 169 mln PLN, mające na celu:

- dostawy liczników dla odbiorców końcowych przylączanych 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,
- wszczęcie postępowań zakupowych na dostawy liczników zdalnego odczytu dla odbiorców końcowych na lata 2026 – 2028.

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

Wdrożenie centralnych systemów CRM i Billing (Program NCB)

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

W III kwartale 2025 zakończył się okres stabilizacji dla etapu wdrożenia pilotażowego (Etap 0), co pozwoliło na formalny odbiór pierwszego etapu projektu NCB i rozliczenie z Wykonawcą. Jednocześnie podpisano aneks do umowy z Wykonawcą wydłużający termin zakończenia wdrożenia do marca 2027 roku.

Równolegle uruchomiono prace w ramach Etapu I przygotowujące do migracji kolejnych systemów bilingowych. Poszczególne systemy będą sukcesywnie migrowane do rozwiązania centralnego zgodnie ze szczegółowym harmonogramem w 2026 roku.

W ramach projektów wchodzących w skład Programu kontynuowane były również prace mające na celu dostosowanie środowiska IT GK PGE do wymogów CSIRE. Zgodnie z aktualnie przyjętym harmonogramem zakończenie Programu NCB planowane jest na I półrocze 2027 roku.

3.3.7. Segment działalności - Energetyka Kolejowa

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

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2025 roku.



Energetyka Kolejowa

Główne pozycje przychodowe		mln PLN			Główne pozycje kosztowe		mln PLN
Sprzedaż usług dystrybucyjnych	571		Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej	1,07 TWh		Zakup energii elektrycznej	371
Sprzedaż energii elektrycznej	474					w tym na pokrycie różnicy bilansowej	23
Przychody ze sprzedaży usług	151		Liczba klientów - dystrybucja energii elektrycznej	57,8 tys.		Koszt usługi tranzytowej energii elektrycznej	272
Sprzedaż paliw	54					Koszty osobowe	166
			Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do OF ¹	0,77 TWh		Pozostałe usługi obce	69
			Liczba klientów - obrót energii elektrycznej	38,3 tys.		Zakup paliwa	50
						Podatki i opłaty	24
						w tym podatek od nieruchomości	11
			Główne pozycje wynikowe	mln PLN			
			EBIT	187			
			EBITDA	295			

¹ OF – Odbiorcy Finalni.

Jednym z podstawowych źródeł przychodów w segmencie Energetyka Kolejowa 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.

Kolejnym istotnym źródłem przychodów 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.

Najistotniejsze pozycje kosztowe segmentu stanowią koszty zakupu usług dystrybucyjnych, koszty zakupu energii elektrycznej oraz paliw do odsprzedaży.

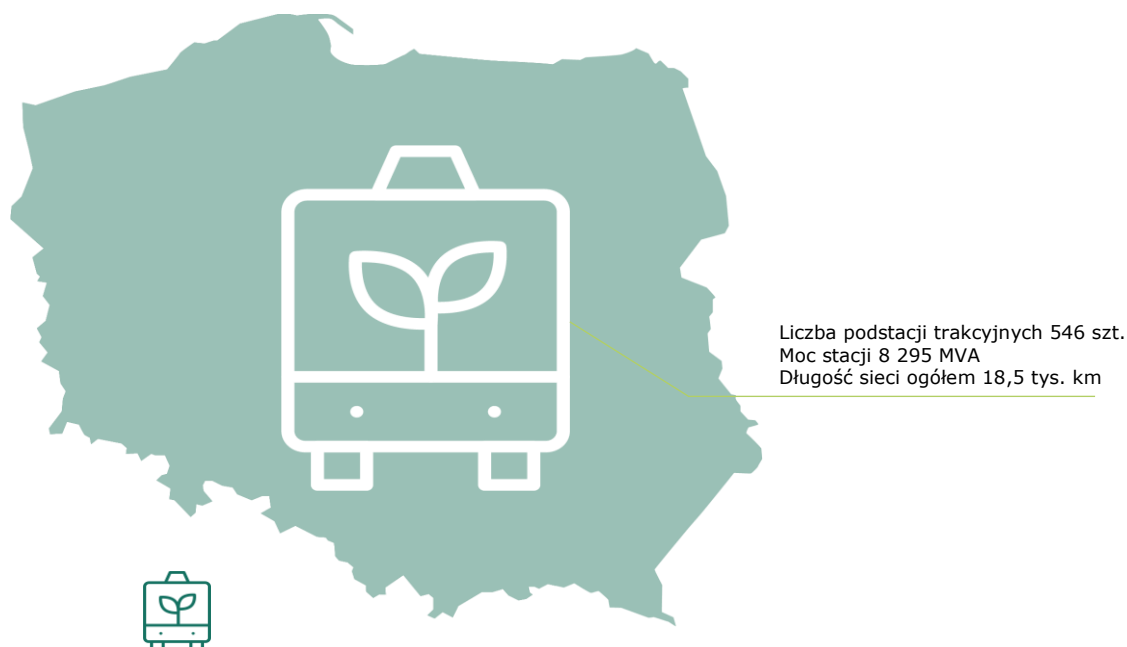
W zakresie działalności segmentu Energetyka Kolejowa są prace związane z utrzymaniem sieci trakcyjnej i wykonywaniem lokalnych robót modernizacyjnych sieci trakcyjnej. Realizowane są także usługi dotyczące elektroenergetyki nietrakcyjnej, jak np. utrzymanie urządzeń, a także budowa i utrzymanie systemów 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. 546 podstacji trakcyjnych zasilających linie kolejowe w całym kraju. Łączna długość sieci należącej do spółki wynosi 18,5 tys. kilometrów. Do sieci PGE Energetyka Kolejowa S.A. jest podłączonych około 58 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	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa B	0,75	0,69	0,06	9%
Grupa taryfowa C+R	0,01	0,02	-0,01	-50%
Grupa taryfowa G	0,01	0,02	-0,01	-50%
Razem	0,77	0,73	0,04	5%

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

Taryfy	I-III kw. 2025	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa B	309	294	15	5%
Grupa taryfowa C+R	6 594	7 302	-708	-10%
Grupa taryfowa G	31 419	29 863	1 556	5%
Razem	38 322	37 459	863	2%

Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh).

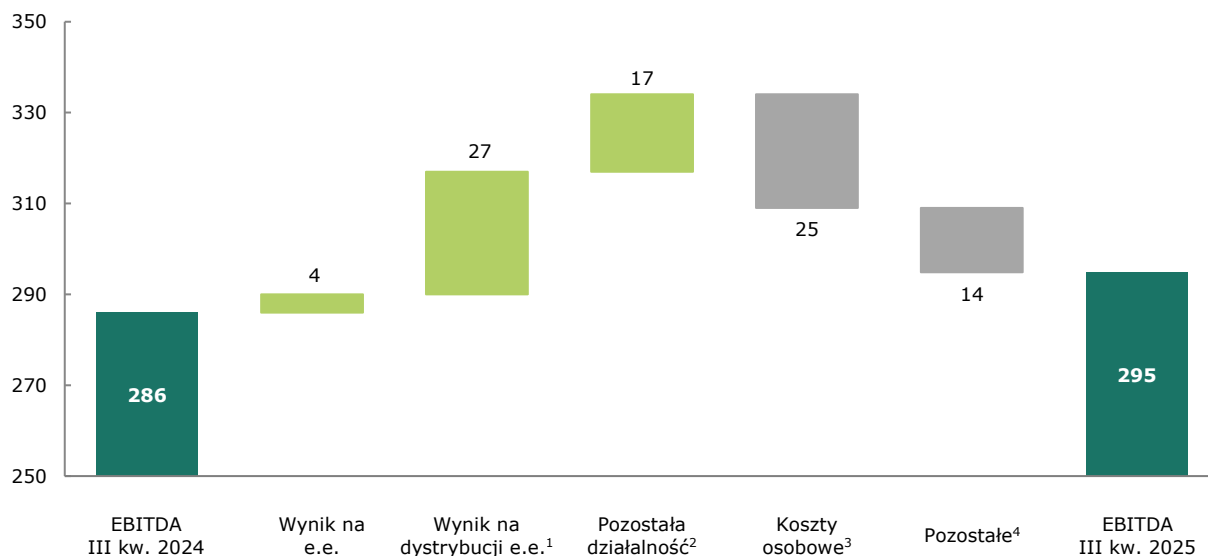
Taryfy	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa B	0,95	0,89	0,06	7%
Grupa taryfowa C+R	0,11	0,11	0,00	0%
Grupa taryfowa G	0,01	0,01	0,00	0%
Razem	1,07	1,01	0,06	6%

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

Taryfy	I-III kw. 2025	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa B	711	670	41	6%
Grupa taryfowa C+R	25 258	25 887	-629	-2%
Grupa taryfowa G	31 797	30 181	1 616	5%
Razem	57 766	56 738	1 028	2%

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



Odchylenie	4	27	17	-25	-14	
EBITDA raportowana III kw. 2024	278					
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2024	-8					
EBITDA powtarzalna III kw. 2024	286	113	251	138	141	75
EBITDA powtarzalna III kw. 2025		117	278	155	166	89
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2025						0
EBITDA raportowana III kw. 2025						295

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

² Pozostała działalność dotyczy głównie sprzedaży paliw oraz usług trakcyjnych.

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

⁴ Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia odpisów aktualizujących należności PKP Cargo (zdarzenie jednorazowe).

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

Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Odpisy aktualizujące należności PKP Cargo	0	-6	6	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	0	-2	2	-
Razem	0	-8	8	-

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

- **Wyższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej** ze względu na wyższy wolumen sprzedaży energii w grupie taryfowej B klientów trakcji, w efekcie zwiększonej pracy przewozów pasażerskich.
- **Wyższy wynik na dystrybucji** jest w głównej mierze efektem wzrostu stawek usług dystrybucyjnych oraz wyższego wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej o 6%.
- **Wyższy wynik w zakresie pozostałej działalności** dotyczy głównie usług trakcyjnych, w związku z waloryzacją umów utrzymaniowych oraz dodatkowym zakresem realizowanych prac.
- **Wyższe koszty osobowe** głównie w związku z realizacją porozumień zawartych ze stroną społeczną.
- **Zmiana wartości na pozycji Pozostałe** przede wszystkim w zakresie wyższych kosztów zużycia materiałów oraz usług obcych, w związku z realizacją nowego zakresu inwestycji.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	115	100	15	15%
▪ Rozwojowe	63	76	-13	-17%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	52	24	28	117%
Razem	115	100	15	15%

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 S.A.), 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 UTK.

Po stronie segmentu Energetyka Kolejowa Program polega na modernizacji i budowie podstacji trakcyjnych zgodnie z zawartymi z PKP PLK S.A. umowami przyłączeniowymi. W III kwartale 2025 roku poniesione nakłady wyniosły 49 mln PLN. Od początku uruchomienia Programu w 2012 roku podpisano 297 umów przyłączeniowych. W okresie sprawozdawczym zakończono realizację 271 umów.

Przyłączanie nowych odbiorców energii elektrycznej

Realizowano Program przyłączania nowych odbiorców do sieci dystrybucyjnej, w ramach którego w III kwartale 2025 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 11 mln PLN.

Projekt ZUBI

Kontynuowano projekt instalacji bilansujących liczników zdalnego odczytu ZUBI. Realizacja projektu ma charakter obligatoryjny i wynika z wymagań stawianych wobec OSD zawartych w Ustawie Prawo Energetyczne z 20 maja 2021 roku. Termin realizacji zadania ustalony został na 31 grudnia 2025 roku. W 2025 roku realizowane były zadania mające na celu:

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

Na koniec III kwartału 2025 roku opomiarowano 5 416 stacji SN/nN z 5 763 stacji posiadanych przez PGE Energetyka Kolejowa S.A. W III kwartale 2025 roku na ten projekt poniesione zostały nakłady w wysokości 9 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 oraz uprawnień do emisji CO₂ w imieniu i na rzecz segmentów operacyjnych.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2025 roku.



Obrót

Główne pozycje przychodowe	mln PLN		Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Sprzedaż energii elektrycznej	6 012		Zakup energii elektrycznej	5 221
w tym rekompensaty	260		Zakup uprawnień do emisji CO ₂	4 433
Sprzedaż uprawnień do emisji CO ₂	4 500		Zakup gazu	537
Sprzedaż gazu	554		Koszty działania segmentu	355
Sprzedaż paliw	110		Koszty paliw ²	94
Zarządzanie sprzedażą	79		Koszty umorzenia praw majątkowych	81

Główne pozycje wynikowe	mln PLN
EBIT powtarzalny	273
EBIT raportowany	275
EBITDA powtarzalna	283
EBITDA raportowana	285

¹Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.; OF – Odbiorcy Finalni.

²Ujęcie zarządcze (uwzględnione zostały koszty transportu i inne pozycje kosztowe).

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 70% sprzedawanego wolumenu oraz do odbiorców indywidualnych. Przychody segmentu obejmują również **sprzedaż gazu ziemnego oraz paliw**, w tym głównie: miału węglowego i węgla grubego, realizowaną przez PGE Paliwa sp. z o.o.

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, a także w wyniku ustawy o bonie ciepłowniczym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia wysokości cen energii elektrycznej, od 1 stycznia 2025 roku do 31 grudnia 2025 roku w dalszym ciągu obowiązywać będzie cena maksymalna energii elektrycznej 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 CO₂ na potrzeby segmentów Energetyki Węglowej, 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)¹.

Taryfy	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa A	1,04	1,07	-0,03	-3%
Grupa taryfowa B	2,55	2,86	-0,31	-11%
Grupa taryfowa C+R	1,24	1,44	-0,20	-14%
Grupa taryfowa G	2,10	2,20	-0,10	-5%
Razem	6,93	7,57	-0,64	-8%

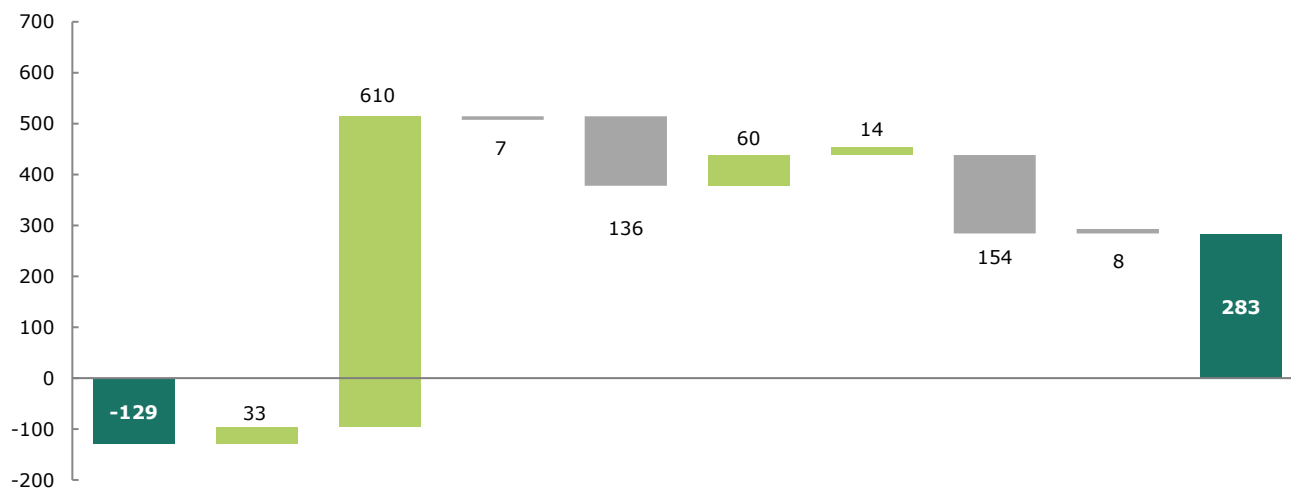
¹ Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

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

Taryfy	I-III kw. 2025	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa A	134	144	-10	-7%
Grupa taryfowa B	10 398	11 082	-684	-6%
Grupa taryfowa C+R	363 855	396 509	-32 654	-8%
Grupa taryfowa G	5 338 327	5 287 778	50 549	1%
Razem	5 712 714	5 695 513	17 201	0%

¹ Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

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



Odchylenie	EBITDA III kw. 2024	Wynik na e.e. ilość ¹	Wynik na e.e. cena ¹	Doszacow. kosztów różnicy bilansowej ²	Przychody z działalności na rzecz segmentów w GK PGE ³	Wynik na sprzedaży CO ₂	Koszty osobowe ⁴	Wynik na pozostałej działalności operacyjnej ⁵	Pozostałe	EBITDA III kw. 2025
Odchylenie	33	610	-7	-136	60	14	-154	-8		
EBITDA raportowana III kw. 2024	321									
Zdarzenie jednorazowe III kw. 2024	450									
EBITDA powtarzalna III kw. 2024	-129	-256		-8	277	6	212	207	-159	
EBITDA powtarzalna III kw. 2025		387		-1	141	66	198	53	-167	283
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2025										2
EBITDA raportowana III kw. 2025										285

¹ Pozycja po skorygowaniu o zdarzenie jednorazowe – korekta rekompensat dotyczących e.e. za lata ubiegłe w spółce PGE Obrót S.A. Dodatkowo część przychodów z usługi ZHZW została przesunięta do wyniku na e.e.

² Pozycja neutralna dla wyniku GK PGE.

³ Pozycja bez uwzględnienia marży od transakcji CO₂ ze spółkami GK PGE. Dodatkowo część przychodów z usługi ZHZW została przesunięta do wyniku na e.e.

⁴ Pozycja po skorygowaniu o zdarzenie jednorazowe – zmianę rezerwy aktuarialnej.

⁵ Pozycja po skorygowaniu o zdarzenie jednorazowe – umorzenie wierzytelności w spółce ENESTA sp. z o.o.

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

Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Umorzenie wierzytelności	2	0	2	-
Korekta przychodów z tytułu rekompensat za energię elektryczną za poprzednie lata	0	452	-452	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	0	-2	2	-
Razem	2	450	-448	-100%

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

- **Wyższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej** jest przede wszystkim efektem wyższych marż na produktach taryfowych, co jest związane z obowiązywaniem 1,5-rocznej taryfy (od lipca 2024 roku do grudnia 2025 roku) powyżej kosztów zakupu energii poniesionych w 2025 roku i zrekompensowaniem negatywnego wyniku z 2024 roku.
- **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.
- **Wyższy wynik na sprzedaży CO₂** głównie w efekcie realizacji kontraktów terminowych CO₂.
- **Niższe koszty osobowe** przede wszystkim w związku z wysoką bazą roku ubiegłego, spowodowaną 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 wyższych kosztów usług informatycznych.

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. Dodatkowo w ramach segmentu funkcjonuje część spółek projektowych Grupy.

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 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.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2025 roku.

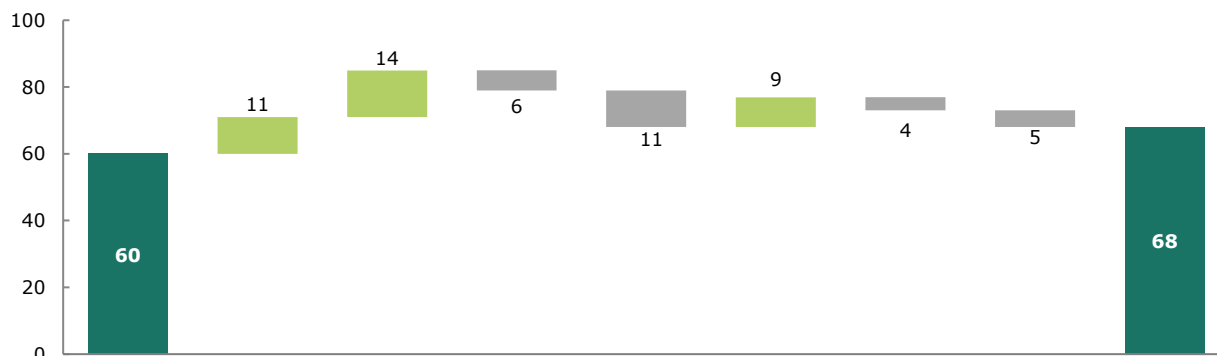


Pozostała Działalność

Główne pozycje przychodowe	mln PLN			Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Przychody związane z UPS	127			Koszty osobowe	115
Przychody z usług IT	97	➔	Zarządzanie UPS	Wartość sprzedanych towarów i materiałów	27
				Amortyzacja	21
			Świadczenie usług na rzecz GK PGE	Usługi doradcze	6
			Inwestycje w start-up'y		
			⬇		
			Główne pozycje wynikowe		mln PLN
			EBIT		47
			EBITDA		68

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



Odchylenie	11	14	-6	-11	9	-4	-5	
EBITDA III kw. 2024	60	116	83	50	16	15	111	47
EBITDA III kw. 2025		127	97	44	27	6	115	52
								68

¹Dane za III 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 związane z UPS** z tytułu wzrostu ceny sprzedaży towarów przy niższym wolumenie.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży usług IT** ze względu na większy zakres usług świadczonych przez PGE Systemy S.A. na rzecz spółek w GK PGE (realizacja inicjatyw rozwojowych).
- **Spadek przychodów z pozostałej działalności** to wynik realizacji w porównywanym okresie większej wartości projektów przez Elbis sp. z o.o.
- **Wyższa wartość sprzedanych towarów i materiałów**, wynikająca głównie z wyższych kosztów zakupu UPS przy niższym wolumenu zakupu.
- **Spadek kosztów usług doradczych** wynika z realizacji projektu EW Dębe przez Elbis sp. z o.o. w porównywanym okresie roku poprzedniego.
- **Wyższe koszty osobowe** związane ze wzrostem poziomu płacy minimalnej, presją inflacyjną, realizacją porozumień płacowych.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** wynika głównie ze wzrostu kosztów usług informatycznych oraz przesuniętych w czasie rozliczeń kosztów prowadzonych projektów.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Pozostała Działalność (mln PLN)¹.

	III kw. 2025	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	81	55	26	47%
▪ Inwestycje rozwojowe	71	0	71	-
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	10	55	-45	-82%
Razem	81	55	26	47%

¹ Dane za III kwartał 2024 roku dostosowano do porównywalności ze względu na przeniesienie spółek segmentu Gospodarka Obiegu Zamkniętego do segmentu Pozostała Działalność oraz reklasifikacji między wydatkami rozwojowymi a modernizacyjnymi.

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

- W PGE Inwest 12 sp. z o.o. trwają prace związane z projektem **Budowa elektrowni szczytowo-pompowej Młoty (ESP Młoty)**. Obecnie przygotowywany jest raport oddziaływania na środowisko, który zostanie przedłożony do Regionalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska we Wrocławiu. W III kwartale 2025 roku podpisano umowy na: opracowanie modelu hydrologicznego, założeń technicznych dla fazy realizacji oraz inwentaryzację dendrologiczną.

4. Pozostałe elementy Sprawozdania

4.1. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego mające wpływ na działalność w okresie trzech kwartałów 2025 roku oraz w kolejnych okresach

4.1.1. Zmiana ratingu PGE przez Fitch Ratings

13 stycznia 2025 roku agencja ratingowa Fitch obniżyła długoterminowy rating PGE (Issuer Default Rating - IDR) z poziomu BBB+ z perspektywą stabilną do poziomu BBB z perspektywą stabilną, rating niezabezpieczonego zadłużenia PGE oraz rating niezabezpieczonego zadłużenia spółki zależnej PGE Sweden AB (publ) z poziomu BBB+ do poziomu BBB oraz ratingi krajowe PGE z poziomu AA(pol) z perspektywą stabilną do poziomu A+(pol) z perspektywą stabilną oraz rating niezabezpieczonego zadłużenia z poziomu AA(pol) do poziomu A+(pol).

W ramach oceny ratingowej agencja założyła brak wydzielenia ze struktur Grupy PGE aktywów konwencjonalnych związanych z wydobywaniem i wytwarzaniem energii z węgla brunatnego i kamiennego.

Fitch uzasadnia obniżenie ratingu przewidywanym wzrostem wskaźnika zadłużenia netto Spółki w związku wysokimi nakładami inwestycyjnymi, które przeznaczane będą przede wszystkim na transformację energetyczną. Dodatkowo, w swoim raporcie agencja zwraca uwagę na pogarszającą się pozycję konkurencyjną PGE z powodu strukturalnych zmian rynkowych, w tym na wzrost udziału źródeł odnawialnych w produkcji energii elektrycznej. W konsekwencji, Fitch oczekuje spadku wolumenu produkcji ze źródeł opartych na węglu brunatnym i kamiennym oraz pogorszenia rentowności Spółki, na co istotny wpływ mają koszty stałe kopalni węgla brunatnego przy braku krajowych mechanizmów regulacyjnych dla pokrycia ich strat. Zgodnie z raportem agencji, perspektywa stabilna odzwierciedla adekwatne prognozowane zadłużenie Spółki oraz istotny udział regulowanej działalności dystrybucyjnej, a także stopniowo poprawiającą się strukturę wytwarzania Spółki, w tym inwestycje w nowe instalacje gazowe, źródła odnawialne na lądzie oraz pierwszy projekt PGE w sektorze MFW.

Zarząd PGE S.A. podkreślił, że zmiana ratingów w ramach utrzymania poziomu ratingu inwestycyjnego nie wpływa na obecne umowy finansowania Spółki oraz na wysokość kosztów ich obsługi.

[Zmiana ratingu PGE przez Fitch Ratings](#)

4.1.2. Budowa magazynu energii w Żarnowcu

7 marca 2025 roku PGE Inwest 14 sp. z o.o. zawarła umowę z firmą LG Energy Solution Wrocław sp. z o.o., której przedmiotem jest budowa magazynu energii elektrycznej w Żarnowcu wraz z przyłączem do sieci elektroenergetycznej.

Szczegółowy opis znajduje się w pkt 3.3.2 niniejszego sprawozdania.

[Budowa magazynu energii](#)

4.1.3. Zawarcie umowy kredytowej z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym

25 kwietnia 2025 roku PGE S.A. zawarła umowę kredytu terminowego z 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](#)

4.1.4. Wyniki aukcji uzupełniających Rynku Mocy

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 wyniosła 431 PLN/kW/rok.

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

15 września 2025 roku w wyniku aukcji uzupełniającej Rynku Mocy na 2026 rok jednostki należące do Grupy PGE uzyskały kontrakty mocowe o łącznym obowiązku mocowym 2 559 MW. Cena zamknięcia aukcji wyniosła 346 PLN/kW/rok. Łączna wielkość umów mocowych zawartych na rok dostaw 2026, wliczając umowy z poprzednich aukcji głównych i dodatkowych, wynosi 11 513 MW.

Wynik aukcji uzupełniającej Rynku Mocy na rok 2026

4.1.5. Strategia Grupy PGE do 2035 roku

12 czerwca 2025 roku Grupa PGE ogłosiła Strategię do 2035 roku, której mottem przewodnim jest hasło „Energia Bezpiecznej Przyszłości. Elastyczność”. Zakłada ona inwestycje w inteligentne sieci energetyczne, nowe wielkoskalowe i elastyczne elektrownie gazowe, odnawialne źródła energii, magazyny oraz zintegrowane systemy ciepłownicze. Szacowane łączne nakłady na rozwój, utrzymanie i akwizycje powinny wynieść ok. 235 mld PLN, co powinno przełożyć się na niemal trzykrotny wzrost wyniku EBITDA do 2035 roku w porównaniu do 2024 roku i umożliwić powrót do wypłaty dywidendy. Jednym z efektów realizacji Strategii powinien być napływ ok. 150 mld PLN do firm z krajowego łańcucha dostaw (local content), co umożliwi długoterminowe wsparcie ich rozwoju. Strategia podtrzymuje cel osiągnięcia neutralności klimatycznej Grupy PGE do 2050 roku, przy czym już do 2035 roku emisje CO₂ powinny zostać obniżone o 75%.

Nowa Strategia Grupy PGE do 2035 roku

4.1.6. Istotne postanowienia Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGE S.A.

27 czerwca 2025 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki podjęło Uchwały dotyczące:

- zatwierdzenia jednostkowego sprawozdania finansowego PGE S.A. za 2024 rok,
- zatwierdzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGE za 2024 rok,
- zatwierdzenia sprawozdania Zarządu z działalności PGE S.A. oraz Grupy Kapitałowej PGE za 2024 rok,
- zatwierdzenia sprawozdania Rady Nadzorczej PGE S.A. za 2024 rok,
- pozytywnego zaopiniowania sprawozdania o wynagrodzeniach Członków Zarządu i Rady Nadzorczej PGE S.A. za 2024 rok,
- podziału zysku netto PGE S.A. za 2024 rok,
- udzielenia absolutorium Członkom Rady Nadzorczej PGE S.A. z wykonania przez nich obowiązków w 2024 roku,
- udzielenia/braku udzielenia absolutorium Członkom Zarządu PGE S.A. z wykonania przez nich obowiązków w 2024 roku,
- zmiany Polityki wynagrodzeń Członków Zarządu i Rady Nadzorczej PGE S.A.,
- dokonania zmiany Statutu PGE S.A. w zakresie nadania kompetencji Radzie Nadzorczej do wyboru biegłego rewidenta do atestacji sprawozdawczości zrównoważonego rozwoju.

24 lipca 2025 roku doręczono PGE S.A. postanowienie o wpisie zmiany Statutu Spółki do Rejestru Przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego.

Uchwały ZWZ

Zmiana statutu

4.1.7. Budowa magazynu energii elektrycznej w Gryfinie

1 sierpnia 2025 roku ogłoszono postępowanie przetargowe na budowę nowego, wielkoskalowego baterijnego magazynu energii w Gryfinie o mocy 400 MW i pojemności 800 MWh. 30 października 2025 roku wpłynęły 3 oferty w ramach postępowania przetargowego.

Budowa magazynu energii elektrycznej w Gryfinie

4.1.8. Projekt wydzielenia wytwórczych aktywów węglowych

Opis znajduje się w nocie 27.1 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.1.9. Zmiany regulacyjne

Opis znajduje się w nocie 27.2 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz pkt 2.4 niniejszego sprawozdania.

4.1.10. Decyzja środowiskowa w sprawie Kopalni Turów

Opis znajduje się w nocie 24.3 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.1.11. Postępowanie restrukturyzacyjne ENESTA sp. z o.o.

Opis znajduje się w nocie 1.2 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.1.12. Projekt budowy elektrowni jądrowej

Szczegółowy opis znajduje się w nocie 27.3 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

[PGE i ZE PAK podpisały porozumienie w zakresie ustalenia warunków zakupu przez PGE udziałów w dwóch spółkach należących do ZE PAK](#)

[Zakończenie negocjacji](#)

[Podpisanie umowy w sprawie nabycia akcji PGE PAK Energia Jądrowa S.A. od ZE PAK S.A.](#)

4.1.13. Szacunek niezbilansowania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci przez prosumentów

Opis znajduje się w nocie 2.4 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.1.14. Kary umowne dla wykonawcy bloku 7 w Elektrowni Turów

Opis znajduje się w nocie 24.3 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.1.15. Realizacja oraz finansowanie Projektu Baltica 2

Opis znajduje się w nocie 27.4 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.1.16. Podpisanie umów pożyczek z Bankiem Gospodarstwa Krajowego w ramach KPO

Opis znajduje się w nocie 27.5 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

[Pożyczki w ramach KPO cz. 1](#)

[Pożyczki w ramach KPO cz. 2](#)

4.1.17. Testy na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych

Wyniki przeprowadzonych testów wskazały na utratę bilansowej wartości wybranych rzeczowych aktywów trwałych spółek Grupy Kapitałowej PGE w wysokości ok. 9,1 mld PLN, w tym: w segmencie Energetyka Węglowa w wysokości ok. 8,7 mld PLN oraz w segmencie Energetyka Odnawialna w wysokości ok. 0,4 mld PLN. Jednocześnie w toku prac zidentyfikowano konieczność zmniejszenia wartości aktywa na podatek odroczony w segmencie Energetyka Węglowa w wysokości ok. 2,5 mld PLN.

Powyższe zdarzenia mają charakter niegotówkowy i obniżyły wynik brutto Grupy Kapitałowej PGE za I półrocze 2025 roku o ok. 9,1 mld PLN a wynik netto o kwotę ok. 11,6 mld PLN. Zarówno wyniki testów jak i analiza przesłanek są aktualne na 30 września 2025 roku.

Szczegółowy opis znajduje się w nocie 3 i 14 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Testy na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych

4.1.18. Wydłużenie czasu pracy bloków węglowych Elektrowni Dolna Odra

Zakończenie produkcji energii i ciepła w blokach węglowych Elektrowni Dolna Odra do tej pory planowane było na koniec 2025 roku. We wrześniu 2025 roku zmieniono decyzję - wycofanie z eksploatacji bloków węglowych nastąpi w dwóch etapach. Zgodnie z nowym planem dwa bloki zostaną wycofane z końcem 2025 roku, natomiast praca dwóch pozostałych zostanie wydłużona do końca sierpnia 2026 roku.

Pracownicy będą mogli skorzystać z odpraw pieniężnych i urlopów energetycznych. Wdrożono też PDO a obowiązujące porozumienie etatyzacyjne zawarte ze związkami zawodowymi gwarantuje odprawy w wysokości do 30-krotności miesięcznego wynagrodzenia. W związku z powyższym została utworzona rezerwa restrukturyzacyjna w zakresie planowanych kosztów odpraw dla pracowników w wysokości 233 mln PLN.

Czas pracy bloków węglowych Elektrowni Dolna Odra

4.2. Zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym

4.2.1. Kontrola URE dot. odpisów na Fundusz WRC

Spółki Grupy Kapitałowej PGE dokonały obliczenia należnych wpłat na Fundusz WRC zgodnie z własną interpretacją przepisów, posiłkując się również zewnętrznymi opiniami prawnymi a także wykładnią przepisów wskazywaną przez MKiS oraz Zarządcę Rozliczeń S.A.

Zgodnie z zapowiedziami Prezesa URE po zatwierdzeniu sprawozdań rozliczeniowych w przedsiębiorstwach energetycznych miały zostać przeprowadzone kontrole złożonych sprawozdań oraz odprowadzonych odpisów.

24 listopada 2025 roku Prezes URE rozpoczął kontrolę w PGE Obrót S.A., wzywając jednocześnie do przedstawienia informacji i dokumentów.

Szczegółowy opis znajduje się w nocie 27.2 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.2.2. Ogłoszenie o zwołaniu Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki

Na 4 grudnia 2025 roku, na żądanie akcjonariusza - Skarbu Państwa, zwołano Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE S.A., którego przedmiotem będą w szczególności uchwały w sprawie:

- zmiany Statutu Spółki i przedmiotu działalności Spółki,
- zmian w składzie Rady Nadzorczej.

Zwołanie Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia spółki

4.2.3. Decyzja środowiskowa Projektu Baltica 1

17 października 2025 roku Regionalny Dyrektor Ochrony Środowiska w Gdańsku wydał decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla MFW Baltica 1. Tym samym projekt będzie mógł wystartować w aukcji zaplanowanej na 17 grudnia 2025 roku.

Opis projektu znajduje się w pkt 3.3.2 niniejszego sprawozdania.

Projekt Baltica 1

4.2.4. Pozwolenie zintegrowane dla PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o.

10 października 2025 roku otrzymano odpis wyroku wraz z uzasadnieniem Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie (WSA) z 2 lipca 2025 roku, w którym WSA uchylił decyzję MKiS utrzymującą w mocy decyzję Marszałka Województwa Zachodniopomorskiego o udzieleniu pozwolenia zintegrowanego dla PGE Gryfino 2050 Sp. z o.o. (aktualnie PGE Gryfino Dolna Odra Sp. z o.o.). Wyrok WSA jest nieprawomocny. Uchylenie decyzji Ministra przez WSA nie jest równoznaczne z automatycznym uchyleniem decyzji Organu I instancji.

Obecnie analizowane są scenariusze działań związane z wyrokiem umożliwiające zgodną z prawem niezakłóconą eksploatację elektrowni. Spółka prowadzi działalność operacyjną i realizuje zawarte kontrakty.

Opis znajduje się w nocie 24.3 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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 24.3 skróconego śródrocznego 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 podpisanych umowach dotyczących kredytów i pożyczek w okresie I-III kwartał 2025 roku

Tabela: Istotne umowy kredytów i pożyczek zewnętrznych podpisane w okresie I-III kwartał 2025 roku.

Spółka (Pożyczkobiorca)	Strona umowy	Rodzaj finansowania	Data zawarcia umowy	Data zapadalności umowy	Limit zobowiązania (mln) ¹	Waluta	Stopa stała/zmienna
PGE S.A.	BGK	Pożyczka (KPO)	2025-01-29	2036-12-20	3 900	PLN	Zmienna
PGE S.A.	BGK	Pożyczka (KPO)	2025-03-31	2049-12-20	2 566	PLN	Staća
PGE S.A.	BGK	Pożyczka (KPO)	2025-03-31	2049-12-20	9 521	PLN	Staća
PGE S.A.	EBI	Kredyt terminowy	2025-04-25	2045-04-25	2 250	PLN	Staća
PGE Baltica 6 sp. z o.o.	Instytucje finansowe	Kredyty konsorcjalne i inne – project finance (Projekt Baltica 2)	2025-01-29	2049-11-30	2 812 ²	EUR	Zmienna
PGE Baltica 6 sp. z o.o.	Instytucje finansowe	Kredyty konsorcjalne i inne – project finance (Projekt Baltica 2)	2025-01-29	12 m-cy od Final Completion Date, ale nie później niż 2030-12-12	436	PLN	Zmienna

¹ Wartości powyżej 100 mln PLN.

² Maksymalny limit, na który składają się: Term loan, Standby Debt oraz DSRF (Debt Service Reserve Facility).

Na 30 września 2025 roku łączna wartość nominalna otrzymanych kredytów i pożyczek zewnętrznych wyniosła 12,6 mld PLN, natomiast ich wartość bilansowa wyniosła 10,2 mld PLN. Różnica pomiędzy wartościami wynika głównie z wyceny według zamortyzowanego kosztu preferencyjnej pożyczki z KPO w kwocie 2,3 mld PLN, która ujęta została jako dotacja do aktywów i prezentowana jest w rozliczeniach międzyokresowych przychodów.

Informacje zostały przedstawione szczegółowo w notach 22.1, 27.4 i 27.5 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.5. Informacje o udzieleniu w okresie trzech kwartałów 2025 roku przez PGE S.A. lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu, pożyczki lub udzieleniu gwarancji

W okresie trzech kwartałów 2025 roku nie wystąpiły istotne poręczenia pożyczek i kredytów oraz udzielenia gwarancji poza wskazanymi w nocie 24.1 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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

Tabela: Wyemitowane obligacje zewnętrzne na 30 września 2025 roku (wykorzystane programy emisji).

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 ¹	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 ²	EUR

¹ 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.

² 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 22.1, 24.2 oraz 27.4 skróconego śródrocznego 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 MFW Baltica 2 (w mln PLN).

Lp	Strona udzielająca zabezpieczenia	Beneficjent zabezpieczenia	Nazwa dokumentu zabezpieczenia	Data umowy	Przedmiot zabezpieczenia i jego wartość	Najwyższa suma zabezpieczenia ¹	Waluta
1.	PGE Baltica 6 sp. z o.o.	Deutsche Bank Luxembourg S.A.	Umowa zastawów finansowych na rachunkach bankowych ²	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 zastawu rejestrowego i zastawu finansowego na udziałach Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2 sp. z o.o.	2025-03-18	10 udziałów w Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2 sp. z o.o., każdy o wartości 500 PLN.	35 809	PLN
7.	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.	2025-07-25	20 udziałów w Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2 sp. z o.o., każdy o wartości 500 PLN.	35 809	PLN
8.	PGE Baltica 6 sp. z o.o.	Deutsche Bank Luxembourg S.A.	Umowa zastawu rejestrowego i zastawu finansowego na udziałach Elektrownia	2025-08-21	10 udziałów w Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2 sp. z o.o., każdy o wartości 500 PLN.	35 809	PLN

Lp	Strona udzielająca zabezpieczenia	Beneficjent zabezpieczenia	Nazwa dokumentu zabezpieczenia	Data umowy	Przedmiot zabezpieczenia i jego wartość	Najwyższa suma zabezpieczenia ¹	Waluta
			Wiatrowa Baltica – 2 sp. z o.o.				
9.	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. (oczekiwany wpis w rejestrze zastawów)	2025-10-27	10 udziałów w Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2 sp. z o.o., każdy o wartości 500 PLN.	35 809	PLN
10.	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
11.	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 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
12.	PGE Baltica 6 sp. z o.o.	Deutsche Bank Luxembourg S.A.	Pełnomocnictwo udzielone Deutsche Bank Luxembourg S.A. do wykonywania praw z tytułu umowy poręczenia pomiędzy, między innymi Ørsted A/S oraz PGE Baltica 6 sp. z o.o.	2025-01-29	Prawa z tytułu umowy poręczenia Ørsted A/S oraz PGE Baltica 6 sp. z o.o.	35 809	PLN
13.	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
14.	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
15.	PGE Baltica 2 sp. z o.o.	Deutsche Bank Luxembourg S.A.	Umowa zastawu rejestrowego i zastawu finansowego na nowych udziałach PGE Baltica 6 sp. z o.o. (10 udziałów)	2025-06-05	10 udziałów w PGE Baltica 6 sp. z o.o., każdy o wartości 1.000 PLN.	35 809	PLN
16.	PGE S.A.	Deutsche Bank Luxembourg S.A.	Umowa przelewu na zabezpieczenie	2025-02-03	Przyszłe prawa z wewnątrzgrupowych umów pożyczek.	35 809	PLN
17.	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

¹ Kwota równa 150% wartości zobowiązań – odpowiednio sumy udzielonych finansowań oraz limitów transakcji skarbowych z wyjątkiem zabezpieczeń udzielonych przez Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2 sp. z o.o. w celu zabezpieczenia spłaty pożyczek VAT udzielonych Elektrowni Wiatrowej Baltica – 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.

² Przedmiotowe rachunki bankowe zostały zamknięte w lutym 2025 roku.

Ponadto zostały ustanowione zabezpieczenia w formie Oświadczeń o poddaniu się egzekucji, a łączna maksymalna wartość ustanowionych zabezpieczeń umów kredytowych wynosi 35,8 mld PLN.

4.8. Transakcje z podmiotami powiązanymi

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązanymi zostały zamieszczone w nocie 26 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Ponadto w nocie 6 skróconego śródrocznego 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 11 oraz 24 skróconego śródrocznego 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 III 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., kwartalny raport finansowy, zawierający skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGE i kwartalną informację finansową PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz dane porównawcze sporządzone zostały zgodnie z obowiązującymi zasadami rachunkowości, odzwierciedlają w sposób prawdziwy, rzetelny i jasny sytuację majątkową i finansową Grupy Kapitałowej PGE oraz jej wynik finansowy.

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

6. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej 25 listopada 2025 roku.

Warszawa, 25 listopada 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.
Contract for difference (Cfd)	Kontrakt różnicowy, określający model wsparcia, w którym strona wspierająca i strona wspierana uzgadniają pewną cenę referencyjną. W przypadku, gdy rynkowe ceny energii są niższe niż cena referencyjna, dodatnia różnica jest wypłacana stronie wspieranej. W przeciwnym razie, gdy ceny energii są wyższe niż cena referencyjna, strona wspierająca otrzymuje tę różnicę
CSDDD	Dyrektywa (UE) ws. należytej staranności przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju
Customer Satisfaction Index (CSI)	Wskaźnik satysfakcji konsumenta
CSRD	Dyrektywa (UE) ws. sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine - układ gazowo-parowy z turbiną gazową
CSIRE	Centralny System Informacji Rynku Energii
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
Demand Side Response (DSR)	Usługa polegająca na dobrowolnym, czasowym ograniczeniu zużycia energii elektrycznej przez odbiorców w zamian za wynagrodzenie
DRU	Departament Ryzyka i Ubezpieczeń w PGE S.A.
Dystrybucja	Transport energii sieciami dystrybucyjnymi wysokiego (110 kV), średniego (15 kV) i niskiego (400V) napięcia w celu dostarczenia jej odbiorcom
EBI	Europejski Bank Inwestycyjny
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 ciepłne	Kategoria stosowana przez PSE S.A w miesięcznych raportach z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i Rynku Bilansującego – obejmuje elektrownie i elektrociepłownie
Energia czarna	Umowna nazwa energii wytwarzanej w wyniku spalania węgla kamiennego lub brunatnego
Energia czerwona	Umowna nazwa energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem
Energia zielona	Umowna nazwa energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii
Energia żółta	Umowna nazwa energii wytwarzanej w elektrowniach gazowych oraz gazowo-parowych
EUA	European Union Allowances - zbywalne prawa do emisji CO ₂ , 1 EUA uprawnia do emisji jednej tony CO ₂
EU ETS	European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme, wspólnotowy system handlu emisjami. Zasady jego funkcjonowania określa Dyrektywa Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, zmieniona Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z 23 kwietnia 2009 roku (Dz.U.UE L z 5.6.2009, Nr 140, str. 63–87)
EW	Elektrownia Wodna
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 ⁹ W
GWe	Gigawat mocy elektrycznej
GWt	Gigawat mocy cieplnej
HCI	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

Pojęcie branżowe	Definicja
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
KOGENRERACJA S.A.	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja S.A.
KPI	Kluczowe wskaźniki efektywności
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 kV = 10^3 V
kWh	Kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej w układzie SI, określająca ilość energii, jaką urządzenie o mocy 1 kW zużywa w ciągu godziny, 1 kWh = 3.600.000 J = 3,6 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 ₂)
MW	Jednostka mocy w układzie SI, 1 MW = 10^6 W
MWe	Megawat mocy elektrycznej
MWt	Megawat mocy cieplnej
NH ₃	Amoniak
Nm ³	Normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m ³ przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
NO _x	Tlenki azotu
Odnawialne źródło energii (OZE)	Źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych
Operacyjna rezerwa mocy (ORM)	Zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JGWa) będących w ruchu albo postoju, stanowiące nadwyżkę mocy dostępną dla PSE S.A. ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokryte w ramach Umów Sprzedaży Energii (USE) oraz na Rynku Bilansującym (RB) w ramach generacji swobodnej
Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD)	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi
Operator Systemu Przesyłowego (OSP)	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi. Na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od 2 lipca 2014 do 31 grudnia 2030 roku na Operatora Systemu Przesyłowego w zakresie przesyłu energii elektrycznej wyznaczona została PSE S.A.
Opłata kogeneracyjna	Element rachunku za energię elektryczną pobierany w celu sfinansowania nowego mechanizmu wsparcia dla wydajnej kogeneracji (system aukcyjny od 2019 roku).
Opłata mocowa	Element rachunku za energię elektryczną, pobierany w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego (stałych dostaw prądu).
Opłata OZE	Opłata OZE służy zapewnieniu dostępności energii ze źródeł odnawialnych w KSE. Opłatę OZE przeznacza się wyłącznie na pokrycie ujemnego salda z tytułu rozliczeń energii ze źródeł odnawialnych pomiędzy wytwórcami tej energii i sprzedawcami energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz kosztów działalności Zarządcy Rozliczeń S.A. (dysponenta opłat OZE).
Opłata przejściowa	Element opłaty dystrybucyjnej pobierany w celu zrekompensowania zakładom energetycznym strat wynikających z przedterminowego rozwiązania Kontraktów Długoterminowych (KDT).
OTF	Organized Trading Facilities
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
Pasmo	Podstawa, baza (base, baseload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy w każdej godzinie doby danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku

Pojęcie branżowe	Definicja
PJ	Petadżul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 PJ = ok. 278 GWh
PPA	Zakup energii elektrycznej bezpośrednio od producentów energii ze źródeł odnawialnych
Prawa majątkowe	Zbywalne i stanowiące towar giełdowy prawa wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii i w kogeneracji
Prosument	Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy kompleksowej, wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji w celu jej zużycia na potrzeby własne, niezwiązane z wykonywaną działalnością gospodarczą
Przesył energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej siecią przesyłową wysokiego napięcia (220 i 400 kV) od wytwórców do dystrybutorów
PSCMI-1	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 1 - uśredniony poziom cen mialów energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku energetycznym
PSCMI-2	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen mialów 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 przedsiębiorstwom energetycznym oraz zatwierdzaniem taryf dla przedsiębiorstw energetycznych, wyznaczaniem operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych.
REPowerEU	Plan KE w zakresie oszczędzania energii, produkcji ekologicznej oraz dywersyfikacji dostaw energii w związku z zakłóceniami na światowym rynku energii spowodowanymi inwazją Rosji na Ukrainę
RIG	Usługa Rezerwa Interwencyjna Gotowość - jest to gotowość elektrowni do świadczenia usługi generacji mocy czynnej lub poboru tej mocy na żądanie PSE S.A.
Rynek bilansujący (RB)	Techniczna platforma równoważenia popytu i podaży na rynku energii elektrycznej. Rozliczane są na nim różnice między ilościami energii planowanymi (zgłoszonymi grafikami dostaw), a rzeczywiście dostarczonymi/odebranymi. Celem działania rynku bilansującego jest bilansowanie różnic pomiędzy transakcjami zawartymi między poszczególnymi uczestnikami rynku, a rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Uczestnikami rynku bilansującego mogą być: wytwórcy, odbiorcy energii, rozumiani jako podmioty przyłączone do sieci objętej obszarem rynku bilansującego (w tym odbiorcy końcowi oraz odbiorcy sieciowi), spółki obrotu, giełdy energii oraz PSE S.A., jako przedsiębiorstwo bilansujące.
Rynek SPOT	Rynek, na którym transakcje są realizowane najpóźniej w drugim dniu roboczym od momentu ich zlecenia. Transakcje dokonywane na rynku kasowym są opłacane w momencie ich zawarcia – transferowi podlega w tym przypadku kapitał.
R&D	Research and Development (ang.), (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

Pojęcie branżowe	Definicja
TWh	Terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI - 1 TWh to 10^9 kWh
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa KDT	Ustawa z 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej
UTK	Urząd Transportu Kolejowego
Wskaźnik dyspozycyjności	$(\text{czas pracy} + \text{czas postoju w rezerwie}) \times 100 / \text{czas okresu}$
Wskaźnik wykorzystana mocy zainstalowanej	$\text{Wyprodukowana energia elektryczna} \times 100 / (\text{czas okresu} \times \text{moc zainstalowana})$
V (wolt)	Jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 \text{ V} = 1 \text{ J/C} = (1 \text{ kg} \times \text{m}^2) / (\text{A} \times \text{s}^3)$
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 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