

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU

z działalności Grupy Kapitałowej PGE
za okres 6 miesięcy

zakończony dnia 30 czerwca 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	10
1.4.1. Zarząd	10
1.4.2. Rada Nadzorcza	10
1.4.3. Komitety Rady Nadzorczej	11
1.5. Akcje i akcjonariat	11
1.5.1. Kapitał zakładowy PGE S.A. i struktura właścicielska	11
1.5.2. Akcje jednostki dominującej oraz akcje/udziały w jednostkach powiązanych z PGE S.A. będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących	13
2. Strategia GK PGE do 2035 roku	14
2.1. Misja, wizja oraz kluczowe kierunki rozwoju Grupy PGE	14
2.1.1. Misja i wizja Grupy PGE	14
2.1.2. Kluczowe kierunki rozwoju	14
2.1.3. Inwestycje	16
2.1.4. Fundamenty finansowe	17
3. Ryzyka w działalności GK PGE	19
3.1. Ryzyka korporacyjne - perspektywa bieżąca	19
3.2. Ryzyka długoterminowe	24
3.3. Ryzyka ESG	26
4. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe	29
4.1. Otoczenie makroekonomiczne	29
4.2. Otoczenie rynkowe	30
4.2.1. Sytuacja w Krajowym Systemie Energetycznym	30
4.2.2. Ceny energii elektrycznej – rynek krajowy	31
4.2.3. Ceny energii elektrycznej – rynek międzynarodowy	33
4.2.4. Ceny praw majątkowych	36
4.2.5. Ceny uprawnień do emisji CO ₂	37
4.3. Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂	37
4.4. Otoczenie regulacyjne	38
4.4.1. Krajowe otoczenie regulacyjne	38
4.4.2. Zagraniczne otoczenie regulacyjne	43
5. Działalność GK PGE oraz segmentów działalności	45
5.1. Podstawowe dane operacyjne GK PGE	45
5.2. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE	47
5.3. Charakterystyka segmentów działalności	52
5.3.1. Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności	52
5.3.2. Segment działalności – Energetyka Odnawialna	53
5.3.3. Segment działalności – Energetyka Gazowa	58
5.3.4. Segment działalności – Energetyka Węglowa	62
5.3.5. Segment działalności – Ciepłownictwo	67
5.3.6. Segment działalności – Dystrybucja	74
5.3.7. Segment działalności – Energetyka Kolejowa	79
5.3.8. Segment działalności – Obrót	83
5.3.9. Segment działalności – Pozostała Działalność	86
6. Pozostałe elementy Sprawozdania	89
6.1. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego mające wpływ na działalność w I półroczu 2025 roku oraz w kolejnych okresach	89
6.1.1. Nowa Strategia Grupy PGE do 2035 roku	89
6.1.2. Istotne postanowienia Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGE S.A.	89
6.1.3. Zmiana ratingu PGE przez Fitch Ratings	89
6.1.4. Projekt wydzielenia wytwórczych aktywów węglowych.	90
6.1.5. Zmiany regulacyjne	90
6.1.6. Decyzja środowiskowa w sprawie Kopalni Turów	90
6.1.7. Postępowanie restrukturyzacyjne ENESTA sp. z o.o.	90
6.1.8. Projekt budowy elektrowni jądrowej	90
6.1.9. Szacunek niezbilansowania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci przez prosumentów	90
6.1.10. Kary umowne dla wykonawcy bloku 7 w Elektrowni Turów	90
6.1.11. Realizacja oraz finansowanie Projektu Baltica 2	90
6.1.12. Budowa magazynu energii w Żarnowcu	90
6.1.13. Podpisanie umów pożyczek z BGK w ramach KPO	90
6.1.14. Zawarcie umowy kredytowej z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym	90
6.1.15. Wynik aukcji uzupełniającej Rynku Mocy na okres dostaw od 1 lipca do 31 grudnia 2025 roku	91
6.1.16. Testy na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych	91
6.1.17. Zakończenie negocjacji w sprawie potencjalnego nabycia udziałów i akcji od spółki ZE PAK S.A.	91

6.2.	Zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	91
6.2.1.	Zmiana statutu Spółki.....	91
6.2.2.	Budowa magazynu energii elektrycznej w Gryfinie.....	91
6.2.3.	Nowa szczytowa elektrownia gazowa w Rybniku.....	91
6.3.	Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej.....	92
6.4.	Informacje o podpisanych umowach dotyczących kredytów i pożyczek w I półroczu 2025 roku	92
6.5.	Informacje o udzieleniu w I półroczu 2025 roku przez PGE S.A. lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu, pożyczki lub udzieleniu gwarancji	92
6.6.	Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych	92
6.7.	Zabezpieczenia transakcji finansowania Projektu Baltica 2.....	93
6.8.	Transakcje z podmiotami powiązanymi	94
6.9.	Publikacja prognoz wyników finansowych	94
6.10.	Istotne pozycje pozabilansowe	94
6.11.	Czynniki, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału.....	94
6.12.	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	94
7.	Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego.....	95
8.	Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego	95
9.	Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	96

KLUCZOWE DANE FINANSOWE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mln PLN	30 971	31 294	-1%
EBIT raportowany	mln PLN	-3 522	2 859	-
EBIT powtarzalny	mln PLN	5 532	2 658	108%
EBITDA raportowana	mln PLN	7 646	5 140	49%
Marża EBITDA raportowana	%	25	16	
EBITDA powtarzalna	mln PLN	7 603	4 837	57%
Marża EBITDA powtarzalna	%	25	15	
Zysk/strata netto	mln PLN	-7 123	2 089	-
Nakłady inwestycyjne	mln PLN	4 914	4 645	6%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mln PLN	12 133	6 105	99%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mln PLN	-4 200	-4 702	-11%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mln PLN	1 834	-3 786	-

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	30 czerwca 2025 roku	31 grudnia 2024 roku	Zmiana %
Kapitał obrotowy	mln PLN	-2 099	-7 024	-70%
Zadłużenie netto	mln PLN	-992 ¹	9 531 ²	-
Zadłużenie netto /LTM EBITDA ³ raportowana	x	-0,07	0,78 ²	
Zadłużenie netto /LTM EBITDA ³ powtarzalna	x	-0,07	0,88 ²	

Zdarzenia jednorazowe mające wpływ na EBITDA	Jedn.	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Rozwiązanie rezerwy na jednorazowe świadczenie – wydzielenie NABE	mln PLN	187	0	-
Korekta rekompensat za energię elektryczną za poprzedni okres	mln PLN	65	0	-
Rekompensaty KDT	mln PLN	25	-7	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	mln PLN	-20	32	-
Korekta odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny (WRC) za poprzedni okres	mln PLN	-23	0	-
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	mln PLN	-79	392	-
Odpis zapasów strategicznych	mln PLN	-112	0	-
Utworzenie odpisów aktualizujących należności PKP Cargo S.A.	mln PLN	0	-114	-
Razem	mln PLN	43	303	-86%

¹ Szacunkowe ekonomiczne zadłużenie netto (uwzględniające przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO₂) wynosi 14 650 mln PLN.

² Zadłużenie netto oraz wskaźniki na 31 grudnia 2024 roku dostosowano do sposobu liczenia zgodnego z kovenantami 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.

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 wydobywanie 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 bieżącym okresie sprawozdawczym Spółka dokonała zmiany prezentacyjnej – dotychczasowy segment Energetyka Konwencjonalna od II kwartału 2025 roku 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

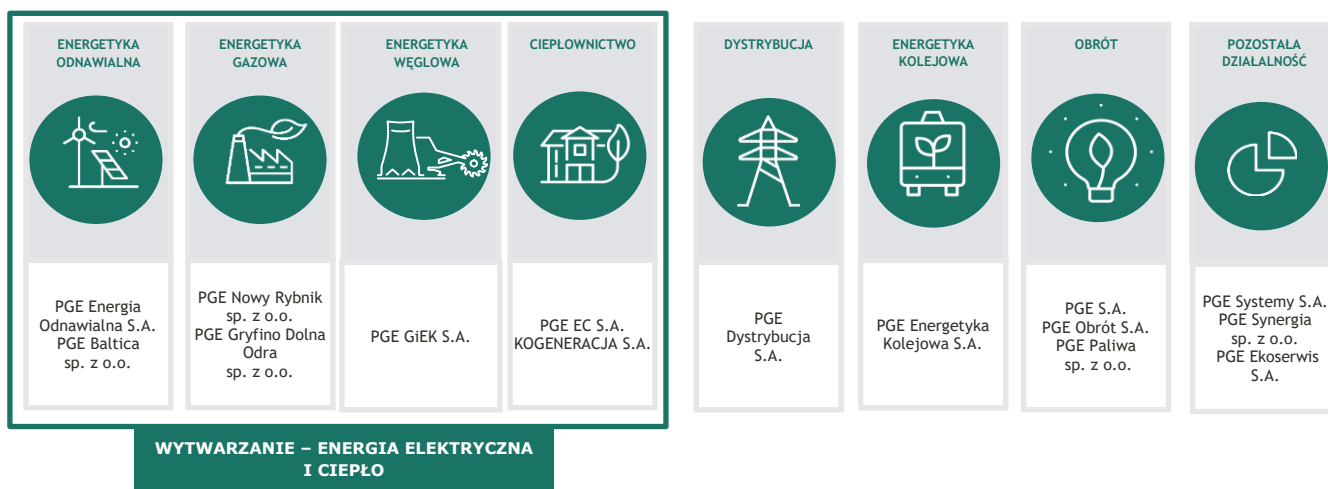
Grupa Kapitałowa PGE na 30 czerwca 2025 roku składała się z:

- jednostki dominującej, którą jest PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.,
- 71 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 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz opisane poniżej.

TWORZENIE SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka utworzona	Data transakcji / rejestracji w KRS	Komentarz
	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 nastąpiły wpisy do KRS	26-27 maja 2025 roku PGE S.A. zawiązała 4 jednoosobowe spółki kapitałowe w formie spółek z ograniczoną odpowiedzialnością. Kapitały zakładowe spółek wynoszą po 300 000 PLN. Spółki zostały zarejestrowane w KRS.

ŁĄCZENIE SPÓŁEK

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

LIKWIDACJA SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka likwidowana	Data transakcji / rejestracji w KRS	Komentarz
-	PGE Trading GmbH w likwidacji z siedzibą w Berlinie	1 marca 2021 roku / Na 30 czerwca 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 czerwca 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 Obrót sp. z o.o. w likwidacji z siedzibą w Warszawie	2 czerwca 2025 roku / Na 30 czerwca 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.

Segment działalności	Spółka likwidowana	Data transakcji / rejestracji w KRS	Komentarz
-	Remton Investments sp. z o.o. w likwidacji z siedzibą w Warszawie	2 czerwca 2025 roku / Na 30 czerwca 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. w restrukturyzacji z siedzibą w Stalowej Woli	21 czerwca 2022 roku / Na 30 czerwca 2025 roku brak zakończenia postępowania restrukturyzacyjnego	21 czerwca 2022 roku Sąd Rejonowy w Rzeszowie V Wydział Gospodarczy otworzył postępowanie restrukturyzacyjne (sanacyjne) spółki ENESTA sp. z o.o. w restrukturyzacji i wyznaczył Zarządcę w ramach tego postępowania restrukturyzacyjnego. Proces restrukturyzacji spółki jest obecnie w toku. PGE Obrót S.A. posiada aktualnie 94,51% udziałów w kapitale zakładowym spółki.

1.4. Skład osobowy organów zarządzających i nadzorujących Spółki

1.4.1. Zarząd

SKŁAD OSOBOWY ZARZĄDU SPÓŁKI

Tabela: Skład Zarządu Spółki na 1 stycznia 2025 roku, 30 czerwca 2025 roku oraz na dzień podpisania sprawozdania.

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

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

W I półroczu 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 czerwca 2025 roku oraz na dzień podpisania sprawozdania.

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

W I półroczu 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 oraz 30 czerwca 2025 roku.

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

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 dzień podpisania sprawozdania.

Imię i nazwisko Członka Rady Nadzorczej	Komitet Audytu	Komitet Ładu Korporacyjnego	Komitet Strategii i Rozwoju	Komitet Nominacji i Wynagrodzeń	Komitet ds. Zrównoważonego Rozwoju
Małgorzata Banasik				Członek	Członek
Michał Domagała	Członek			Członek	Członek
Anna Kowalik	Członek	Członek		Przewodnicząca	
Andrzej Kozyra		Członek	Członek	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 czerwca 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 I półroczu 2025 roku nie było zmian w kapitale zakładowym PGE S.A.

Tabela: Kapitał zakładowy Spółki.

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

AKCJONARIUSZE SPÓŁKI POSIADAJĄCY ZNA CZNE 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 czerwca 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.

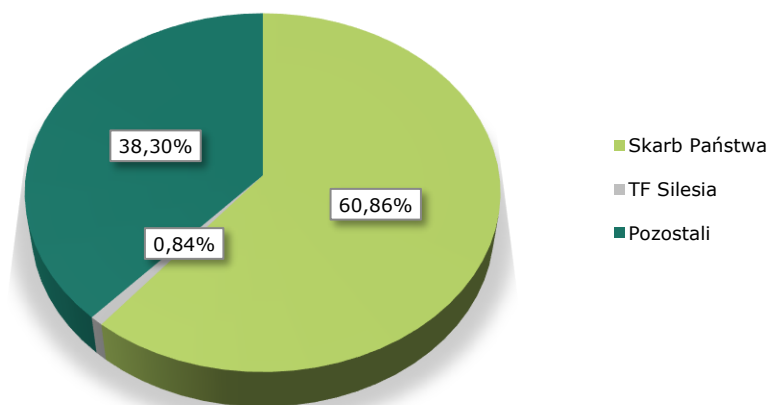
Akcje Spółki nie są akcjami uprzywilejowanymi, jednak Statut Spółki przewiduje szczególne uprawnienia dla Skarbu Państwa, dopóki pozostaje on jej Akcjonariuszem.

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 czerwca 2025 roku oraz na dzień podpisania niniejszego sprawozdania.

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

W I półroczu 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 czerwca 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 czerwca 2025 roku oraz na dzień podpisania niniejszego sprawozdania nie posiadała akcji jednostki dominującej ani akcji/udziałów w jednostkach powiązanych z PGE S.A.

2. Strategia GK PGE do 2035 roku

2.1. Misja, wizja oraz kluczowe kierunki rozwoju Grupy PGE

2.1.1. Misja i wizja Grupy PGE

Misja Grupy PGE, wyrażona hasłem „Zapewniamy energię dla bezpiecznej przyszłości”, stanowi fundament wszystkich podejmowanych działań strategicznych i operacyjnych. Odzwierciedla ona zobowiązanie Grupy do nieprzerwanego dostarczania energii elektrycznej w sposób niezawodny, odpowiedzialny, przy jednoczesnym uwzględnieniu potrzeb społecznych, środowiskowych oraz gospodarczych zarówno obecnych, jak i przyszłych pokoleń.

Realizacja misji będzie oparta na trzech kluczowych filarach:

- Zapewnienie pewnych i stabilnych dostaw energii dzięki elastycznym źródłom i inteligentnej infrastrukturze,
- Budowa długoterminowej wartości Grupy z poszanowaniem kapitału ludzkiego,
- Wspieranie konkurencyjności polskiej gospodarki poprzez inwestycje w zrównoważoną transformację, niezależność energetyczną i efektywną infrastrukturę.

Wizją Grupy PGE jest bycie liderem nowoczesnej energetyki, elastyczności, dystrybucji i ciepłownictwa. Oznacza to nie tylko rozwój nowych technologii, ale także zdolność do ich integracji w sposób, który służy klientom i całemu systemowi elektroenergetycznemu.

2.1.2. Kluczowe kierunki rozwoju

W perspektywie do 2035 roku Grupa PGE wyznaczyła sobie osiem strategicznych obszarów, w których aspiruje do pozycji lidera.

Wykres: Aspiracje strategiczne Grupy PGE.



ELASTYCZNE MOCE GAZOWE

W ramach realizacji Strategii Grupy PGE do 2035 roku, jednym z kluczowych celów strategicznych jest rozwój elastycznych mocy gazowych, które stanowią fundament bezpiecznej transformacji energetycznej. Grupa planuje osiągnięcie poziomu 10 GW dyspozycyjnych, niskoemisyjnych jednostek wytwórczych, w pełni gotowych do przejścia na paliwa zeroemisyjne w przyszłości.

Rozbudowa segmentu energetyki gazowej umożliwi utrzymanie pozycji największego dostawcy mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), zapewniając stabilność dostaw energii oraz zwiększając zdolność do integracji odnawialnych źródeł energii. Inwestycje w nowe jednostki gazowe będą realizowane w odpowiednich lokalizacjach, z wykorzystaniem potencjału istniejącej infrastruktury, co pozwoli na optymalizację nakładów inwestycyjnych.

Zgodnie z założeniami w przyjętej Strategii Grupy PGE, EBITDA w tym obszarze powinna wynosić około 7 mld PLN w 2035 roku.

DYSTRYBUCJA ENERGII

Dystrybucja energii elektrycznej stanowi jeden z filarów Strategii Grupy PGE do 2035 roku, odgrywając kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego oraz wsparciu transformacji gospodarki w kierunku zeroemisyjności. Grupa PGE zakłada ponad dwukrotny wzrost dostępności przyłączy do inteligentnych sieci, co umożliwi rozwój energetyki rozproszonej, zwiększenie niezawodności dostaw oraz poprawę atrakcyjności inwestycyjnej obszarów dystrybucyjnych.

Do 2035 roku planowany jest wzrost mocy przyłączeniowych OZE o 11 GW oraz odbiorców o 12 GW, przy jednoczesnym podwojeniu Wartości Regulacyjnej Aktywów do poziomu ok. 57 mld PLN. Inwestycje w infrastrukturę dystrybucyjną będą ukierunkowane na rozwój technologiczny, automatyzację, cyfryzację oraz poprawę odporności sieci, co pozwoli na obniżenie wskaźnika SAIDI o 30% względem średniej z lat 2019 – 2024.

Zaplanowano, że EBITDA w obszarze dystrybucji powinna wynieść ok. 10 mld PLN w 2035 roku.

ENERGIA Z OZE

Rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) stanowi jeden z najważniejszych priorytetów Strategii Grupy PGE do 2035 roku. Grupa planuje osiągnięcie poziomu 9 GW mocy zainstalowanej (z uwzględnieniem projektów w modelu joint venture z partnerami) oraz produkcję 28 TWh czystej energii elektrycznej rocznie. EBITDA generowana przez instalacje odnawialnych źródeł energii może przekroczyć 10 mld PLN w 2035 roku. Segment Energetyka Odnawialna jest kluczowym źródłem zeroemisyjnego wyniku EBITDA Grupy PGE.

Strategia zakłada rozwój zarówno lądowej, jak i morskiej energetyki wiatrowej, a także fotowoltaiki i elektrowni wodnych. W ramach morskiej energetyki wiatrowej Grupa PGE planuje uruchomienie 4 GW mocy do 2035 roku, z zabezpieczonymi przychodami w perspektywie 25 lat dzięki kontraktom różnicowym (CfD). Projekty realizowane w ramach partnerstw strategicznych będą finansowane w formule project finance, co pozwoli na ograniczenie wpływu inwestycji na bilans Grupy.

W obszarze lądowej energetyki wiatrowej przewidziano rozwój organiczny, akwizycje projektów operacyjnych i gotowych do budowy, a także repowering⁴ istniejących instalacji. Zaplanowano, że w 2035 roku produkcja energii z lądowych farm wiatrowych osiągnie poziom 12,7 TWh.

Rozwój fotowoltaiki będzie realizowany w sposób selektywny, z koncentracją na dużych instalacjach i optymalizacji profilu produkcji. Do 2035 roku Grupa PGE planuje osiągnięcie 1 GW mocy z farm fotowoltaicznych.

CZyste Ciepło Systemowe

Grupa PGE jako lider zintegrowanych systemów ciepłowniczych, realizuje strategię transformacji sektora ciepła w kierunku zeroemisyjności, efektywności energetycznej oraz integracji z elektroenergetyką. Celem strategicznym jest obniżenie emisji CO₂ o 60% do 2035 roku (względem poziomu z 2021 roku), przy jednoczesnym zapewnieniu stabilnych dostaw ciepła i utrzymaniu konkurencyjności cenowej.

Transformacja systemów ciepłowniczych opiera się na rozwoju kogeneracyjnych jednostek gazowych, wdrażaniu technologii Power-to-Heat⁵ (kotły elektrodowe, wielkoskalowe pompy ciepła), budowie akumulatorów ciepła oraz integracji z sieciami dystrybucji energii elektrycznej. Grupa PGE planuje również rewitalizację i modernizację infrastruktury, w tym akwizycje sieci dystrybucji ciepła, co pozwoli na zwiększenie efektywności przesyłu i redukcję strat sieciowych o 3 p.p. w stosunku do 2024 roku.

Zaplanowano, że EBITDA w obszarze ciepłownictwa w 2035 roku powinna wynieść ok. 2,8 mld PLN.

MAGAZYNOWANIE ENERGII

Magazynowanie energii stanowi kluczowy element Strategii Grupy PGE do 2035 roku, wspierający integrację odnawialnych źródeł energii oraz zapewniający elastyczność i stabilność KSE. Grupa planuje osiągnięcie 18 GWh pojemności magazynowej (8 GWh - magazyny, 10 GWh -ESP), co odpowiada ponad 60% udziałowi rynkowemu w Polsce w 2035 roku.

Strategia zakłada rozwój zdywersyfikowanego portfela technologii magazynowania, obejmującego bateryjne magazyny energii elektrycznej (BMEE), a także elektrownie szczytowo-pompowe (ESP). Inwestycje będą realizowane zarówno w formie projektów organicznych, jak i poprzez akwizycje, z wykorzystaniem lokalizacji aktywów węglowych oraz partnerstw strategicznych.

⁴ Repowering to proces zastępowania starszych elektrowni przez nowe, które mają większą moc zainstalowaną lub większą wydajność.

⁵ Power-to-Heat to technologia polegająca na przekształcaniu energii elektrycznej w ciepło.

Zgodnie z założeniami w przyjętej Strategii Grupy PGE, zaplanowana EBITDA w tym obszarze powinna wynosić około 2,1 mld PLN w 2035 roku.

ODPOWIEDZIALNA TRANSFORMACJA

Grupa PGE realizuje odpowiedzialną transformację sektora energetyki węglowej, uwzględniającą konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, poszanowanie interesów pracowników oraz lokalnych społeczności, a także pełną koordynację z Operatorem Systemu Przesyłowego (OSP). Transformacja ta opiera się na stopniowym ograniczaniu roli jednostek węglowych w miksie wytwórczym, przy jednoczesnym utrzymaniu ich dostępności w charakterze mocy szczytowo-rezerwowych.

W związku z dynamicznymi zmianami rynkowymi i regulacyjnymi, Grupa PGE wdraża działania mające na celu racjonalizację kosztów, optymalne zarządzanie majątkiem oraz rewitalizację obszarów przemysłowych. Istotnym elementem strategii jest przekwalifikowanie pracowników i ich zaangażowanie w rozwijające się segmenty działalności, takie jak energetyka gazowa, odnawialne źródła energii, magazynowanie energii czy ciepłownictwo.

W ramach transformacji przewidziano również wykorzystanie istniejącej infrastruktury do realizacji nowych inwestycji, w tym projektów jądrowych, gazowych oraz OZE. Grupa zamierza przeznaczyć kilkaset milionów złotych na badania lokalizacyjne elektrowni jądrowej w miejscach, w których obecnie działają elektrownie węglowe.

Grupa PGE prowadzi dialog społeczny, współpracuje z administracją publiczną i samorządami oraz wdraża programy osłonowe dla pracowników decydujących się na kontynuację kariery poza Grupą.

Transformacja energetyki węglowej będzie realizowana w sposób zrównoważony, z uwzględnieniem gospodarki obiegu zamkniętego, efektywnego wykorzystania zasobów oraz minimalizacji wpływu na środowisko. Grupa PGE zakłada, że produkcja energii z węgla po 2035 roku będzie uzależniona od zapotrzebowania systemowego oraz dostępności mechanizmów finansowania luki operacyjnej.

OFERTA DLA PARTNERA BIZNESOWEGO

Grupa rozwija nowoczesną, kompleksową i partnerską ofertę energetyczną skierowaną do partnerów biznesowych, odpowiadając na rosnące potrzeby przedsiębiorstw w zakresie efektywnego zarządzania energią, elastyczności oraz udziału w transformacji energetycznej. Celem strategicznym jest zapewnienie klientom biznesowym dostępu do konkurencyjnych rozwiązań w zakresie zakupu energii elektrycznej i ciepła, a także usług systemowych i bilansujących.

JAKOŚĆ I OBSŁUGA KLIENTA

Grupa PGE, realizując Strategię do 2035 roku, koncentruje się na zapewnieniu klientom indywidualnym stabilnych dostaw energii elektrycznej i ciepła w konkurencyjnej cenie, przy jednoczesnym umożliwieniu aktywnego ich udziału w transformacji energetycznej. Oferta dla klientów indywidualnych została zaprojektowana w sposób kompleksowy, uwzględniający zróżnicowane potrzeby oraz rosnące oczekiwania w zakresie dostępności usług, elastyczności i cyfryzacji.

Grupa planuje zapewnić również pełną dostępność kanałów kontaktu — zarówno stacjonarnych, jak i cyfrowych z możliwością obsługi zdalnej na poziomie 100%. Utrzymanie wysokiego poziomu satysfakcji klientów (CSI na poziomie 85 pkt) oraz rozwój energetyki prosumenckiej stanowią integralne elementy budowy wartości w tym segmencie.

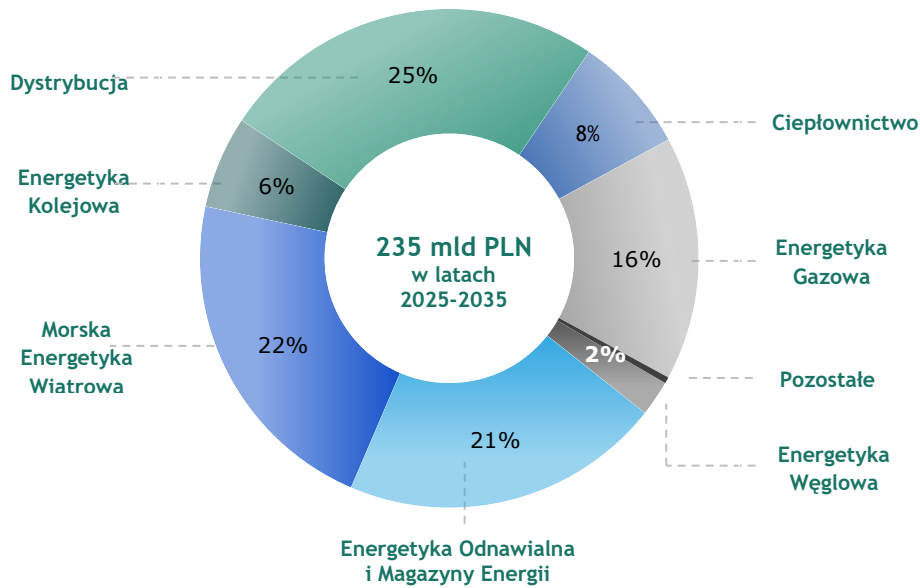
2.1.3. Inwestycje

Strategia Grupy PGE do 2035 roku zakłada realizację ambitnego programu inwestycyjnego o łącznej wartości 235 mld PLN, który stanowi fundament transformacji energetycznej, rozwoju infrastruktury oraz budowy długoterminowej wartości Grupy. Inwestycje te obejmują wszystkie kluczowe obszary działalności – od rozwoju odnawialnych źródeł energii, magazynowania energii, elastycznych mocy gazowych, nowoczesnego ciepłownictwa i inteligentnej dystrybucji, po cyfryzację, innowacje oraz transformację energetyki węglowej.

Struktura nakładów inwestycyjnych została zbilansowana pomiędzy segmentami regulowanymi, rynkami energii i mocy oraz mechanizmami kontraktowymi (np. CfD), co zapewnia stabilność przychodów i możliwość rentownego wzrostu. Około 25% nakładów inwestycyjnych stanowią akwizycje i opcje rozwojowe, które będą realizowane w zależności od dostępności szans budujących wartość Grupy.

Program inwestycyjny Grupy stanowi również impuls dla rozwoju krajowego łańcucha dostaw, zakładając znaczący udział polskich przedsiębiorstw w realizacji projektów infrastrukturalnych, technologicznych i serwisowych. Dzięki temu inwestycje Grupy PGE nie tylko wspierają transformację energetyczną, ale także wzmacniają konkurencyjność polskiej gospodarki.

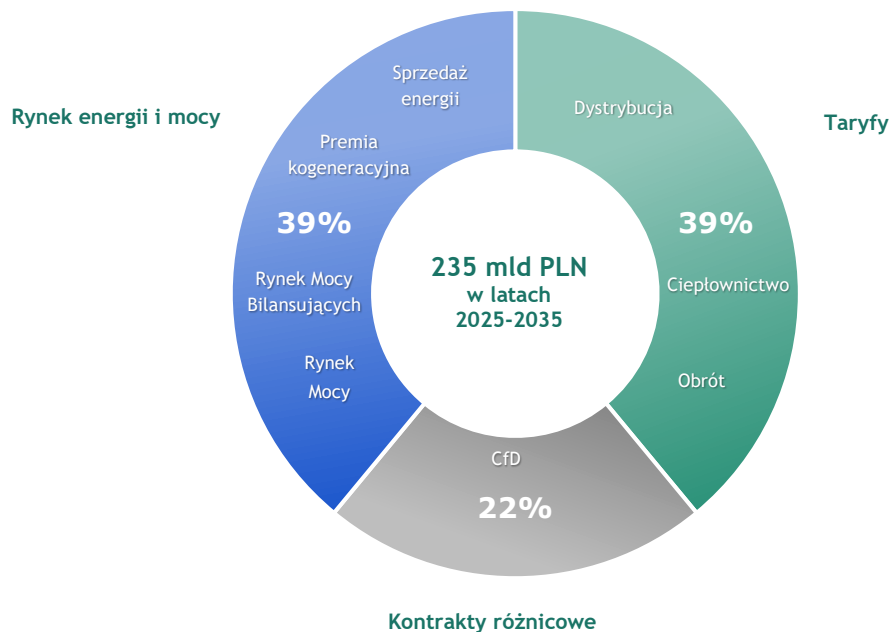
Wykres: Struktura nakładów inwestycyjnych w podziale na segmenty działalności.



2.1.4. Fundamenty finansowe

Kluczem do realizacji ambitnej strategii Grupy PGE jest oparcie jej na solidnych fundamentach finansowych oraz realistycznych i wiarygodnych założeniach dotyczących otoczenia rynkowego. Zbilansowana struktura nakładów inwestycyjnych będzie opierać się na stabilnych źródłach przychodu regulowanego oraz wykorzystywać potencjał wzrostu wynikający z mechanizmów mocowych i usług bilansujących.

Wykres: Nakłady inwestycyjne w podziale na źródła przychodów.



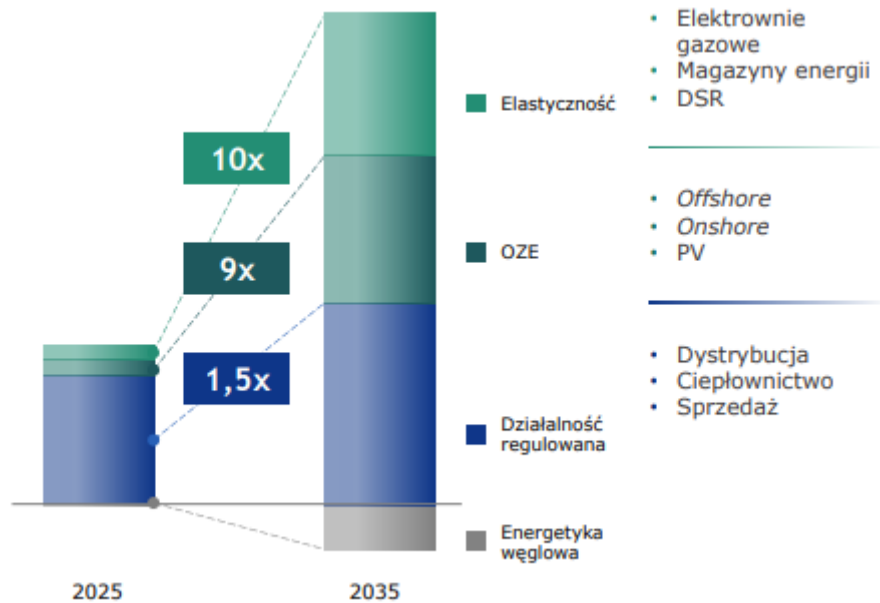
W celu ograniczenia ryzyk zewnętrznych wpływających na opłacalność inwestycji, Grupa zakłada selektywne podejście do wyboru projektów. Realizowane będą te projekty, które osiągają wskaźnik wewnętrznej stopy zwrotu (IRR) powyżej 7,5%, przy zastosowaniu konserwatywnych założeń makroekonomicznych. W przypadku projektów z zabezpieczoną stroną przychodową (np. kontrakty CfD, umowy PPA), możliwe będzie obniżenie wymaganego poziomu IRR. Utrzymanie tego założenia zapewniać będzie Polityka Inwestycji GK PGE, wraz z przyporządkowanymi jej regulacjami wewnętrznymi.

Projekty inwestycyjne uwzględnione w Strategii Grupy osiągają wskaźniki IRR > 7,5% na bazie założeń makroekonomicznych i rynkowych oraz w obecnych uwarunkowaniach regulacyjnych – z wyjątkiem części projektów oznaczonych jako „opcje strategiczne”, w przypadku których nowe rozwiązania regulacyjne jeszcze nie istnieją, choć same projekty wpisują się w ogólną politykę energetyczną kraju.

Grupa planuje stopniową transformację profilu działalności, koncentrując się na infrastrukturze sieciowej oraz budowie potencjału wzrostu w obszarze OZE i elastyczności. Transformacja biznesu ma na celu poprawę profilu ryzyka działalności poprzez zastosowanie zróżnicowanych modeli finansowania, w tym preferencyjnych instrumentów wsparcia oraz formuły project finance.

W efekcie transformacji, Grupa planuje osiągnąć 30 mld PLN wyniku EBITDA w 2035 roku oraz neutralność klimatyczną do 2050 roku.

Wykres: Struktura EBITDA w 2035 roku.



3. Ryzyka w działalności GK PGE

PGE S.A., jako Centrum Korporacyjne zarządzające Grupą Kapitałową, kreuje i wdraża rozwiązania w zakresie architektury zintegrowanego zarządzania ryzykiem w GK PGE. W szczególności kształtuje polityki, standardy i praktyki zarządzania ryzykiem w GK PGE, opracowuje i rozwija wewnętrzne narzędzia IT wspomagające te procesy, określa globalny apetyt na ryzyko oraz adekwatne limity, a także monitoruje ich poziom. Spółki z Grupy Kapitałowej PGE, podobnie jak inne podmioty z sektora elektroenergetycznego, narażone są na ryzyka i zagrożenia wynikające ze specyfiki prowadzonej działalności operacyjnej oraz funkcjonowania w określonym otoczeniu rynkowym i regulacyjno-prawnym.

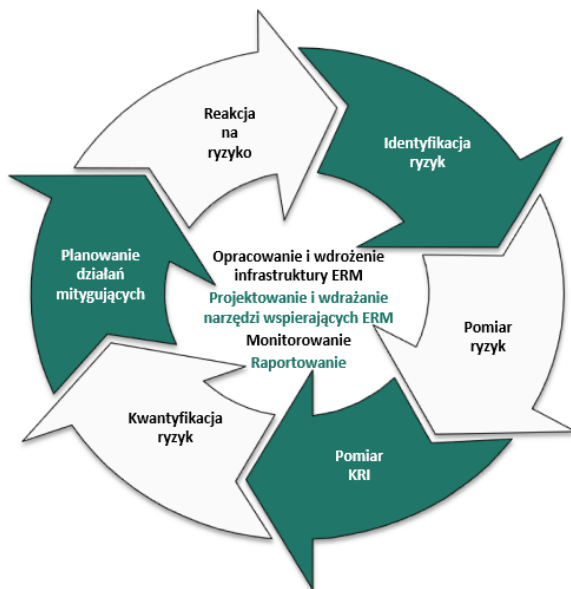
W Grupie Kapitałowej analizowanych jest kilka obszarów ryzyka związanych z jej działalnością. Są to m.in. opisane w poniższych procesach:

- ryzyka korporacyjne – perspektywa bieżąca,
- ryzyka długoterminowe,
- ryzyka ESG.

3.1. Ryzyka korporacyjne - perspektywa bieżąca

W GK PGE zarządzanie ryzykiem jest dopasowane do poziomów zarządzania w poszczególnych obszarach działalności. Ustanowienie komitetów ds. ryzyka, inwestycji i zrównoważonego rozwoju na najwyższym szczeblu zarządczym, raportujących bezpośrednio do Zarządu PGE S.A., zapewnia nadzór nad skutecznością procesów zarządzania ryzykiem w całej Grupie PGE. Funkcja monitorowania, koordynowania i wspierania zarządzania ryzykiem realizowana jest przez Departament Ryzyka i Ubezpieczeń w PGE S.A. (DRU), co umożliwia niezależną ocenę ryzyk oraz ich wpływ na działalność Grupy PGE.

Grupa Kapitałowa PGE konsekwentnie rozwija kompleksowy system zarządzania ryzykiem oraz ocenia i analizuje ryzyka w kluczowych spółkach GK PGE. Mechanizmy identyfikacji obszarów narażonych na ryzyko oraz sposoby pomiaru jego poziomu podlegają okresowej weryfikacji i doskonaleniu, dzięki czemu istotne ryzyka dotyczące poszczególnych segmentów działalności są utrzymywane w ustalonych granicach poprzez ograniczanie negatywnych skutków tych zagrożeń oraz podejmowanie działań wyprzedzających lub naprawczych, zgodnie z przedstawionym cyklem.



Wszystkie zidentyfikowane i oceniane ryzyka dotyczące bieżącej działalności Grupy umieszczone są w rejestrze ryzyk (księgach ryzyk) prowadzonym przez DRU. W księgach ryzyk odzwierciedlane są zmiany wartości poszczególnych parametrów ryzyka wraz z informacją o realizowanych działaniach mitygujących (zmniejszających prawdopodobieństwo wystąpienia i minimalizujących negatywne skutki ryzyka) oraz ich skuteczności. Skuteczność realizowanych działań mitygujących oznaczona jest za pomocą następujących trzech kategorii: efektywne, do usprawnienia, do zmiany.

Poniższa tabela przedstawia najistotniejsze ryzyka zidentyfikowane w GK PGE wraz z ich oceną w perspektywie do końca 2025 roku. Poziom ryzyka oznacza jego potencjalny finansowy wpływ na wyniki Grupy, a perspektywa (trend) to antycypowany kierunek rozwoju ryzyka.

Scenariusz (perspektywa do końca 2025 roku)

zakłada pozostawienie aktywów węglowych (segment Energetyka Węglowa) w Grupie PGE.

Tabela: Najważniejsze ryzyka korporacyjne w PGE S.A. oraz Grupie PGE wraz z ich poziomem oraz perspektywą na rok 2025.

Obszar ryzyka	Nazwa ryzyka	Poziom/ Perspektywa ryzyka	Działania mitygujące i narzędzia służące zarządzaniu ryzykiem
RYZYKA RYNKOWE I PRODUKTOWE związane z cenami i wolumenami oferowanych produktów i usług	Marża brutto na energii elektrycznej z aktywów wytwórczych GK PGE i obrocie produktami powiązanimi – jej wysokość jest narażona na ryzyko wynikające z niepewności co do przyszłych poziomów i zmienności cen rynkowych (cen energii elektrycznej oraz cen kluczowych produktów energetycznych, tj. EUA, paliw, w tym w szczególności węgla kamiennego, gazu, praw majątkowych i gwarancji pochodzenia) oraz kwestii regulacyjnych mających wpływ na kształtowanie się poziomów tych cen.		Najważniejsze działania: - Optimalizacja aktywów wytwórczych - określenie scenariuszy produkcyjnych dla zaktualizowanych parametrów rynkowych energii elektrycznej, CO₂ i paliw. - Określenie i realizacja strategii zabezpieczania marży poprzez zabezpieczanie przychodów z aktywów wytwórczych GK PGE (sprzedaż energii elektrycznej, praw majątkowych i gwarancji pochodzenia) oraz kosztów (zakup EUA, waluty oraz paliw), monitorowanie limitów odnoszących się do oczekiwanego na dany moment poziomu zabezpieczonej marży zgodnie ze strategią zabezpieczenia zaakceptowaną przez Komitet Ryzyka. - Ustalanie apetytu na ryzyko i poziomu zabezpieczenia pozycji z uwzględnieniem wyników pomiaru ryzyka cen energii elektrycznej i produktów powiązanych, opartego o miary „at risk”. Docelowe poziomy zabezpieczenia określone są z uwzględnieniem sytuacji finansowej i założeń przyjętych w Strategii Grupy. - Monitorowanie ekspozycji na ryzyko dla poszczególnych obszarów, w odniesieniu do limitów i strategii zabezpieczenia wyznaczonych przez Komitet Ryzyka lub Zarząd PGE S.A., poprzez raporty operacyjne sporządzane przez Departament Ryzyka i Ubezpieczeń. - Badanie, monitorowanie oraz analiza rynków energii elektrycznej i trendów w sektorze oraz otoczenia regulacyjnego w zakresie zmian dotyczących sektora energii elektrycznej i produktów powiązanych w celu optymalnego wykorzystania możliwości wytwórczych i sprzedażowych. - Pozyskiwanie nowych klientów - dywersyfikacja kanałów dotarcia do odbiorców końcowych oraz różnicowanie grup docelowych, poprzez utrzymanie rozbudowanego portfolio produktowego i dopasowanie ofert do zapotrzebowania rynku. - Utrzymywanie dotychczasowych klientów - zdywersyfikowany portfel ofert lojalizujących. - Dbałość o wysoką jakość obsługi poprzez budowanie kompetencji wśród pracowników oraz kształtowanie relacji w obszarze klientów biznesowych i indywidualnych. - Wykorzystywanie narzędzi wspomagających procesy relacji z klientami, umożliwiającymi lepsze planowanie oraz organizację samej sprzedaży. - Ścisła współpraca z URE przez cały rok taryfowy, dostosowywanie strategii zabezpieczania sprzedaży taryfowej do oczekiwanego podejścia URE w zakresie określenia cen taryfowych dla energii elektrycznej. - Prowadzenie ścisłej współpracy z Zarządcą Rozliczeń S.A. prezesem URE w zakresie realizacji rozliczeń wynikających z przepisów Ustawy z 27 października 2022 roku o środkach nadzwyczajnych, mającej na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparcie niektórych odbiorców jak również Ustawy z 23 maja 2024 roku o bonie energetycznym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia cen energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła systemowego. - Zapewnienie oczekiwanej gotowości do pracy poszczególnych Jednostek Rynku Mocy (opóźnienia inwestycji mogą generować dodatkowe koszty).
	Wolumen sprzedaży ee i ciepła - ryzyko związane z wykonaniem planu sprzedaży ee i ciepła, będący pochodną niekorzystnych uwarunkowań zewnętrznych i wewnętrznych oraz lokalnych, wpływających na zapotrzebowanie na towary energetyczne.		
	Taryfy (ceny regulowane) – wynikające z obowiązku zatwierdzania dla odpowiednich grup podmiotów stawek dotyczących usług dystrybucyjnych, cen energii elektrycznej i ciepła, a także z opóźnień wypłat rekompensat przez Zarządcę Rozliczeń S.A..		
	Rynek Mocy – konsekwencja zagrożeń związanych z niedotrzymaniem zobowiązań wynikających z obowiązku mocowego Jednostek Rynku Mocy.		



poziom ryzyka niski; nie stwarza zagrożenia i może być tolerowane

poziom ryzyka średni; powinna być przygotowana odpowiednia reakcja, oparta na analizie kosztów i korzyści

poziom ryzyka wysoki; ryzyko nietolerowalne, wymagające podjęcia bezzwłocznej i aktywnej reakcji na ryzyko, zmierzającej do jednoczesnego zmniejszenia możliwych skutków oraz prawdopodobieństwa jego wystąpienia

↙ spadek

↔ perspektywa stabilna

↗ wzrost

⁶ niepewność i duża zmienność wysokości marży w zależności od aktywów wytwórczych, cen energii elektrycznej oraz kursu EUR i cen surowców

⁷ obserwowany rosnący wolumen sprzedaży ciepła kompensuje spadający wolumen sprzedaży ee

⁸ zmiana trendu z rosnącego na stabilny z uwagi wejście w życie regulacji w zakresie rynku mocy

Obszar ryzyka	Nazwa ryzyka	Poziom/ Perspektywa ryzyka	Działania mitygujące i narzędzia służące zarządzaniu ryzykiem
RYZYKA MAJĄTKOWE związane z rozwojem i utrzymaniem majątku	Awarie i szkody w majątku – związane z eksploatacją i degradacją w czasie urządzeń i obiektów energetycznych oraz ich ochroną przed czynnikami destrukcyjnymi (m.in. pożary, skutki zjawisk pogodowych, dewastacja).		Najważniejsze działania: - Dywersyfikacja dotychczasowej struktury źródeł produkcyjnych, wprowadzanie technologii ograniczającej negatywny wpływ czynników atmosferycznych. - Aktywna realizacja strategii rozwoju i unowocześniania własnych mocy wytwórczych. - Dokonywanie bieżących remontów zgodnie z najwyższymi standardami sektorowymi. - Zapewnienie adekwatnych kompetencji i zasobów w ramach PGE Baltica sp. z o.o. delegowanych do Projektu Baltica 1. - Ubezpieczenie najważniejszych aktywów wytwórczych na wypadek awarii oraz powstania szkód w majątku. Składniki majątku ubezpieczane są w oparciu o analizę kosztów ubezpieczenia, dostępnych pojemności rynków ubezpieczeniowych na określone ryzyka lub dla poszczególnych rodzajów aktywów, kosztów związanych z ewentualnym odtworzeniem majątku i potencjalnie utraconych przychodów. - Systematyczna poprawa niezawodności dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych poprzez modernizację sieci dystrybucyjnej. - Stałe monitorowanie przepisów i regulacji prawnych dotyczących ochrony środowiska oraz polityki energetycznej.
	Inwestycje rzeczowe – związane ze strategicznymi kierunkami rozwoju GK PGE i ograniczonymi możliwościami pozyskiwania finansowania na te projekty.		
	Zarządzanie majątkiem i inwestycje utrzymaniowe – związane z zagrożeniami wynikającymi z utrzymania we właściwym stanie technicznym majątku produkcyjnego.		
RYZYKA OPERACYJNE związane z realizacją bieżących procesów gospodarczych	Paliwa i surowce produkcyjne – związane z niepewnością co do kosztów, jakości, terminowości i ilości dostarczanych paliw, surowców produkcyjnych oraz sprawnością procesu zarządzania zapasami.		Najważniejsze działania: - Optymalizacja czasu życia urządzeń i dyspozycyjności kluczowych składników majątku. - Optymalizacja kosztów, m.in. poprzez monitorowanie cen i stanu zapasów paliw oraz zabezpieczenie ich dostaw w postaci długoterminowych kontraktów z dostawcami oraz formuł ustalania cen. - Monitorowanie sieci teleinformatycznych z uwagi na wzmożoną działalność grup przestępczych w związku z wojną w Ukrainie. - Monitorowanie zmian prawnych i zmian norm technicznych w zakresie ubocznych produktów spalania. - Inwestycje w poprawę sprawności procesu spalania. - Stałe monitorowanie dostępności usług. - Tworzenie Planów Ciągłości Działania dla krytycznych systemów, opracowywanie i testowanie procedur awaryjnych. - Bieżący monitoring zmian w przepisach prawa. - Szkolenia w zakresie regulacji zapobiegających praniu pieniędzy oraz finansowaniu terroryzmu. - Wymóg zapoznania się z Dobrymi Praktykami Zakupowymi oraz z Kodeksem Postępowania dla Partnerów Biznesowych spółek GK PGE. - Prowadzenie Centralnego Systemu Badania Dostawców. - Odpowiednia ścieżka akceptacji oraz regulacje wewnętrzne dotyczące procesu zakupowego. - Kontrola środowiska pracy. - Szkolenie pracowników w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy. - Aktywny udział Grupy PGE w programach stażowych oraz współpracy z ośrodkami edukacji w celu zapewnienia dopływu wykwalifikowanych kadr. - Ocena i szkolenie kadr w celu optymalnego ich wykorzystania w strukturach Grupy. - Prowadzenie intensywnego i skutecznego dialogu w celu uniknięcia eskalacji ewentualnych sporów ze stroną społeczną oraz wypracowania jak najkorzystniejszych rozwiązań w obszarze zatrudnienia i związanych z tym kosztów w ramach GK PGE.
	Cyberbezpieczeństwo – ryzyko celowego zakłócenia prawidłowego funkcjonowania, przestrzeni przetwarzania i wymiany informacji tworzonej przez systemy informatyczne działające w Grupie.		
	Reputacja – związane z negatywnym odbiorem wizerunku Grupy przez klientów, kontrahentów, inwestorów, akcjonariuszy, a także opinię publiczną.		
	Zakupy – związane z nieefektywnością i nieprawidłowością realizacji procesu zakupowego.		
	Zasoby ludzkie – związane z trudnościami w zapewnieniu kadry o odpowiednim doświadczeniu, kompetencjach i zdolnościach do realizacji określonych zadań.		
	Dialog społeczny – związane z nieosiągnięciem porozumienia pomiędzy władzami Grupy PGE a stroną społeczną, mogącego doprowadzić do strajków/sporów zbiorowych.		
RYZYKA REGULACYJNO – PRAWNE	Ochrona środowiska – obowiązki wynikające z przepisów określających wymogi środowiskowe, jakie powinny spełniać instalacje energetyczne oraz zasad korzystania ze środowiska naturalnego, w tym niepewność co do ich ostatecznego kształtu i poziomu limitów oraz sprawozdawczości z zakresu ESG.		Najważniejsze działania: Monitoring wprowadzanych i proponowanych zmian prawnych zapewnia, że działalność prowadzona w podstawowych segmentach biznesowych odbywa się zgodnie z przepisami oraz, że GK PGE dysponuje rozwiązaniami uwzględniającymi ewentualne zmiany w otoczeniu prawnym.

⁹ na zmianę perspektywy ryzyka wpływa rosnąca niepewność związana z warunkami kontraktowymi za nieodebranie zamówionego wolumenu gazu

¹⁰ na perspektywę ryzyka wpływa decyzja Ministerstwa Aktywów Państwowych o niewydzielaniu aktywów węglowych z Grupy PGE

¹¹ na perspektywę ryzyka wpływa decyzja Ministerstwa Aktywów Państwowych o niewydzielaniu aktywów węglowych z Grupy PGE

Obszar ryzyka	Nazwa ryzyka	Poziom/ Perspektywa ryzyka	Działania mitygujące i narzędzia służące zarządzaniu ryzykiem
związane z wypełnieniem wymogów otoczenia prawnego	Bezpieczeństwo pracowników – związane z niezapewnieniem bezpiecznych warunków pracy.		- Dialog społeczny. - Nadzór operacyjny w zakresie planowanych i realizowanych działań inwestycyjnych i modernizacyjnych odnośnie spełnienia wymagań środowiskowych. - Udoskonalanie działań na rzecz ochrony i poprawy stanu środowiska, poprzez wdrażanie rozwiązań technologicznych i organizacyjnych, zapewniających sprawne i efektywne zarządzanie tym obszarem. - Monitoring regulacji krajowych dot. Ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku oraz Ustawy o bonie energetycznym. - Zmniejszanie emisyjności aktywów wytwórczych GK PGE, rozwój nisko- i zeroemisyjnych źródeł wytwarzania energii. - Dostosowanie wykorzystywanej infrastruktury IT, regulacji wewnętrznych oraz praktyk postępowania, aby prowadzona działalność była zgodna z regulacjami branżowymi i obowiązującymi przepisami. - Monitorowanie i analiza stanu otoczenia regulacyjnego GK PGE na szczeblu międzynarodowym z oceną ryzyk. - Ocena wpływu proponowanych zmian regulacyjnych na szczeblu międzynarodowym na GK PGE. - Opiniowanie i kreowanie zmian otoczenia regulacyjnego na poziomie międzynarodowym w zakresie strategicznym. - Zarządzanie współpracą i kontaktem z interesariuszami w zakresie regulacji na poziomie międzynarodowym, w tym poprzez działania Biura PGE S.A. w Brukseli. - Zarządzanie członkostwem oraz prowadzenie współpracy GK PGE w organizacji branżowej - Polski Komitet Energii Elektrycznej. - Przygotowanie do realizacji nowych obowiązków raportowych wynikających z nowego prawodawstwa Unii Europejskiej (dyrektywa CSRD/ESRS, taksonomia, CSDDD). - Monitoring regulacji wewnętrznych, implementujących unijne dyrektywy środowiskowe do porządku krajowego. - Udział w ratingach ESG i badaniach inwestorów zagranicznych. - Monitorowanie wymogów związanych z efektywnym pozyskiwaniem finansowania zewnętrznego oraz dozwolonej pomocy publicznej na realizację planowanych nisko- i zeroemisyjnych inwestycji przez GK PGE.
	Ryzyko rozliczeń – w wyniku niewłaściwie funkcjonującego systemu rozliczeń oraz wspierających go systemów IT wystąpią dodatkowe koszty w postaci odsetek, kar finansowych, itp. a także w wyniku niekorzystnej interpretacji Prezesa URE w zakresie definicji przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej. dot. nieuzasadnionych kosztów na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny.		
	Koncesje – wynikające z ustawowego obowiązku posiadania koncesji w związku z prowadzoną działalnością.		
	Sprawozdawczość i podatki – związane ze zmianami w przepisach podatkowych i ich interpretacji oraz ich praktycznym, poprawnym wdrożeniem.		
RYZYKA FINANSOWE związane z prowadzoną gospodarką finansową	Kredytowe – związane z niewypłacalnością kontrahenta, częściową i/lub nieterminową spłatą należności lub innym odstępstwem od warunków kontraktowych (np. brakiem realizacji dostawy/odbioru towaru oraz brakiem płatności powiązanych odszkodowań i kar umownych).		Najważniejsze działania: - Przeprowadzanie oceny scoringowej kontrahenta, w oparciu o którą ustalany jest rating wewnętrzny i limit kredytowy. Poziom ekspozycji kredytowej oraz wykorzystanie limitu są regularnie monitorowane. Ekspozycje przekraczające ustalone limity są zabezpieczane zgodnie z zasadami określonymi w Procedurze zarządzania ryzykiem kredytowym w GK PGE. Prowadzony jest również bieżący monitoring płatności należności oraz stosuje się wczesną windykację. - Stosowanie w Grupie centralnego modelu finansowania, zgodnie z którym finansowanie zewnętrzne pozyskiwane jest przez PGE S.A., a spółki zależne w Grupie korzystają z różnych źródeł finansowania wewnątrzgrupowego. Ryzyko utraty płynności monitorowane jest przy pomocy narzędzi okresowego planowania w zakresie prowadzonej działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej. Planowanie
	Płynność finansowa – związana z możliwością utraty zdolności do obsługi bieżących zobowiązań i pozyskiwania źródeł finansowania działalności biznesowej.		
	Stopy procentowe – wynikające z negatywnego wpływu zmian oprocentowania na przepływy pieniężne Grupy PGE.		

¹² zmiana perspektywy ryzyka wynika z potencjalnego zagrożenia wypadkowością będącą pochodną zwiększającego się poziomu zatrudnienia, wynikającego ze zwiększonej ilości prowadzonych inwestycji

¹³ poziom ryzyka i perspektywa jest spowodowana sporem o interpretację z Prezesem URE

¹⁴ zmiana perspektywy ryzyka z uwagi na brak przesłanek w zakresie zmian w otoczeniu prawnym wpływającym na posiadane koncesje

¹⁵ prognozowana perspektywa ryzyka w związku z brakiem zmian w przepisach podatkowych mających negatywny wpływ na bieżące ryzyko

¹⁶ wzrost wynika z ilości obserwowanych windykacji należności i możliwych spraw spornych, sądowych

¹⁷ na perspektywę ryzyka wpływa decyzja o pozostawieniu aktywów węglowych w Grupie PGE

Obszar ryzyka	Nazwa ryzyka	Poziom/ Perspektywa ryzyka	Działania mitygujące i narzędzia służące zarządzaniu ryzykiem
	Walutowe – wynikające z niekorzystnego wpływu wahań kursów walutowych na przepływy pieniężne GK PGE denominowane w walucie innej niż waluta krajowa.		płynności jest związane z cyklicznym średnioterminowym i długoterminowym przygotowywaniem i aktualizowaniem prognoz i planów finansowych GK PGE, pozwalających na zaplanowanie przepływów i płynności finansowej GK PGE w dłuższej perspektywie. Pozwala to na uprzednie dostosowanie planów inwestycyjnych GK PGE i kosztów Grupy do oczekiwanych i planowanych wartości. Dodatkowo, w celu zminimalizowania możliwości wystąpienia zakłóceń przepływów środków pieniężnych oraz ryzyka utraty płynności PGE S.A. dywersyfikuje źródła finansowania oraz ich pozyskanie pod przyszłe rozliczenia GK PGE. W zakresie ryzyka walutowego i stopy procentowej Grupa PGE przyjęła wewnętrzne zasady zarządzania tymi ryzykami. Spółki z Grupy PGE zawierają transakcje pochodne w zakresie instrumentów opartych o stopę procentową i/lub walutę (IRS, CCIRS, FX Forward) wyłącznie w celu zabezpieczenia zidentyfikowanej ekspozycji na ryzyka. Obowiązujące regulacje nie pozwalają, w zakresie transakcji pochodnych opartych o stopę procentową i walutę, na zawieranie transakcji spekulacyjnych, czyli takich, które miałyby na celu generowanie dodatkowych zysków, wynikających ze zmian poziomu stóp procentowych i zmiany kursów walutowych, jednocześnie narażając Grupę na ryzyko poniesienia ewentualnej straty z tego tytułu.

3.2. Ryzyka długoterminowe

GK PGE nie koncentruje się wyłącznie na ryzykach związanych z bieżącą działalnością, ale także na ryzykach długoterminowych oraz ryzykach wynikających z obszarów ESG.

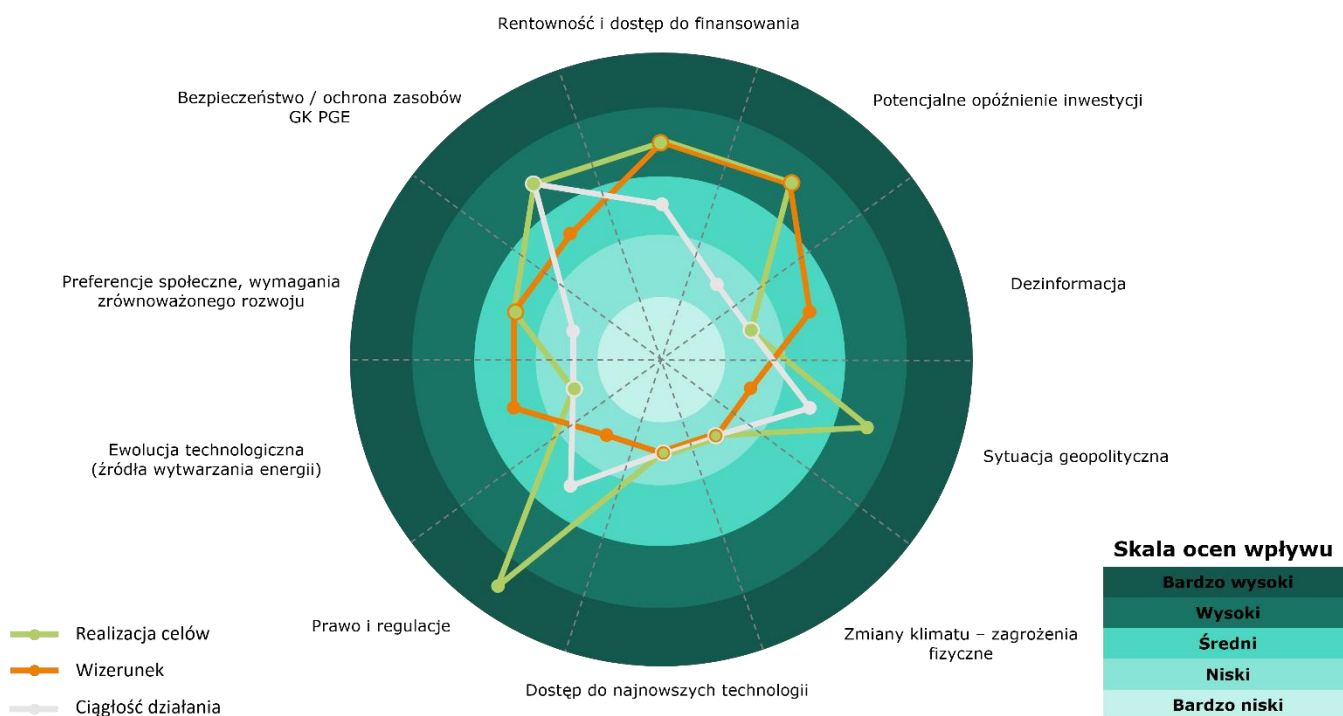
Przedmiotem oceny są wyzwania i zagrożenia, jakie mogą pojawić się przed Grupą PGE w ciągu najbliższej dekady. Każde z ryzyk długoterminowych oceniane jest pod względem jego wpływu na realizację celów biznesowych, wizerunek firmy oraz ciągłość działania. Przedstawiony wynik jest dominantą (wartością najczęściej występującą w wynikach) z tych trzech aspektów. Działanie to pozwala na przygotowanie się do pojawiających się wyzwań i zabezpieczenie długoterminowego rozwoju Grupy.

Poniżej przedstawiono obszary, w których zidentyfikowano możliwe wyzwania i zagrożenia dla GK PGE w perspektywie najbliższej dekady:

OBSZARY RYZYK DŁUGOTERMINOWYCH

- **Rentowność i dostęp do finansowania** – ryzyko braku możliwości utrzymania wiodącej pozycji Grupy Kapitałowej PGE spowodowane utrzymywaniem nierentownych aktywów węglowych i ograniczeniem możliwości inwestycyjnych.
- **Potencjalne opóźnienie inwestycji** - ryzyko związane z wystąpieniem potencjalnego opóźnienia w realizacji kluczowych inwestycji.
- **Dezinformacja** - ryzyko, że zastosowanie „fake newsów” zagrozi funkcjonowaniu GK PGE.
- **Sytuacja geopolityczna** - ryzyko zmiany czynników geopolitycznych (polityka UE, rozbieżność interesów, konflikty polityczne – wojny, migracje, recesja, stagnacja, inflacja), powodujące ograniczony dostęp do surowców produkcyjnych (gaz) wykorzystywanych przez GK PGE.
- **Zmiany klimatu – zagrożenia fizyczne** - fizyczne ryzyka klimatyczne związane z częstotliwością występowania ekstremalnych warunków atmosferycznych, w wyniku których mogą zostać uszkodzone składniki majątku GK PGE, oraz zmiany klimatu mające wpływ na zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło.
- **Dostęp do najnowszych technologii** – lokalizacja na rynku objętym restrykcjami w imporcie nowoczesnych chipów GPU, ogranicza możliwości wykorzystania potencjału sztucznej inteligencji.
- **Prawo i regulacje** - ryzyko związane ze zmianami systemu prawnego i niepewnością otoczenia regulacyjnego, w tym m.in. co do przyszłego kształtu systemów wsparcia, obciążeń regulacyjnych wynikających z wymogów środowiskowych mających wpływ na GK PGE.
- **Ewolucja technologiczna (źródła wytwarzania energii)** - ryzyko, że zmiany technologiczne doprowadzą do korekty na rynku energii w zakresie sposobów jej wytwarzania.
- **Preferencje społeczne, wymagania zrównoważonego rozwoju** - ryzyko, że preferencje społeczne w zakresie oczekiwań klienta masowego, oceny atrakcyjności pracodawcy oraz opinia społeczna będą negatywnie oddziaływać na Grupę PGE.
- **Bezpieczeństwo / ochrona zasobów GK PGE** - ryzyko, że sytuacja międzynarodowa będzie negatywnie wpływać na bezpieczeństwo fizyczne i cyberbezpieczeństwo zasobów Grupy PGE. Możliwe ataki na infrastrukturę krytyczną.

Wykres: Mapa ryzyk długoterminowych.



Źródło: Opracowanie własne

Umieszczenie na mapie ryzyk na podstawie oceny poziomu istotności przedstawia wpływ danego ryzyka na trzy aspekty działania:

- realizacja celów biznesowych,
- wizerunek firmy,
- ciągłość działania.

3.3. Ryzyka ESG

Grupa Kapitałowa PGE ma świadomość wpływu swojej działalności na klimat, jak również zagrożeń płynących ze zmian klimatycznych dla działalności Grupy. Ta współzależność generuje zarówno ryzyka jak i szanse rozwoju, dlatego też zrozumiałe są oczekiwania interesariuszy w zakresie raportowania wpływu działalności na klimat jak również zależności od niego, uznając zarządzanie ryzykiem klimatycznym za kluczowy element zarządzania strategicznego, z bezpośrednim wpływem na aspekty finansowe. Grupa Kapitałowa PGE podjęła szereg działań ukierunkowanych na osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku. Koncentrując się nie tylko na zagrożeniach, ale również na szansach, zwiększa swoją odporność oraz możliwość pozyskania zrównoważonych przychodów.

Grafika: Wzajemne zależności między ryzykiem ESG a działalnością Grupy PGE.



GK PGE zintensyfikowała działania mające na celu spełnienie wymogów regulacyjnych, zarówno krajowych jak i europejskich. Za 2024 rok zostało przygotowane Oświadczenie dotyczące zrównoważonego rozwoju, którego formalną podstawą jest Dyrektywa CSRD¹⁸, Europejskie Standardy Sprawozdawczości w zakresie zrównoważonego rozwoju (ESRS) oraz Ustawa o Rachunkowości. Oświadczenie dotyczące zrównoważonego rozwoju ujęte jest w ramach Sprawozdania Zarządu z działalności PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A. oraz Grupy Kapitałowej PGE za rok 2024.

ISTOTNOŚĆ FINANSOWA

Dyrektywa CSRD nakłada na duże podmioty, takie jak PGE, obowiązek przeprowadzenia badania podwójnej istotności, której wyniki determinują zakres raportowania zrównoważonego rozwoju w całej Grupie Kapitałowej.

Grafika: Proces podwójnej istotności



Proces oceny ryzyk ESG i analizy istotności finansowej stanowi jeden z dwóch etapów analizy podwójnej istotności. W PGE realizowany jest w cyklu rocznym, z zaangażowaniem osób odpowiedzialnych za koordynację działań w ramach poszczególnych segmentów działalności GK PGE. Metodyka procesu opiera się

¹⁸ CSRD (Corporate Sustainability Reporting Directive) - Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju.

o Europejskie Standardy Sprawozdawczości w zakresie zrównoważonego rozwoju (ESRS). Ocenie podlegają wszystkie obszary związane z ochroną środowiska, odpowiedzialnością społeczną i ładem korporacyjnym, w tym transformacyjne ryzyka klimatyczne związane z prawem, technologią i reputacją. Ryzyka ESG w niniejszym procesie rozumiane są jako zagrożenia (zdarzenia powodujące wzrost kosztów / spadek przychodów) i szanse (zdarzenia powodujące spadek kosztów / wzrost przychodów).

Na proces oceny ryzyk ESG składają się następujące etapy:

Etap I – Identyfikacja zagrożeń i szans ESG – przy wykorzystaniu dostępnych źródeł danych, w tym wyników procesu zarządzania ryzykiem korporacyjnym oraz wiedzy eksperckiej przedstawicieli segmentów biznesowych, identyfikowane są zagrożenia i szanse dla poszczególnych jednostek tematycznych zrównoważonego rozwoju. Oceniany jest zakres, w jakim aktywa i działalność gospodarcza GK PGE mogą być narażone i są wrażliwe na zidentyfikowane ryzyka ESG.

Etap II – Wycena finansowa zagrożeń i szans ESG – dla zidentyfikowanych ryzyk ESG w poszczególnych jednostkach tematycznych zrównoważonego rozwoju, oceniane są: prawdopodobieństwo wystąpienia oraz potencjalny skutek finansowy. Prawdopodobieństwo oceniane jest w 5 stopniowej skali (od znikomego do bardzo wysokiego), natomiast skutek finansowy materializacji szacowany jest z dokładnością do 1 mln PLN w odniesieniu do wpływu na przychody / koszty. Wycena prowadzona jest dla trzech perspektyw czasowych: krótkoterminowej, średnioterminowej i długoterminowej.

Etap III – Wyliczenie progów dla oceny skutku finansowego – PGE S.A. kalkuluje progi dla oceny skutku finansowego, które następnie wykorzystywane są do odcięcia poziomu istotności dla ryzyk ESG w GK PGE.

Etap IV – Agregacja wyceny finansowej zagrożeń i szans ESG na poziomie GK PGE – otrzymane wyniki są weryfikowane i agregowane względem ustalonych progów dla oceny skutku finansowego oraz dodatkowej jakościowej oceny dla pozycji istotnych z perspektywy Grupy. Wyniki procesu oceny ryzyk ESG oraz istotności finansowej są następnie przedmiotem posiedzeń Komitetów: Ryzyka oraz ds. Zrównoważonego Rozwoju, a także akceptacji Zarządu PGE S.A. Proces zarządzania istotnymi zagrożeniami i szansami ESG jest obecnie wdrażany w GK PGE, z wykorzystaniem doświadczeń ogólnego procesu zarządzania ryzykiem.

Wyniki procesu oceny ryzyka ESG i analizy istotności finansowej publikowane są w Oświadczeniu dotyczącym zrównoważonego rozwoju, które od 2024 roku stanowi część Sprawozdania Zarządu z działalności PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A. oraz Grupy Kapitałowej PGE.

BADANIE CDP

W 2024 roku Grupa PGE po raz kolejny wzięła udział w międzynarodowym badaniu CDP (<https://www.cdp.net/en>), dotyczącym wpływu firmy na środowisko. W odpowiedzi na zapytania globalnych inwestorów przeanalizowano wpływ działalności na klimat, zasoby wodne i leśne, pod kątem zarówno ryzyka, jak i szans z nim związanych. Na każdą działalność gospodarczą oddziałują dwa typy ryzyk klimatycznych:

- ryzyka fizyczne, związane z fizycznymi skutkami zmian klimatu, tj. realnymi zagrożeniami w postaci ekstremalnych zjawisk pogodowych, suszy, powodzi,
- ryzyka związane z transformacją (tzw. transformacyjne / przejścia) w kierunku gospodarki niskoemisyjnej i odpornej na zmiany klimatu, które dotyczą spełnienia wymogów prawnych, wdrożenia nowych technologii czy też wpływu na reputację firmy.

Z biznesowego punktu widzenia, istnieje współzależność między ryzykiem i możliwościami związanymi z klimatem. Działania zmierzające do mitygacji zmian klimatu i przystosowania do ich skutków, dostarczają jednocześnie nowych możliwości i szans na rozwój działalności.

Tabela: Szanse związane z klimatem w Grupie PGE.

Obszar	Przykład
Nowe źródła energii	Inwestycja w morskie farmy wiatrowe
Nowe produkty	Rozbudowa portfolio produktowego o inicjatywy PRO EKO - produkty wpisujące się w niskoemisyjne systemy ogrzewania

Tabela: Zagrożenia związane z klimatem w Grupie PGE.

Obszar	Przykład
Działalność operacyjna	Ekstremalne zjawiska pogodowe lub zmiany warunków klimatycznych, mogące negatywnie wpłynąć na majątek i działalność operacyjną GK PGE.
Emisje CO ₂	Rosnące koszty uprawnień do emisji CO ₂ , co może negatywnie wpłynąć na rentowność jednostek wytwórczych i skrajnie doprowadzić do wstrzymania produkcji w tych jednostkach ze względów ekonomicznych.

Wszystkie powyższe zagadnienia oceniane są pod względem prawdopodobieństwa oraz szacowanej perspektywy czasowej materializacji.

OCENA WPŁYWU FIZYCZNYCH RYZYK KLIMATYCZNYCH NA DZIAŁALNOŚĆ

Globalne ocieplenie, zmieniające się wzorce opadów, podnoszący się poziom mórz oraz ekstremalne zjawiska pogodowe coraz częściej stanowią poważne wyzwanie dla odporności systemów elektroenergetycznych, zwiększając prawdopodobieństwo zakłóceń. Zmiany klimatyczne wpływają bezpośrednio na każdy segment systemu elektroenergetycznego: zarówno potencjał i wydajność wytwarzania, zapotrzebowanie na ogrzewanie i chłodzenie, odporność sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, a także wzorce popytu.

W 2024 roku Grupa PGE po raz kolejny przeprowadziła ocenę kluczowych fizycznych (materialnych) ryzyk klimatycznych – mogących mieć negatywny wpływ na prowadzoną działalność. Świadomość, jak czynniki klimatyczne (przede wszystkim temperatura, opady oraz wiatr) mogą wpłynąć na kluczowe działalności w Grupie, pozwala wesprzeć adaptację do zmian klimatu oraz zwiększyć odporność na zagrożenia klimatyczne.

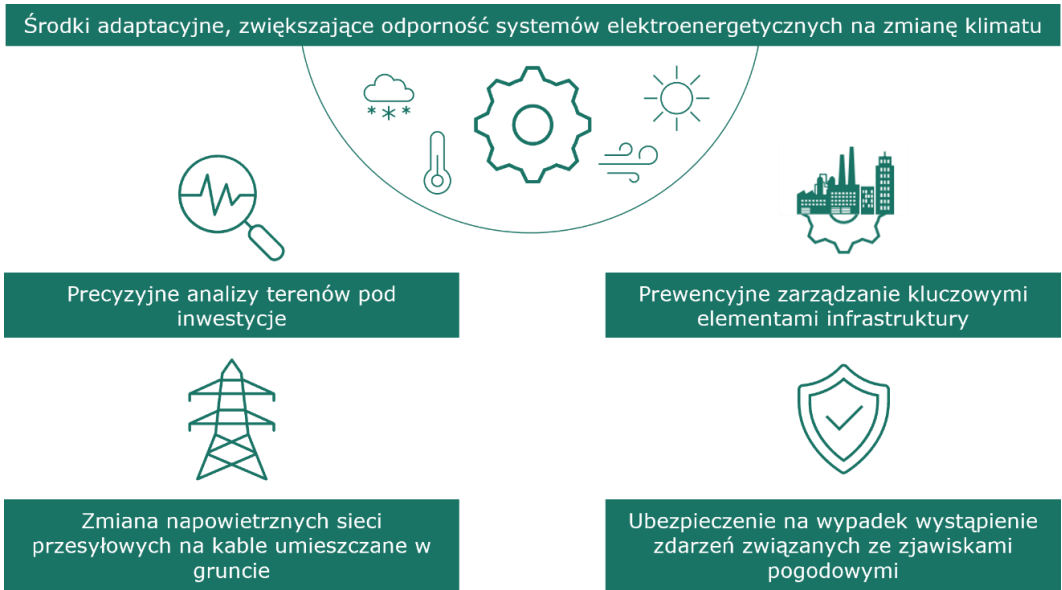
Ocena ryzyka związanego z fizycznymi zagrożeniami klimatycznymi w GK PGE realizowana jest w perspektywie bieżącej oraz długoterminowej, przy zastosowaniu modeli naukowych opisujących możliwe scenariusze klimatyczne.

Tabela: Scenariusze klimatyczne.

Scenariusz	Rodzaj scenariusza	Założenia	Wzrost temperatury globalnej	Wpływ ryzyka
RCP 4.5	optymistyczny	wprowadzanie nowych technologii w celu uzyskania wyższej niż obecnie redukcji emisji gazów cieplarnianych	2,5°C	niski/średni
RCP 8.5	pesymistyczny	utrzymanie aktualnego tempa wzrostu emisji gazów cieplarnianych, w formule „business as usual”	4,5°C	niski/średni

Przeprowadzona ocena wykazała niski bądź średni wpływ ryzyk związanych z fizycznymi zagrożeniami klimatycznymi na kluczowe działalności w Grupie w 2024 roku. Wdrożenie i ciągłe doskonalenie środków adaptacyjnych opracowanych w GK PGE istotnie wpływa na wyniki procesu, pokazując że zrealizowane działania zwiększyły odporność Grupy na fizyczne ryzyka klimatyczne.

Wykres: Środki adaptacyjne w GK PGE.



4. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

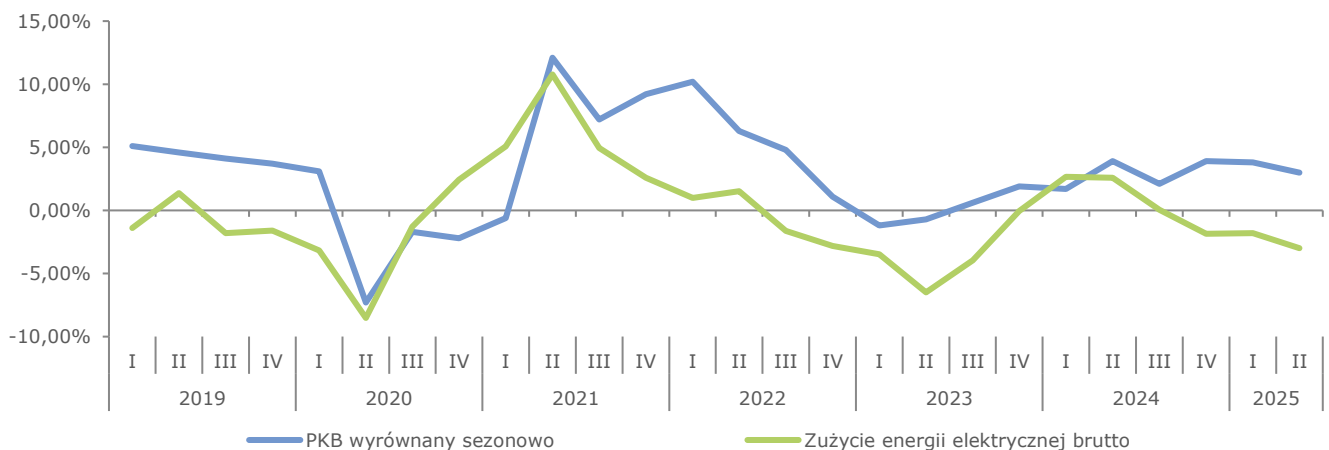
4.1. Otoczenie makroekonomiczne

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 I półroczu 2025 roku utrzymywała się tendencja spadku zapotrzebowania. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w I kwartale spadło o 1,8%, w II kwartale spadło o 3%, a za okres od stycznia do czerwca spadło o 2,36% r/r. Spadek ten związany był ze wzrostem generacji z fotowoltaiki wśród prosumentów. PKB wyrównany sezonowo charakteryzował się tendencją wzrostową. Wspomniany wskaźnik wzrósł w pierwszym kwartale 2025 roku o 3,8%, natomiast w drugim kwartale o 3%. Duże znaczenie na stopień wzrostu gospodarczego mają pierwsze efekty realizacji programów inwestycyjnych związanych z Krajowym Planem Odbudowy. Można spodziewać się, że oddawanie do eksploatacji bardziej złożonych inwestycji finansowanych ze środków europejskich może w przyszłości mieć wpływ na poziom zapotrzebowania na energię elektryczną.

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

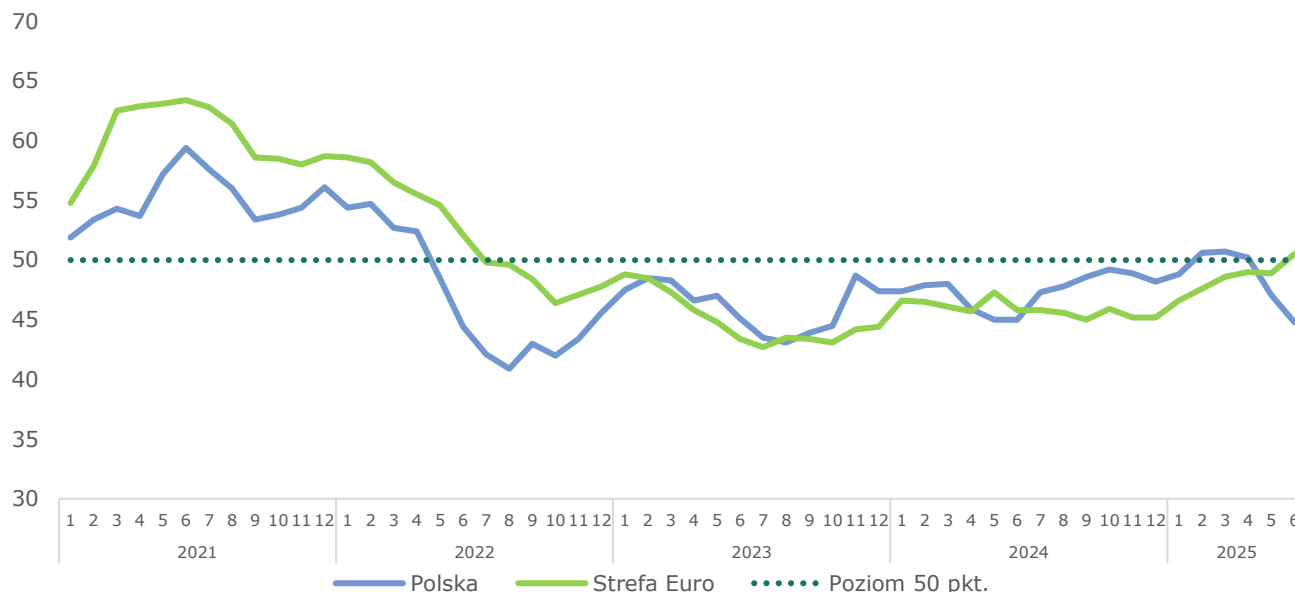


Źródło: GUS, PSE S.A.

Średni wskaźnik PMI dla polskiego sektora przemysłowego w pierwszej połowie 2025 roku wyniósł 48,7 pkt, co oznacza poprawę o 2,17 pkt względem analogicznego okresu w 2024 roku, jednak nadal pozostaje poniżej progu ekspansji. W maju i czerwcu 2025 roku nastąpiło wyraźne pogorszenie koniunktury. PMI spadł odpowiednio do 47,1 pkt i 44,8 pkt. Powodem spadku były słabsze warunki rynkowe, szczególnie w sektorach motoryzacyjnym, energetycznym i budowlanym. Należy również podkreślić, iż w analizowanym okresie nie odnotowano znaczącego impulsu inwestycyjnego. Prognozy dla przemysłu na drugą połowę 2025 roku osiągnęły najniższy poziom od początku roku, choć część firm liczy na poprawę dzięki funduszom z Krajowego Planu Odbudowy.

Odwrotna sytuacja jest w Strefie Euro. W czerwcu 2025 roku wskaźnik PMI dla przemysłu w Strefie Euro wzrósł nieznacznie do 49,5 pkt z 49,4 pkt w maju, osiągając najwyższy poziom od 34 miesięcy. Średni wskaźnik w I połowie 2025 roku wyniósł 48,5 pkt (wzrost o 2,2 pkt r/r). Wzrost ten był napędzany głównie przez poprawę produkcji.

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



Źródło: Market Economics

4.2. Otoczenie rynkowe

4.2.1. Sytuacja w Krajowym Systemie Energetycznym

Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (TWh).

	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Krajowe zużycie energii elektrycznej, w tym:	83,31	85,33	-2%
Elektrownie wiatrowe	12,34	12,81	-4%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu kamiennym	34,46	34,91	-1%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu brunatnym	17,07	17,35	-2%
Elektrownie zawodowe ciepłne gazowe	8,92	7,36	21%
Saldo wymiany zagranicznej ¹	-1,11	2,12 ¹	-
Pozostałe (wodne, inne odnawialne)	11,63	10,78	8%

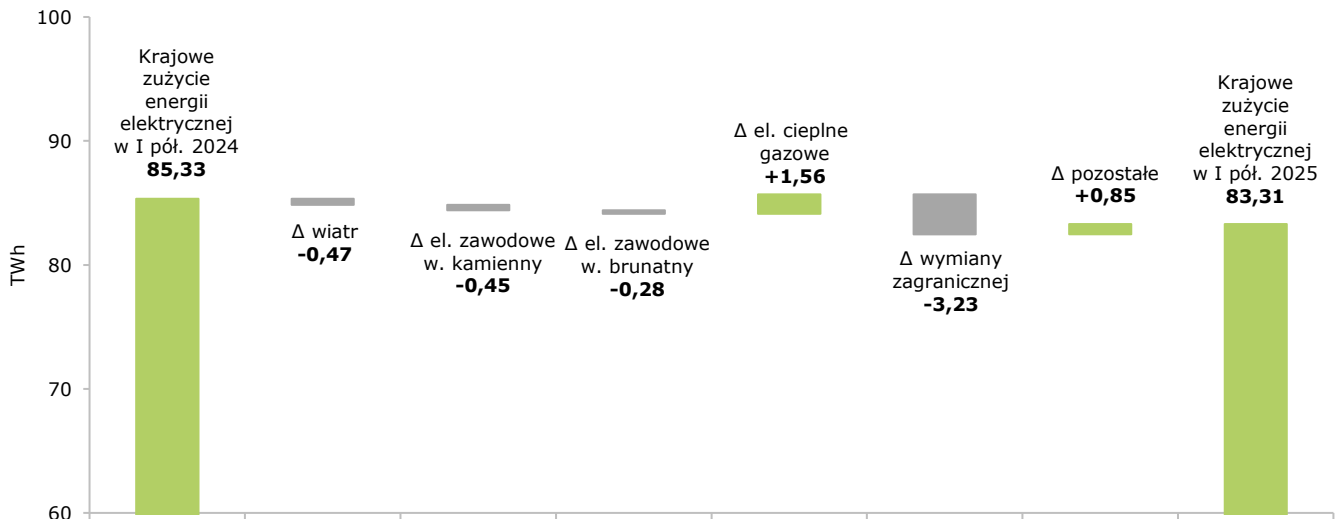
Źródło: Na podstawie danych PSE S.A.

¹ Dane skorygowane w wyniku korekty PSE S.A.

I półrocze 2025 roku

W I półroczu 2025 roku krajowe zużycie energii elektrycznej spadło o 2,02 TWh, co było głównie efektem wyższej generacji z elektrowni fotowoltaicznych. Na skutek pogorszenia warunków wietrznych, generacja wiatrowa spadła o 0,47 TWh w porównaniu do analogicznego okresu w ubiegłym roku. W I półroczu 2025 roku Polska była per saldo eksporterem energii, z kolei w ubiegłym roku kierunek wymiany był odwrotny. Tym samym odnotowano zmianę poziomu salda wymiany zagranicznej (-3,23 TWh r/r). Odnotowano spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (-0,45 TWh), spadek produkcji na węglu brunatnym (-0,28 TWh) oraz wzrost produkcji na gazie (+1,56 TWh). Dla pozostałych źródeł odnotowano wzrost generacji (+0,85 TWh), w tym przede wszystkim elektrowni PV z uwagi na wzrost mocy zainstalowanej.

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



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

Sytuacja w KSE w Polsce bezpośrednio wpływa na działalność operacyjną GK PGE. W I półroczu 2025 roku Grupa PGE odnotowała spadek produkcji dla jednostek opartych o węgiel kamienny o 1,30 TWh (-14% r/r) oraz o węgiel brunatny o 0,52 TWh (-3% r/r). Jednocześnie wzrosła generacja z jednostek opartych o paliwo gazowe o 2,01 TWh (+81% r/r), co było spowodowane przyrostem zainstalowanych mocy.

4.2.2. Ceny energii elektrycznej - rynek krajowy

Tabela: Rynek Dnia Następnego (RDN).

Rynek/miara	Jedn.	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	435	389	12%
RDN – wolumen obrotu	TWh	23,41	23,49	0%

Źródło: Dane TGE, obejmujące średnioważone miesięczne ceny BASE.

Tabela: Wybrane czynniki cenotwórcze wpływające na notowania RDN.

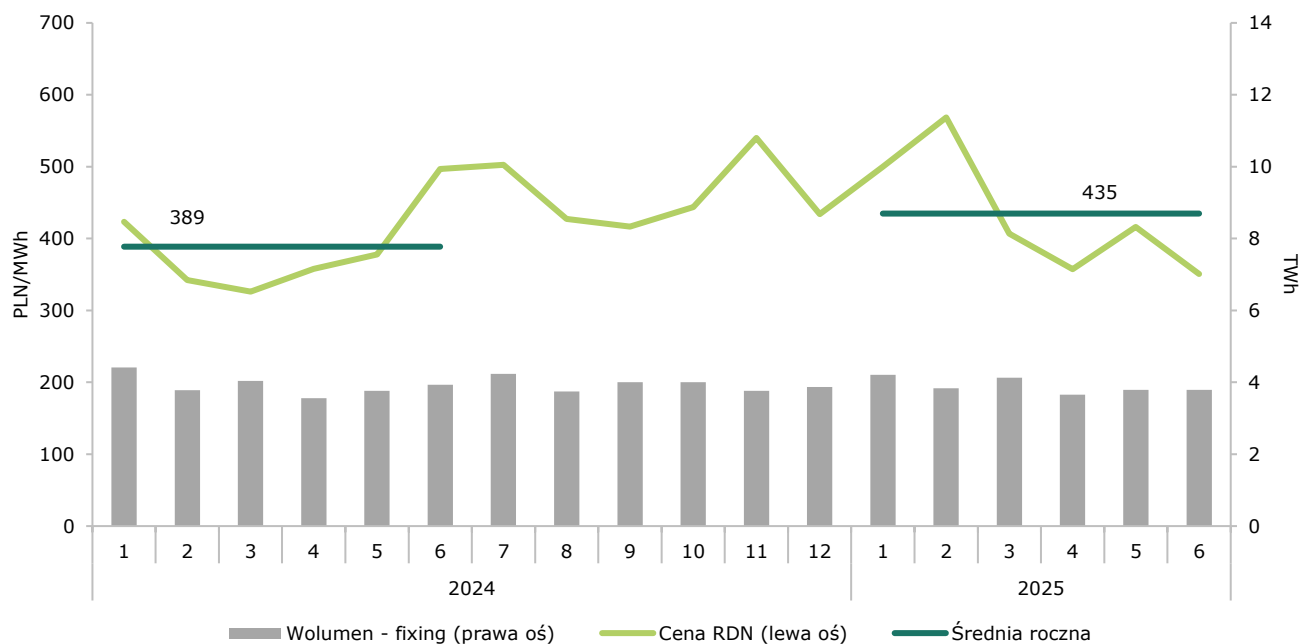
Czynnik	Jedn.	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Uprawnienia CO ₂ ¹⁹	EUR/t	72,30	65,33	11%
Węgiel kamienny PSCMI-1	PLN/GJ	16,43	22,78	-28%
Generacja wiatrowa KSE	TWh	12,34	12,81	-4%
Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE	%	15%	15%	
Wskaźnik: wymiana zagraniczna/zużycie KSE	%	-	2%	

W I półroczu 2025 roku średnia cena energii na RDN wyniosła 435 PLN/MWh i była o 12% wyższa od średniej ceny (389 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 I półroczu 2025 roku kształtował się na poziomie 16,43 PLN/GJ, tj. o 28% r/r niższym niż w okresie bazowym.

¹⁹ Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

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



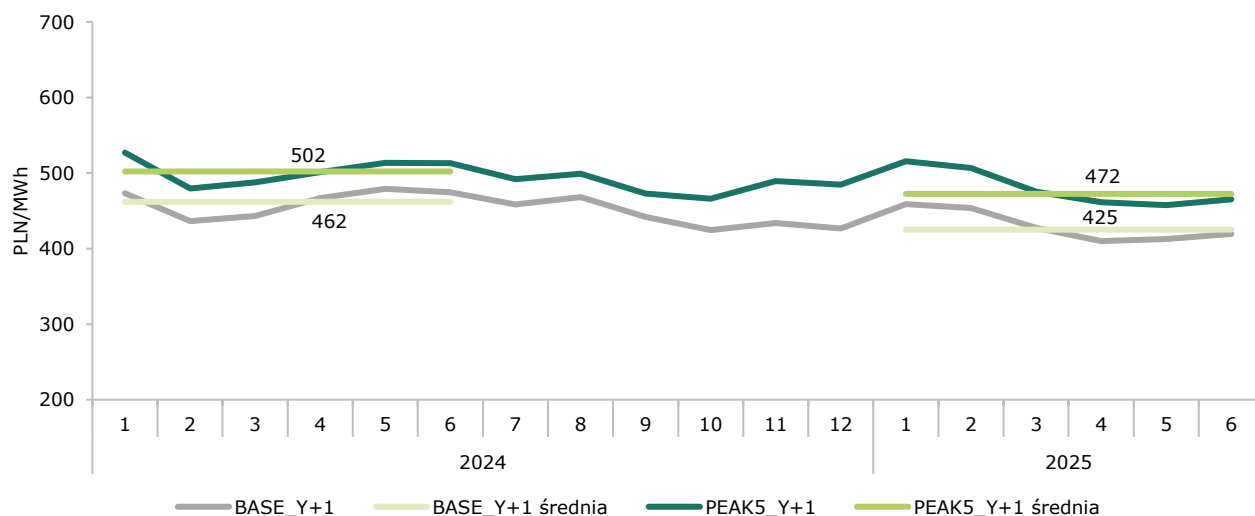
Źródło: Dane TGE, obejmujące średnioważone miesięczne ceny BASE.

Tabela: Rynek Transakcji Terminowych (RTT).

Rynek/miara	Jedn.	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	425	462	-8%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	11,90	16,62	-28%
PEAK5 Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	472	502	-6%
PEAK5 Y+1 – wolumen obrotu	TWh	1,81	2,21	-18%

Ceny energii na RTT w I półroczu 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 ciał przez USA.

Wykres: Średnie miesięczne notowania na RTT w latach 2024–2025 (TGE).²⁰

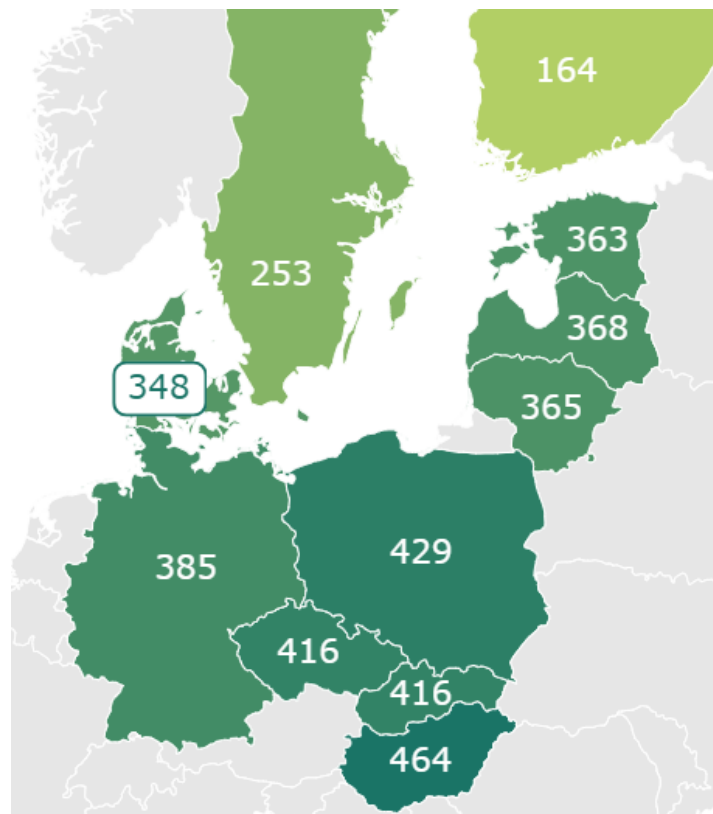


²⁰ Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następny (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.

4.2.3. Ceny energii elektrycznej - rynek międzynarodowy

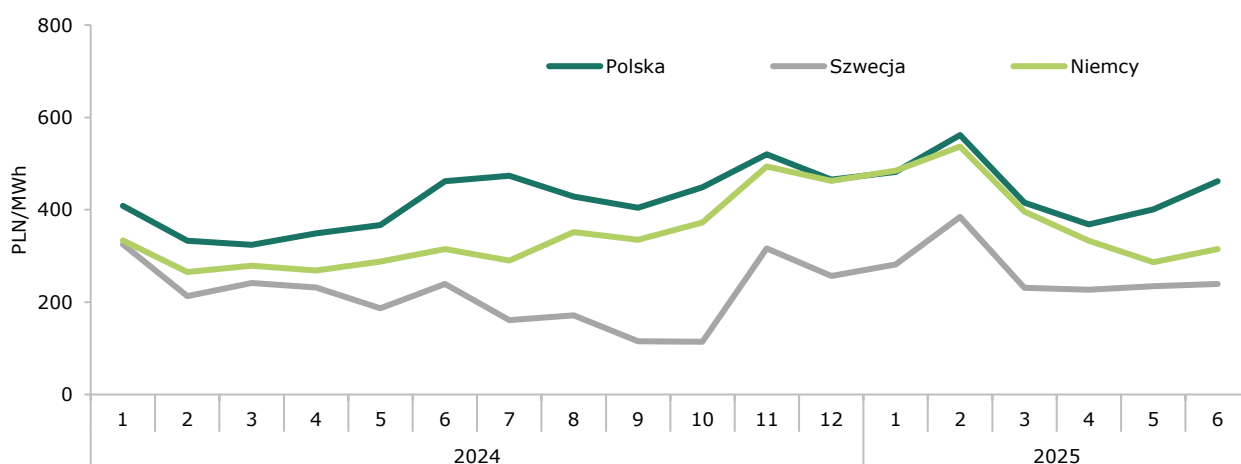
RYNEK HURTOWY (PORÓWNANIE RYNKÓW DNIA NASTĘPNEGO)

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w I półroczu 2025 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,23).



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

Wykres: Ceny energii na RDN.

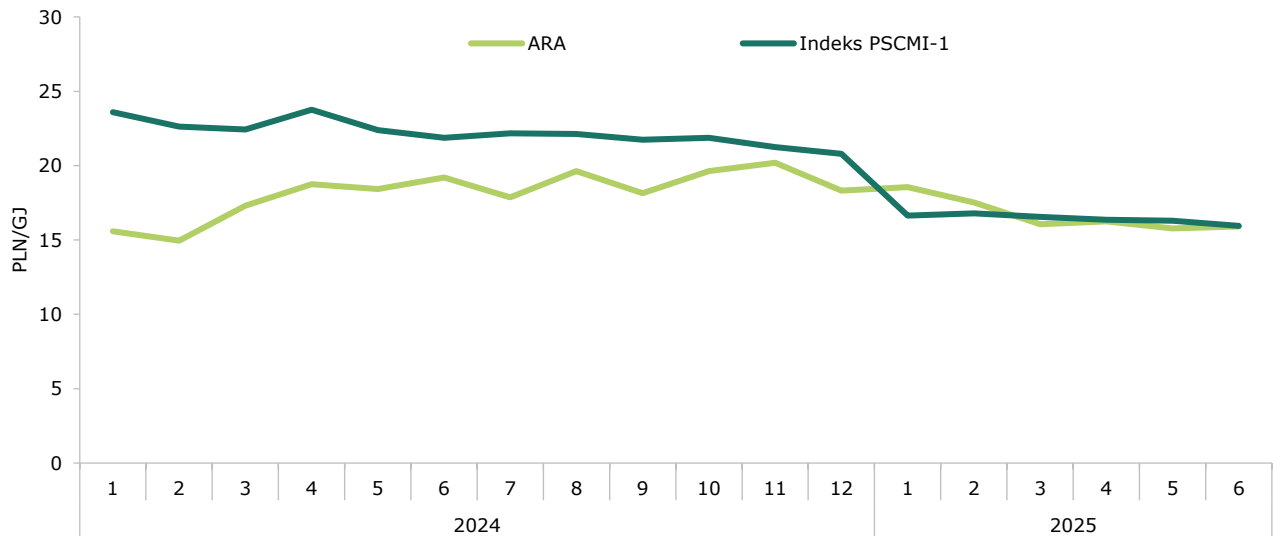


Źródło: TGE, EEX, Nordpool

W I półroczu 2025 roku największy wzrost cen r/r odnotowano na Węgrzech (+143 PLN/MWh), w Czechach (+110 PLN/MWh) oraz w Niemczech (+94 PLN/MWh), z kolei spadki cen odnotowano w Finlandii (-79 PLN/MWh). Zróżnicowanie cen energii wynika z wyższego udziału odnawialnych źródeł energii w miksie wytwórczym oraz z sytuacji na rynkach produktów powiązanych. Rozpiętość cenowa pomiędzy Polską a sąsiadującymi państwami wynika również z różnic w cenach realizowanych kontraktów na węglu oraz gazie

ziemnym w kraju i za granicą. Powodem spadku cen jest zmiana sytuacji rynkowej, głównie wzrost udziału OZE w generacji.

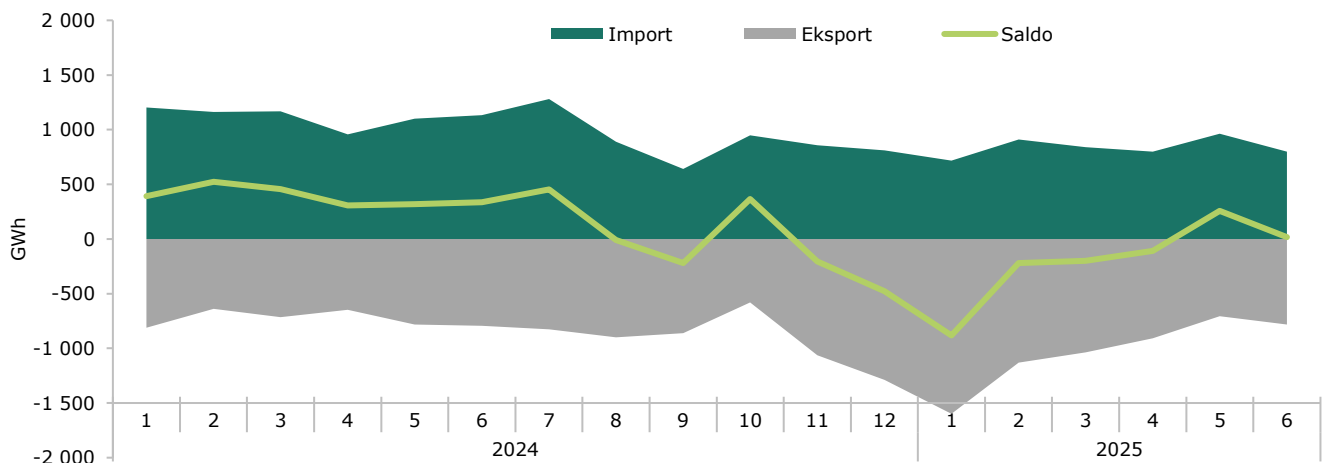
Wykres: Indeksy węglowe ARA vs PSCMI-1²¹.



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

WYMIANA HANDLOWA

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

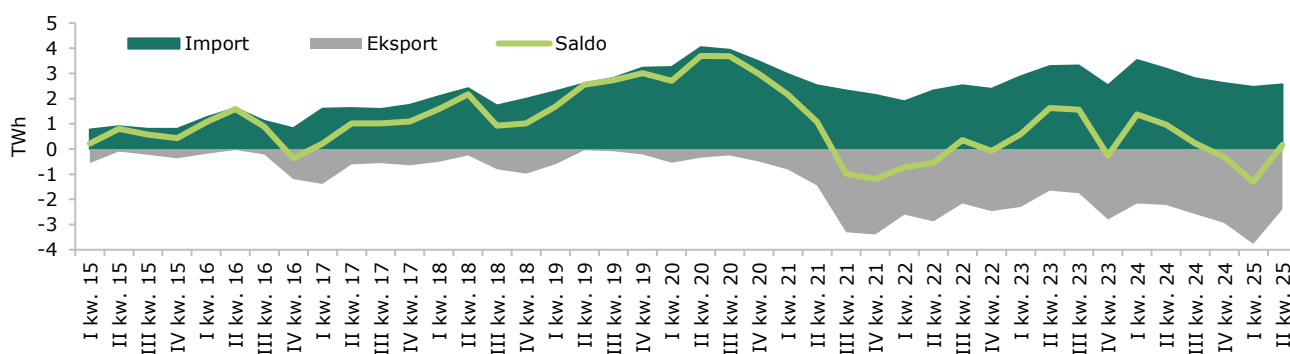


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

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

²¹ Porównanie ma charakter ilustracyjny. Indeksy ARA i PSCMI-1 różnią się metodologią: m.in. indeks ARA zawiera koszty ubezpieczenia i dostawy. PSCMI-1 – jest indeksem typu loco kopalnia, bez kosztów ubezpieczenia oraz kosztów dostawy. Inne są także standardy kaloryczności (ARA – 25,12 GJ/t vs. kaloryczność PSCMI-1 w przedziale 20-24 GJ/t). Ilustracja ma na celu porównanie trendu a nie absolutnego poziomu. Na potrzeby ilustracji indeks ARA przeliczony z USD/t na PLN/GJ.

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



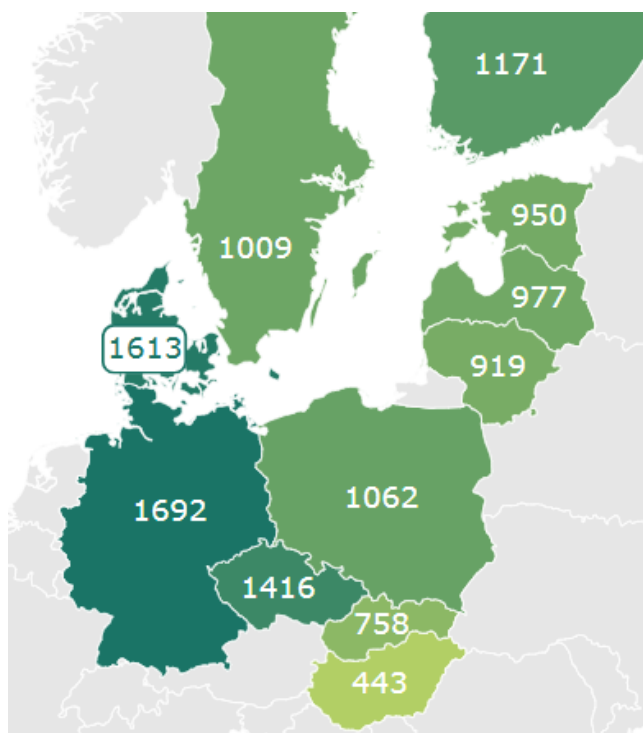
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

W I półroczu 2025 roku Polska była eksporterem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej było ujemne i wyniosło 1,1 TWh (import 5,0 TWh, eksport 6,1 TWh). Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał eksport do Słowacji (-2,9 TWh), Czech (-1,3 TWh) oraz do Niemiec (-1,2 TWh). Jednocześnie najwięcej importowaliśmy energii elektrycznej z Niemiec (2,0 TWh), ze Szwecji (1,9 TWh) oraz Czech (0,6 TWh).

RYNEK DETALICZNY

Zróżnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w UE zależy głównie od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej, systemu fiskalnego (podatki i opłaty), mechanizmów regulacji oraz systemów wsparcia w poszczególnych państwach. W II półroczu 2024 roku²² dodatkowe obciążenia (ponad cenę sprzedaży i koszt dystrybucji energii elektrycznej) dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 50% ceny energii elektrycznej. Najwięcej za energię elektryczną płacili Niemcy, dla których dodatkowe obciążenia stanowiły 29% ceny końcowej.

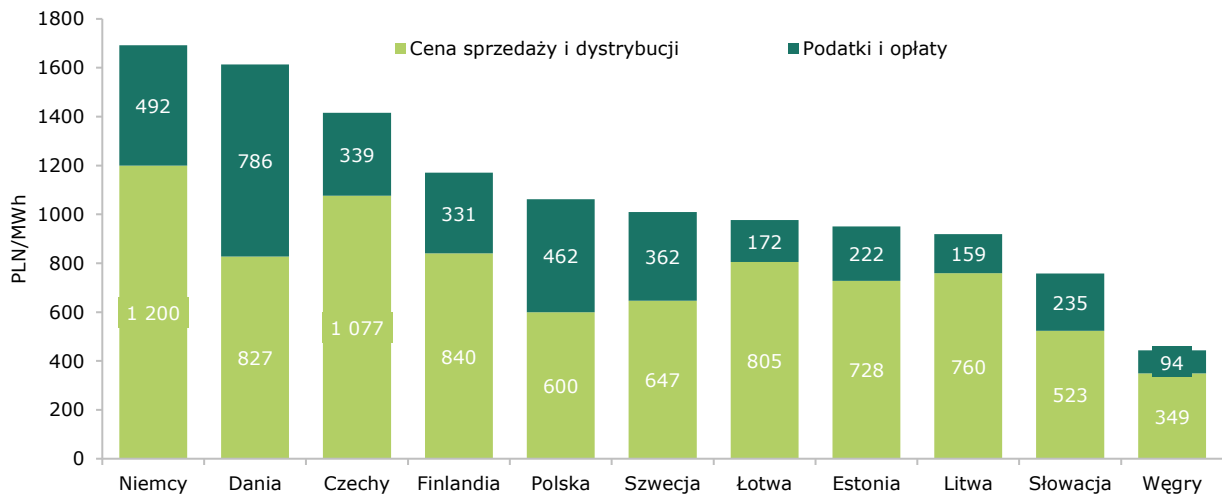
Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2024 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,29 PLN).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

²² Dane Eurostatu dot. rynku detalicznego publikowane są w okresach półrocznych.

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



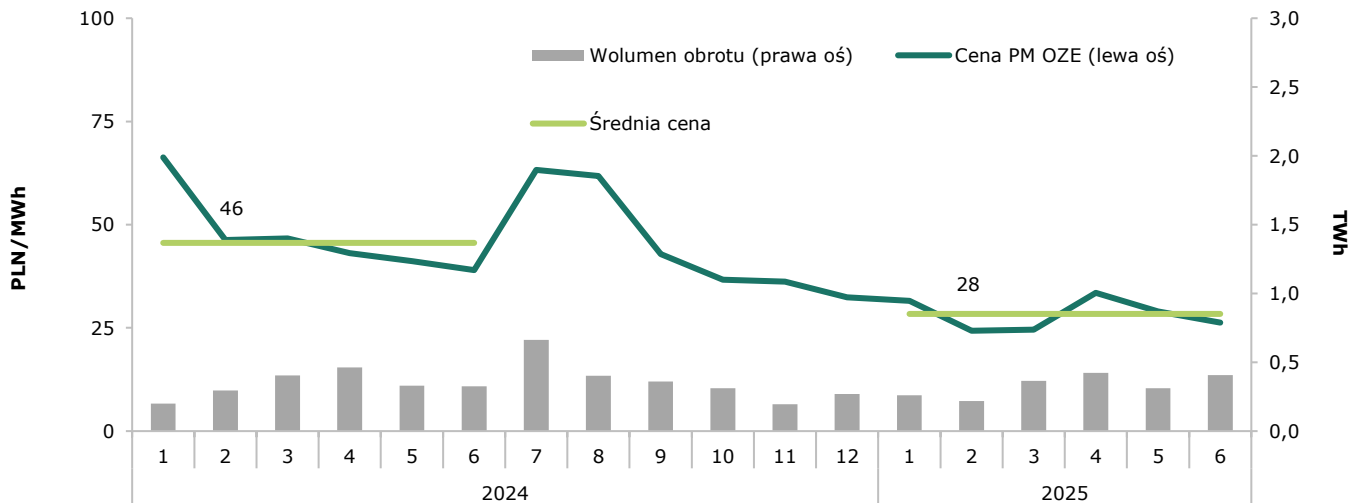
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

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 i rentowność z wykorzystania zapasów. Średnia zrealizowana cena hurtowa energii w I półroczu 2025 roku wyniosła 506 PLN/MWh.

4.2.4. Ceny praw majątkowych

W I półroczu 2025 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks TGEoza) osiągnęła poziom 28 PLN/MWh i była o 39% 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%. Obecnie trwają prace nad wyznaczeniem nowych poziomów obowiązku umorzeń.

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



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE.

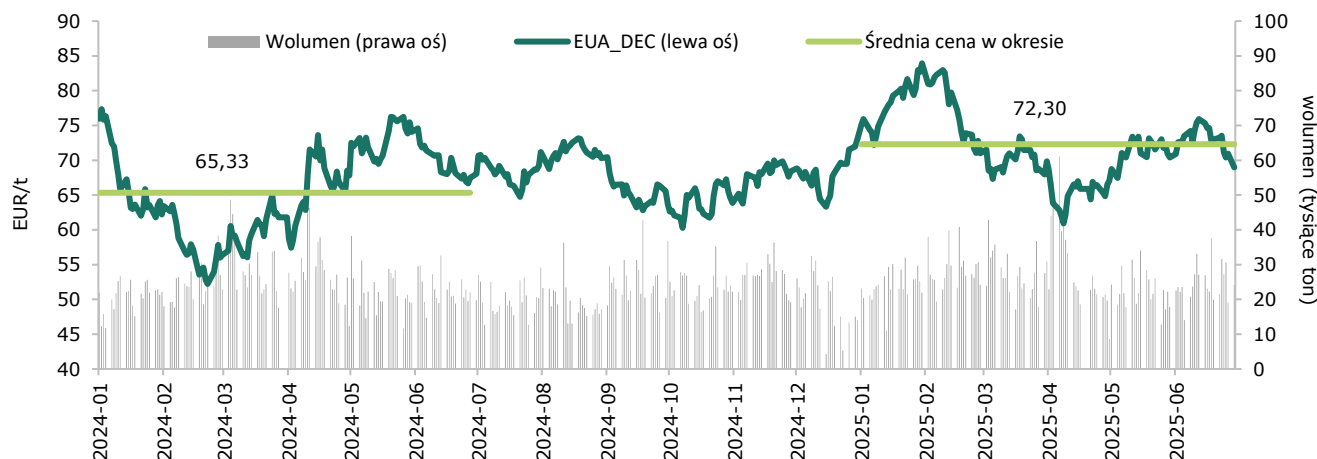
Spadek cen praw majątkowych wpłynął na niższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych OZE w Grupie PGE. Przychody ze sprzedaży praw majątkowych w Grupie PGE spadły r/r o 21 mln PLN (z poziomu 50 mln PLN w I półroczu 2024 roku do 29 mln PLN w I półroczu 2025 roku).

4.2.5. 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). Przy czym ostatnie bezpłatne przydziały uprawnień były przewidziane za realizację zadań inwestycyjnych planowanych na 2019 rok. Oznacza to, że bezpłatny przydział uprawnień dla wytwarzania energii elektrycznej wedle obecnie stosowanej metody zakończył się wraz z wpływem przydziałów za 2019 rok.

W I półroczu 2025 roku, średnia ważona notowań instrumentu wyniosła 72,30 EUR/t i była wyższa (o ok. 11%) od średniej ceny 65,33 EUR/t obserwowanej w I półroczu poprzedniego roku.

Wykres: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla CO₂.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

4.3. Przydział darmowych uprawnień do emisji CO₂

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

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

Zgodnie z wymaganiami prawnymi raporty dotyczące poziomu działalności dla poszczególnych instalacji za 2024 rok zostały przedłożone w terminie do 30 czerwca 2025 roku. Dalsze dostosowanie będzie korygowane w trakcie 2025 roku, tak aby odzwierciedlało wzrosty i spadki w wielkości produkcji wynikające ze zweryfikowanych raportów dotyczących poziomów działalności przedłożonych dla poszczególnych instalacji.

Tabela: Emisja CO₂ (tony).

	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Energia elektryczna i ciepła	25 914 669	27 339 190	-5%

Tabela: Przydział uprawnień do emisji CO₂ (tony).

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

Od 2020 roku instalacjom należącym do GK PGE nie przysługuje przydział darmowych uprawnień do emisji CO₂ z tytułu wytwarzania energii elektrycznej. Grupa uprawniona jest jedynie do darmowych uprawnień EUA na produkcję ciepła. W 2025 roku ilość przyznanych uprawnień do emisji CO₂ wyniosła ok. 554 tys. ton.

4.4. 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.

4.4.1. Krajowe otoczenie regulacyjne

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	Ustawa o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw.	Głównym celem ustawy jest dokonanie zmian w dotychczasowym modelu tworzenia oraz utrzymywania zapasów strategicznych gazu ziemnego. Regulacja nakłada na Rządową Agencję Rezerw Strategicznych wyłączny obowiązek tworzenia oraz utrzymywania zapasów strategicznych gazu ziemnego, a podmioty zobowiązane będą ponosiły koszt ich utrzymywania poprzez opłatę gazową.	27 sierpnia 2025 roku Prezydent zawetował ustawę.	Po wejściu w życie przepisów spółki segmentu Ciepłownictwo oraz Energetyka Gazowa będą uiszczać opłatę gazową.
	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska 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.	6 czerwca 2025 roku opublikowano rozporządzenie w Dzienniku Ustaw. Nowe przepisy dotyczące drewna energetycznego wejdą w życie 7 września 2025 roku .	Rozporządzenie wprowadza kryteria jakościowo - wymiarowe drewna wykorzystywanego w sektorze energetycznym. Rozporządzenie ma istotne znaczenie dla sektora Ciepłownictwo.
	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska 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 kluczowe znaczenie dla segmentu Energetyka Odnawialna, ponieważ umożliwi ubieganie się o prawo do pokrycia ujemnego salda w II fazie systemu wsparcia dla MFW.
	Ustawa o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw.	Ustawa aktualizuje zasady lokalizowania elektrowni wiatrowych (dalej: „EW”) na lądzie poprzez zniesienie generalnej zasady 10H ²³ , wprowadzając modyfikację zasad lokalizowania EW od budynków mieszkalnych (500 m) oraz parków narodowych (1500 m) jak również wprowadzenie minimalnej odległości od obszarów natura 2000 obejmujących obszary specjalne ochrony ptaków oraz ochrony siedlisk nietoperzy. Ustawa wprowadza również regulacje: - dotyczące modernizacji istniejących instalacji wiatrowych umożliwiające równoległe procedowanie decyzji uwarunkowaniach środowiskowych oraz planów miejscowych - funduszu partycypacyjnego zamiast mechanizmu udostępnienia co najmniej 10% mocy elektrowni wiatrowej zainteresowanym mieszkańcom korzystającym z wytwarzanej energii w formule prosumenta wirtualnego; - doprecyzowania przepisów regulujących kwestię informacji przekazywanych w rozliczeniach z prosumentami, a także końcowego rozliczania depozytu prosumenckiego w przypadku zmiany sprzedawcy;	21 sierpnia 2025 roku ustawa została zawetowana przez Prezydenta.	Wprowadzane zmiany przyczynią się do rozwoju sektora OZE a tym samym mają korzystny wpływ na inwestycje realizowane przez segment Energetyka Odnawialna. Ustawa ma również istotne znaczenie dla segmentu Obrót, w związku z koniecznością dostosowania się do zmian w zakresie rozliczeń z prosumentami oraz przedłużeniem mrożenia cen, a także dla segmentu Dystrybucji ze względu na regulacje dotyczące przyłączania mikroinstalacji i magazynów energii.

²³Zasada 10H - dziesięciokrotność wysokości elektrowni wiatrowej jako minimalna odległość nowej inwestycji od istniejących zabudowań mieszkalnych i form ochrony przyrody.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
		wprowadzenia wsparcia dla biometanu w instalacjach powyżej 1 MW w formie aukcji;- przedłużenia „mrożenia cen energii” dla gospodarstw domowych do końca 2025 r.		
	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 umożliwiła 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 Ministra Klimatu i Środowiska 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.	22 kwietnia 2025 roku odbyła się konferencja uzgodnieniowa projektu, MKiŚ opublikowało zgłoszone uwagi.	Zmiany przewidziane w projekcie ustawy są korzystne dla segmentu Ciepłownictwo.
	Rozporządzenie Ministra Przemysłu z 24 grudnia 2024 roku zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowego wykazu paliw ciekłych, których wytwarzanie, magazynowanie lub przeładunek, przesyłanie lub dystrybucja, obrót, w tym obrót z zagranicą, wymaga koncesji oraz których przywóz wymaga wpisu do rejestru podmiotów przywożących (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 złożenia wniosku o zmianę koncesji w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie przepisów wprowadzających zmianę wykazu paliw ciekłych.
-	Projekt ustawy o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących oraz niektórych innych ustaw.	Projekt ustawy wprowadza dwie zmiany, które wpływają na proces budowy obiektów energetyki jądrowej, tj.: umożliwienie wydania pozwolenia na budowę inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej, także na taką część zamierzenia budowlanego, która nie może samodzielnie funkcjonować oraz umożliwienie uzyskania przez inwestora pozwolenia na budowę w zakresie wstępnych robót budowlanych.	Konsultacje publiczne zakończyły się 8 stycznia 2025 roku. GK PGE zgłosiła uwagi do przedmiotowego projektu.	Rozwiązania zawarte w projekcie przyspieszą uzyskiwanie niezbędnych zgód oraz pozwoleń związanych z procesem budowy obiektów energetyki jądrowej, zmniejszając tym samym ewentualne ryzyko zmian przyjętego harmonogramu realizacji inwestycji.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	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 Odra 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.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii w MFW oraz niektórych innych ustaw.	Projekt ustawy wprowadza rozwiązania mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawy warunków inwestycyjnych dla projektów MFW. Należy zaliczyć do nich: zmiany w aukcyjnym systemie wsparcia morskiej energetyki wiatrowej, wprowadzenie możliwości otrzymywania rekompensat od Zarządcy Rozliczeń 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 I fazą wsparcia do II fazy, wydłużenie terminu ważności PSzW ²⁴ dla MFW oraz zespołu urządzeń wyprowadzających moc, określenie zasad obliczania rekompensat dla rybaków za utracone korzyści związane z budową, eksploatacją i likwidacją MFW, ponoszenie kosztów związanych z kompensacją negatywnego wpływu MFW na systemy obronności i bezpieczeństwa państwa.	Projekt ustawy z dnia 14 sierpnia 2025 roku został skierowany na Stały Komitet Rady Ministrów. PGE S.A. zgłosiła uwagi w trakcie konsultacji publicznych projektu.	Projekt ma kluczowe znaczenie dla segmentu Energetyka Odnawialna, ze względu na realizowane projekty inwestycyjne dotyczące MFW.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.	Projekt przewiduje wzmocnienie ochrony odbiorców energii elektrycznej oraz wprowadzenie dodatkowych narzędzi zachęcających odbiorców do zwiększenia aktywności na rynku, m.in. prawo do zawarcia przez odbiorcę końcowego więcej niż jednej umowy kompleksowej / sprzedaży energii elektrycznej jednocześnie oraz prawo do zawarcia przez odbiorcę końcowego umowy po stałej cenie energii elektrycznej, obowiązek dostarczenia przez sprzedawcę odbiorcy końcowemu krótkiej informacji o jego prawach oraz kluczowych warunkach umowy, zobowiązanie Prezesa URE do zapewnienia, aby sprzedawcy posiadali strategię ograniczającą ryzyka wynikające ze zmian hurtowych cen energii elektrycznej („strategię zabezpieczającą”), które będzie zatwierdzał Prezes URE w formie decyzji, wprowadzenie dodatkowej ochrony przed wstrzymywaniem dostaw energii elektrycznej odbiorcom dotkniętym ubóstwem energetycznym. Projekt obejmuje również optymalizację rozwiązań w zakresie przyłączy do sieci elektroenergetycznej oraz zawiera regulacje, których celem jest zwiększenie przejrzystości transakcji zawieranych na rynkach energii oraz uszczelnienie mechanizmów służących zapobieganiu manipulacjom na hurtowym rynku energii.	PGE S.A. zgłosiła uwagi w trakcie konsultacji publicznych projektu. MKiŚ opublikowało uwagi zgłoszone do projektu ustawy.	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	Ustawa weszła w życie 11 czerwca 2025 roku , z wyjątkami.	Ustawa ma istotne znaczenie dla segmentów Dystrybucja oraz Obrót ze względu na konieczność zapewnienia niezbędnego czasu na

²⁴ PSzW - pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
		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.		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 Ministra Klimatu i Środowiska 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 mechanizm CBAM ²⁵ , zasady zwrotu nadmiarowo wydanych uprawnień oraz nowelizuje przepisy w zakresie Krajowego systemu wdrażania Funduszu Modernizacyjnego.	PGE S.A. zgłosiła uwagi w trakcie konsultacji publicznych projektu. MKiŚ odniosło się do uwag zgłoszonych w trakcie konsultacji publicznych. Projekt przekazano do rozpatrzenia przez Komitet do Spraw Europejskich	Z uwagi na zakres materii objętej projektem ustawy, projekt ma znaczenie dla segmentów Ciepłownictwo oraz Energetyka Węglowa.
	Ustawa o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki	Ustawa wprowadza:- zmiany w zakresie podstawowej formy wymiany korespondencji prowadzonej pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi, odbiorcami, organami administracji publicznej oraz innymi podmiotami z papierowej na formę elektroniczną;-obowiązek dołączania do rachunku streszczenia kluczowych elementów ceny za energię elektryczną;-rozszerzenie formuły cable pooling;-podniesienie progu koncesjonowania instalacji OZE do 5 MW mocy zainstalowanej elektrycznej;-zwolnienie z pozwolenia na budowę dla instalacji fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej nie większej niż 500 kW – dotyczy wytwarzania energii elektrycznej na własne potrzeby;- przesunięcie terminu publikacji stawek opłaty mocowej na kolejny rok przez Prezesa URE z 30 września na 31 października.	25 sierpnia 2025 roku Prezydent zawetował ustawę	Przepisy ustawy będą miały istotne znaczenie dla segmentów: Obrót, Dystrybucja oraz Energetyka Odnawialna.
	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 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 roku; 2027 roku; oraz 2028 roku) 9% poziom umarzania świadectw pochodzenia- tzw. „zielonych certyfikatów”.	Rozporządzenie weszło w życie 31 sierpnia 2025 roku	Rozporządzenie ma szczególnie znaczenie dla segmentów: Obrót, Energetyka Odnawialna i Energetyka Gazowa
	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska 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 w dniu 6 sierpnia 2025 roku	Rozporządzenie ma znaczenie dla segmentów Energetyka Węglowa i Ciepłownictwo.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu	Projekt ustawy dotyczy przedłużenia obowiązywania mechanizmu ceny maksymalnej za energię elektryczną na kolejny okres tj. od dnia 1 października	Do dnia 21 września 2025 roku trwają	Proponowana zmiana ma wpływ na segment Obrót.

²⁵ CBAM - Carbon Border Adjustment Mechanism (Mechanizm Dostosowywania Cen na Granicach z uwzględnieniem Emisji CO₂) - unijny system mający na celu wyrównanie ceny emisji dwutlenku węgla dla produktów krajowych i importowanych.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w latach 2023-2025.	2025 roku do dnia 31 grudnia 2025 roku. Obecnie mechanizm ma obowiązywać do 30 września 2025 roku.	konsultacje społeczne w ramach parlamentarnego procesu legislacyjnego.	
	Projekt ustawy o bonie ciepłowniczym oraz o zmianie niektórych innych ustaw	Projekt 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 moc; - przedłużenia mrożenia cen energii elektrycznej do końca 2025 roku.	4 września 2025 roku przekazano do rozpatrzenia przez Stały Komitet Rady Ministrów.	Projektowana ustawa wpływa na wynik w zakresie rozliczeń z odbiorcami energii elektrycznej oraz wynikający z jej zastosowania poziom rekompensat. W przypadku przedsiębiorstw ciepłowniczych 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 dnia 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 Ministra Klimatu z dnia 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.

4.4.2. 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.	4 kwietnia 2024 roku opublikowano zmianę rozporządzenia delegowanego dot. zasad przydziału bezpłatnych uprawnień. KE opracowała zmiany rozporządzenia wykonawczego 2019/1842, ustanawiającego zasady stosowania dyrektywy 2003/87/WE w odniesieniu do dalszych ustaleń dotyczących dostosowań przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji ze względu na zmiany w poziomie działalności (określenie metody alokacji dodatkowych uprawnień dla ciepłownictwa). W marcu 2025 roku akt zostały przyjęty. KE przeprowadziła również konsultacje publiczne dot. Funduszu Modernizacyjnego (zakończone 26 maja 2025 roku) oraz Funduszu Innowacyjnego (zakończone 8 lipca 2025 roku). 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. Wzrost kosztów operacyjnych konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Możliwe wsparcie inwestycyjne w ramach Funduszu Modernizacyjnego i Funduszu Innowacyjnego oraz uzyskanie dodatkowej bezpłatnej alokacji uprawnień dla ciepłownictwa systemowego (w tym zapewnienie corocznej alokacji w trakcie realizacji inwestycji).
	Wieloletnie Ramy Finansowe (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 ws. 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.
	Komunikat KE ws. nowych ram pomocy państwa na rzecz wsparcia Czystego Ładu Przemysłowego (Clean Industry State Aid Framework – CISAF).	Poprawa konkurencyjności europejskiego przemysłu, w tym podejmowane działania na rzecz obniżania cen energii.	Komunikat określa zasady udzielania pomocy publicznej przez państwa członkowskie w celu realizacji celów Czystego Ładu Przemysłowego. Finalna wersja komunikatu została przyjęta przez KE 25 czerwca 2025 roku i z tym dniem zaczęła obowiązywać. Publikacja komunikatu w Dzienniku Urzędowym UE miała miejsce 4 lipca 2025 roku .	Poprawa konkurencyjności źródeł odnawialnych, magazynów energii elektrycznej i ciepła.
	Komunikat KE (COM(2024)63) - Europejski cel klimatyczny na rok 2040 i droga do neutralności klimatycznej do roku 2050 (cel na rok 2040).	Wyznaczenie celu pośredniego na drodze do osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 roku (zgodnie z wymogiem Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady 2021/1119 w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej - Europejskie prawo o klimacie).	6 lutego 2024 roku KE opublikowała komunikat w sprawie celu na 2040 rok, wynoszący 90% redukcji emisji w porównaniu z 1990 rokiem. Propozycja wniosku legislacyjnego KE dot. implementacji celu 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%) została przedstawiona 2 lipca 2025 roku . Następnie 21 lipca 2025 roku KE rozpoczęła konsultacje publiczne tej propozycji. Zaproponowane zmiany legislacyjne będą musiały zostać przyjęte przez PE oraz Radę.	Szybsza dekarbonizacja i rozwój OZE w perspektywie do 2040 roku. Kluczowe rozwiązania będą zależeć od kształtu legislacji wdrażającej nowy cel.
	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniająca dyrektywy 2006/43/WE, 2013/34/UE, (UE) 2022/2464 i (UE) 2024/1760 w odniesieniu do niektórych wymogów dotyczących	Zmniejszenie obciążeń sprawozdawczych i regulacyjnych, co ma pozwolić firmom skuteczniej przyczynić się do realizacji celów UE w zakresie zrównoważonego rozwoju, jednocześnie zachowując	26 lutego 2025 roku KE opublikowała pierwszy pakiet propozycji, które mają na celu konsolidację, uproszczenie, likwidację niezgodności i uspołnienie 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	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 upraszczając wymogi sprawozdawcze.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju i niektórych wymogów w zakresie należytej staranności przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju (część pakietu Omnibus).	konkurencyjność gospodarki UE.	pod rozporządzeniem o Taksonomii UE. 23 czerwca 2025 roku Rada przyjęła podejście ogólne. 12 czerwca 2025 roku opublikowana została robocza wersja sprawozdania posła-sprawozdawcy w PE. Głosowanie nad tym sprawozdaniem w komisji wiodącej PE JURI planowane jest na połowę października 2025 roku, a głosowanie na posiedzeniu plenarnym PE na drugą połowę października 2025 roku.	Oznaczałoby 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 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).	Przesunięcie daty stosowania CSRD o 2 lata w stosunku do dużych przedsiębiorstw nieobjętych jeszcze tą dyrektywą (nowa data 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.	Dyrektywa 2025/794 została przyjęta w specjalnym trybie przyspieszonego procedowania 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.
	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. 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.	Nowe przepisy dadzą 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.

5. Działalność GK PGE oraz segmentów działalności

5.1. 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 55 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	304,6 tys. km linii dystrybucyjnych	18,4 tys. km linii dystrybucyjnych	-
Moc zainstalowana energia elektryczna/ energia cieplna	2 667 MWe/-	1 366 MWe/-	12 392 MWe/958 MWt	2 698 MWe/6 431 MWt	-	-	-
Wolumeny energii elektrycznej	Produkcja energii elektrycznej netto 1,51 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 2,13 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 19,56 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 4,31 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 18,00 TWh ¹	Dystrybuowana energia elektryczna 2,16 TWh; Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 1,54 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 14,77 TWh ²
Wolumeny energii cieplnej	-	-	Produkcja ciepła netto 1,70 PJ	Produkcja ciepła netto 27,30 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 Dane dotyczą PGE Dystrybucja S.A.

² Dane dotyczą PGE Obrót S.A.

KLUCZOWE DANE OPERACYJNE GK PGE

Tabela: Kluczowe dane operacyjne.

Kluczowe dane operacyjne	Jedn.	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Produkcja energii elektrycznej netto	TWh	27,51	27,51	0%
w tym produkcja OZE	TWh	1,29	1,46	-12%
Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE	TWh	32,60	33,79	-4%
Sprzedaż energii do odbiorców finalnych ¹	TWh	16,29	17,04	-4%
Produkcja ciepła	PJ	29,00	26,94	8%
Sprzedaż ciepła	PJ	28,31	26,35	7%
Dystrybucja energii elektrycznej	TWh	20,16	20,11	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	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
A. Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, w tym:	32,60	33,79	-4%
Sprzedaż do odbiorców finalnych ¹	16,29	17,04	-4%
Sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym	16,31	16,75	-3%
B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)	7,20	8,61	-16%
C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE	27,51	27,51	0%
D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)	2,11	2,33	-9%

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 wyższym pokryciem zapotrzebowania krajowego przez źródła odnawialne. Natomiast niższy zakup na rynku hurtowym to głównie efekt niższej sprzedaży do odbiorców finalnych w PGE Obrót S.A. w segmentach klientów korporacyjnych i dużego biznesu, którzy skłaniają się w kierunku dywersyfikacji źródeł energii, głównie z większym wykorzystaniem OZE.

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej netto (TWh).

Wolumen produkcji	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	27,51	27,51	0%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	14,52	14,99	-3%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	5,04	6,31	-20%
w tym współspalanie biomasy	0,01	0,02	-50%
Elektrownie gazowe	2,13	0,44	384%
Elektrociepłownie węglowe	1,89	1,77	7%
Elektrociepłownie gazowe	2,24	1,98	13%
Elektrociepłownie biomasowe	0,16	0,18	-11%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,02	0,01	100%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,41	0,58	-29%
Elektrownie wodne	0,19	0,27	-30%
Elektrownie wiatrowe	0,82	0,93	-12%
Elektrownie fotowoltaiczne	0,09	0,05	80%
w tym produkcja OZE	1,29	1,46	-12%

Poziom produkcji energii elektrycznej w I półroczu 2025 roku ukształtował się na takim samym poziomie jak w I półroczu 2024 roku.

Wyższa produkcja w Elektrowni Gryfino Dolna Odra (wzrost o 1,7 TWh) wynika z niskiej bazy I półrocza 2024 roku, kiedy to w ramach realizacji procesu inwestycyjnego bloki wyprodukowały 0,4 TWh energii elektrycznej.

Wyższa produkcja w elektrociepłowniach gazowych (wzrost o 0,3 TWh) jest efektem oddania do eksploatacji Elektrociepłowni Nowa Czechnica oraz prac rozruchowych silników gazowych w Elektrociepłowni Bydgoszcz.

Wyższa produkcja w elektrociepłowniach węglowych (wzrost o 0,1 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 0,04 TWh) wynika z przyrostu mocy zainstalowanej.

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (spadek o 1,3 TWh): niższa produkcja miała miejsce w Elektrowni Rybnik (spadek o 0,6 TWh), Elektrowni Dolna Odra (spadek o 0,6 TWh) i Elektrowni Opolo (spadek o 0,1 TWh). Niższa produkcja w Elektrowni Rybnik wynika z dłuższego czasu postoju bloków tej elektrowni w rezerwie o 5 119 h, natomiast niższa produkcja w Elektrowni Dolna Odra to efekt dłuższego czasu postoju bloków tej elektrowni w remontach o 8 697 h (bloki 5-8 pozostawały w remontach średnich zgodnie z harmonogramem rocznym). Niższa produkcja w Elektrowni Opolo jest wynikiem dłuższego czasu postoju bloków tej elektrowni w rezerwie o 2 381 h.

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (spadek o 0,5 TWh) wynika z niższej produkcji w Elektrowni Bełchatów. Bloki tej elektrowni w I półroczu 2025 roku pozostawały dłużej w rezerwie o 3 346 h.

Niższa produkcja w ESP (spadek o 0,2 TWh) wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w I półroczu 2025 roku były w mniejszym stopniu wykorzystywane przez PSE S.A.

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

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

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

PRODUKCJA CIEPŁA

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła netto (PJ).

Wolumen produkcji ciepła	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Produkcja ciepła netto w PJ	29,00	26,94	8%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	1,34	1,29	4%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,36	0,35	3%
Elektrociepłownie węglowe	19,56	19,57	0%
Elektrociepłownie gazowe	6,17	4,27	44%
Elektrociepłownie biomasowe	1,06	1,09	-3%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,14	0,05	180%
Elektrociepłownie pozostałe	0,37	0,32	16%

Główny wpływ na wyższy poziom produkcji ciepła netto w I półroczu 2025 roku r/r miała temperatura zewnętrzna. Średnie temperatury w 2025 roku były niższe o 0,2°C r/r, co przełożyło się na wyższą produkcję ciepła.

SPRZEDAŻ CIEPŁA

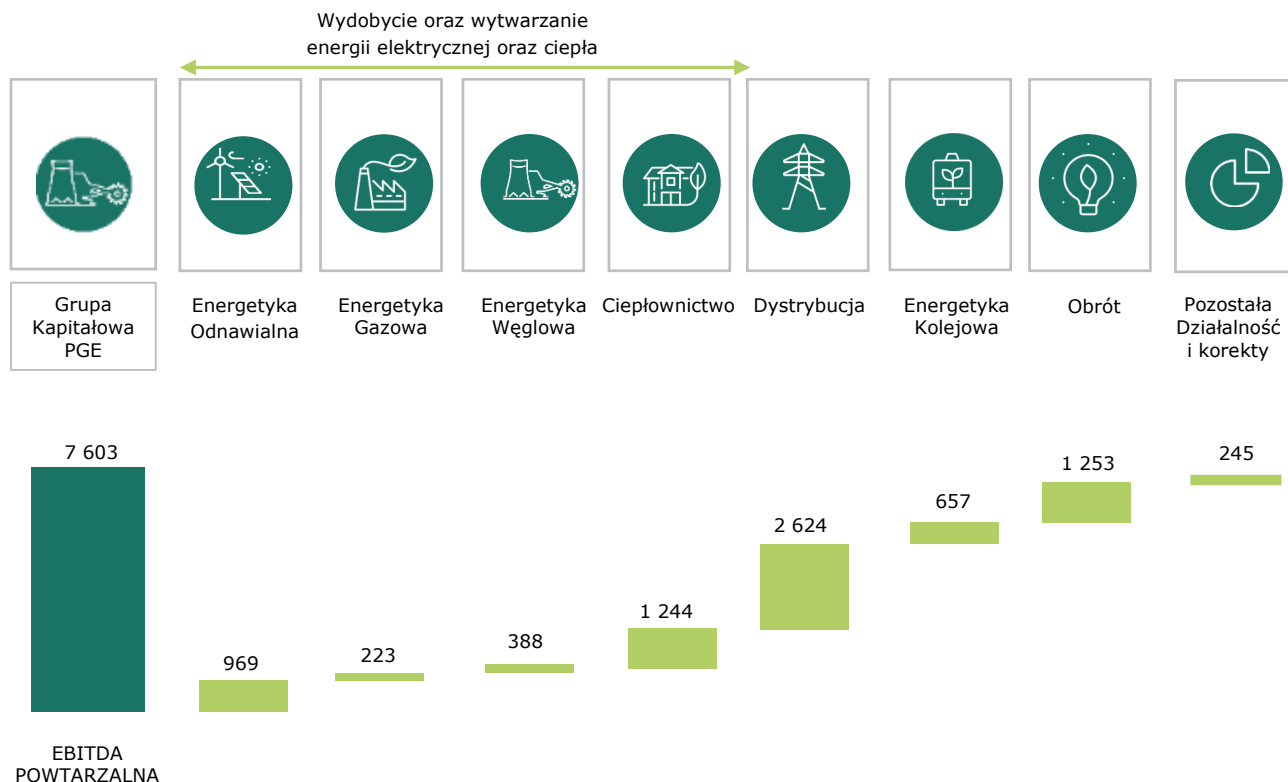
Na powyższy wynik wpływ miało głównie wyższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane niższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi w porównaniu do 2024 roku. W I półroczu 2025 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 28,3 PJ i był wyższy o 2,0 PJ r/r.

5.2. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE

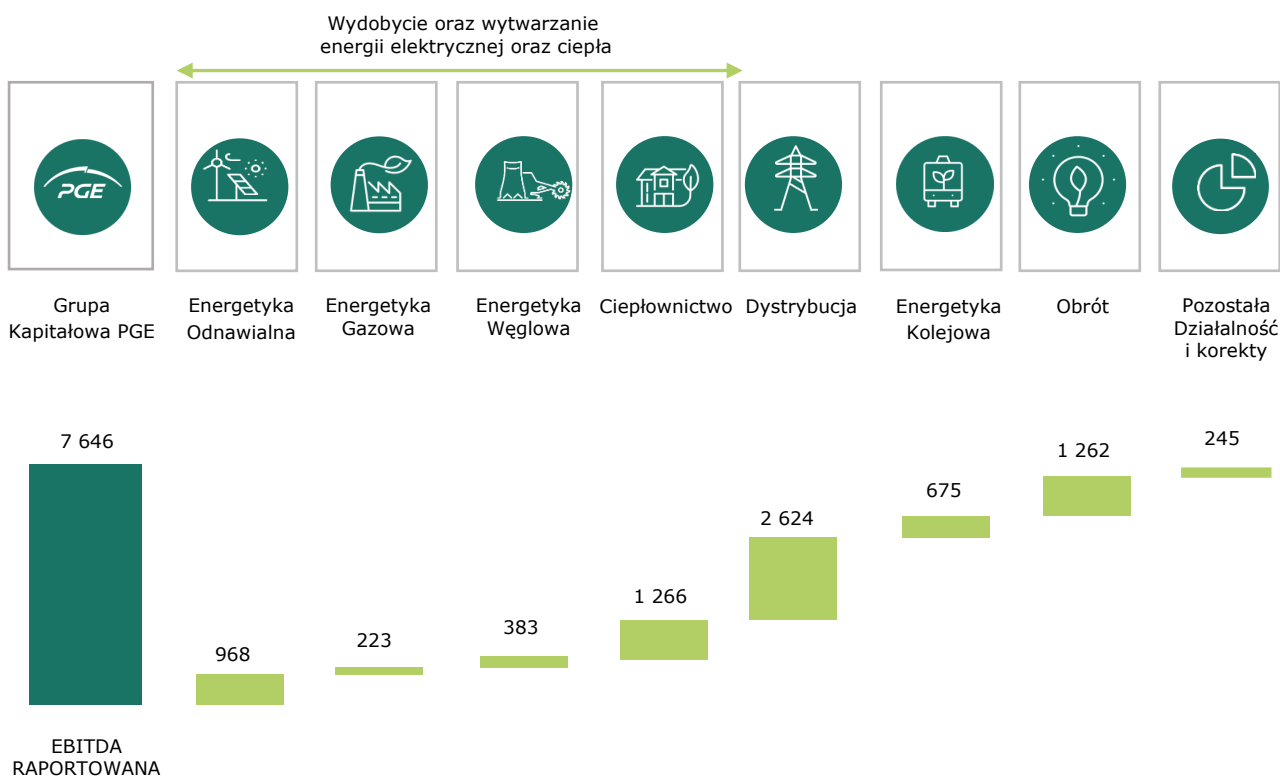
Najlepszym miernikiem oceny rentowności i poziomu zyskowności spółek z branży energetycznej jest wynik EBITDA powtarzalna. Jest to wynik przed potrąceniem kosztów amortyzacji, podatków dochodowych oraz działalności finansowej, w tym odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych. EBITDA umożliwia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

Na skonsolidowany wynik EBITDA Grupy PGE składają się wyniki finansowe poszczególnych segmentów działalności. Największy udział w wyniku EBITDA powtarzalna Grupy za I półrocze 2025 roku mają segmenty: Dystrybucja (35%), Obrót (16%), Ciepłownictwo (16%), Energetyka Odnawialna (13%) oraz Energetyka Kolejowa (9%). Pozostałe segmenty mają nieznaczny udział w wyniku.

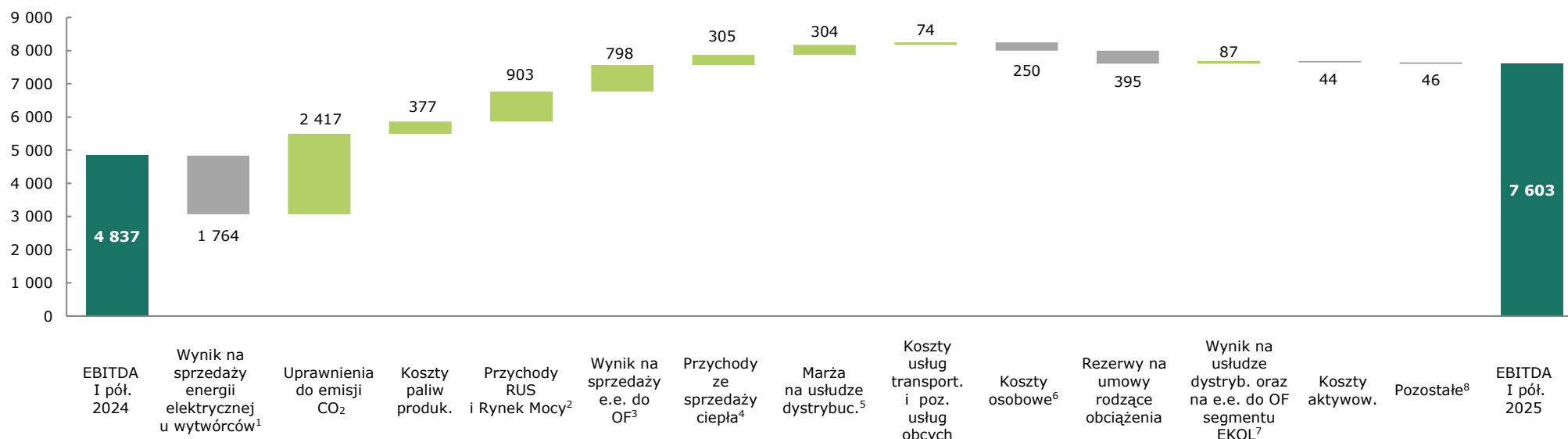
Wykres: EBITDA powtarzalna GK PGE (mln PLN).



Wykres: EBITDA raportowana GK PGE (mln PLN).



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



Odchylenie	-1 764	2 417	377	903	798	305	304	74	-250	-395	87	-44	-46	
EBITDA raportowana I pół. 2024	5 140													
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2024	303													
EBITDA powtarzalna I pół. 2024	4 837	15 521	10 550	4 310	1 772	257	2 694	3 510	386	3 941	417	708	648	1 503
EBITDA powtarzalna I pół. 2025		13 757	8 133	3 933	2 675	1 055	2 999	3 814	312	4 191	22	795	604	1 549
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2025														7 603
EBITDA raportowana I pół. 2025														43
														7 646

¹ Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej pomniejszony o koszt zakupu e.e. oraz koszty związane bezpośrednio z wytwarzaniem e.e.; dane za I półrocze 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.

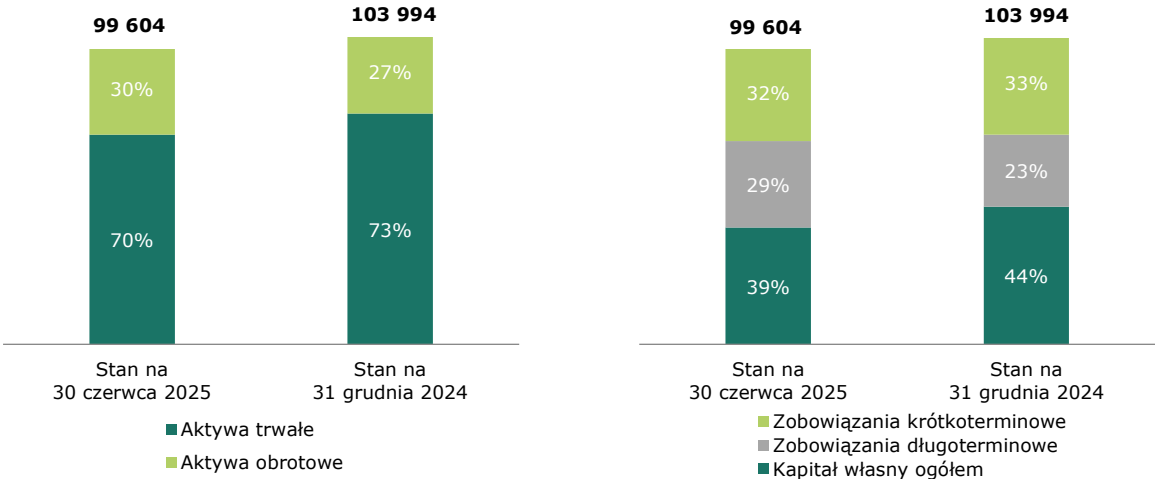
⁵ Z uwzględnieniem przychodów z tytułu usług dystrybucyjnych, rekompensat, kosztów usług przesyłowych PSE S.A., salda opłat przenoszonych oraz tranzytowych, kosztów zakupu e.e. na pokrycie różnicy bilansowej; bez doszacowania kosztów różnicy bilansowej.

⁶ Bez uwzględnienia rezerw aktuarialnych (zdarzenia jednorazowe).

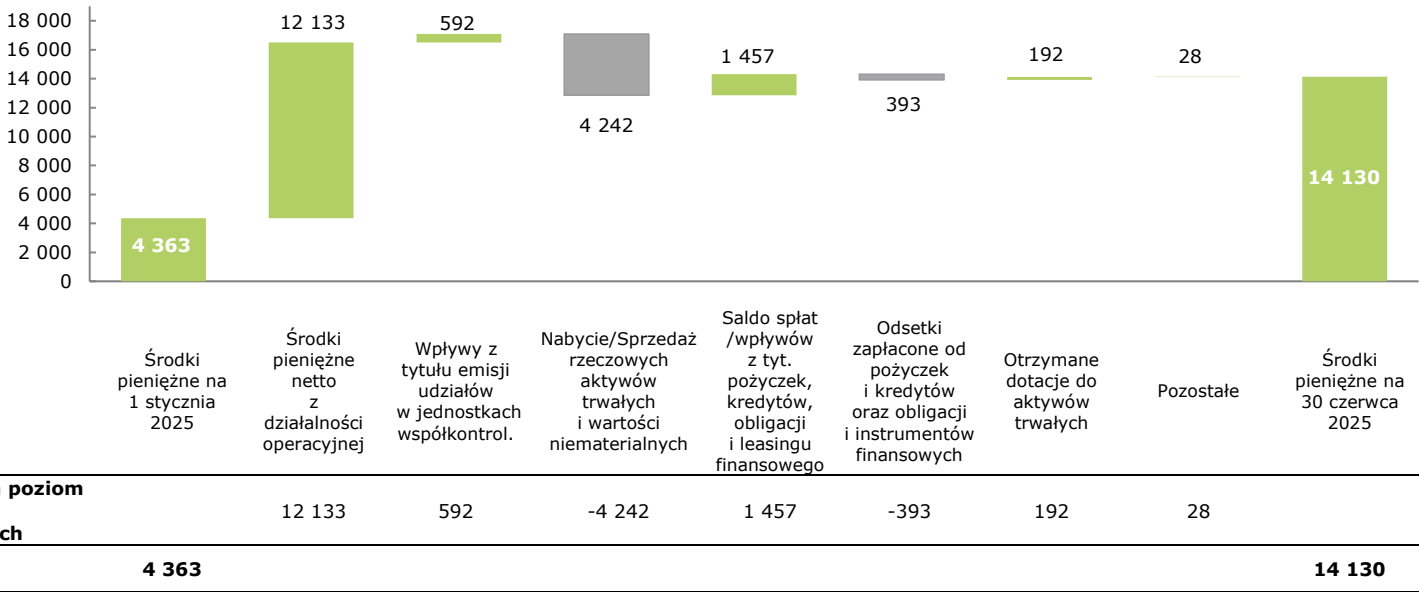
⁷ Z uwzględnieniem przychodów z tytułu rekompensat.

⁸ Bez uwzględnienia rekompensat KDT, korekty odpisu na Fundusz WRC, odpisów na należności PKP Cargo S.A., odpisu zapasów strategicznych oraz rozwiązania rezerwy na jednorazowe świadczenie - wydzielenie NABE (zdarzenia jednorazowe).

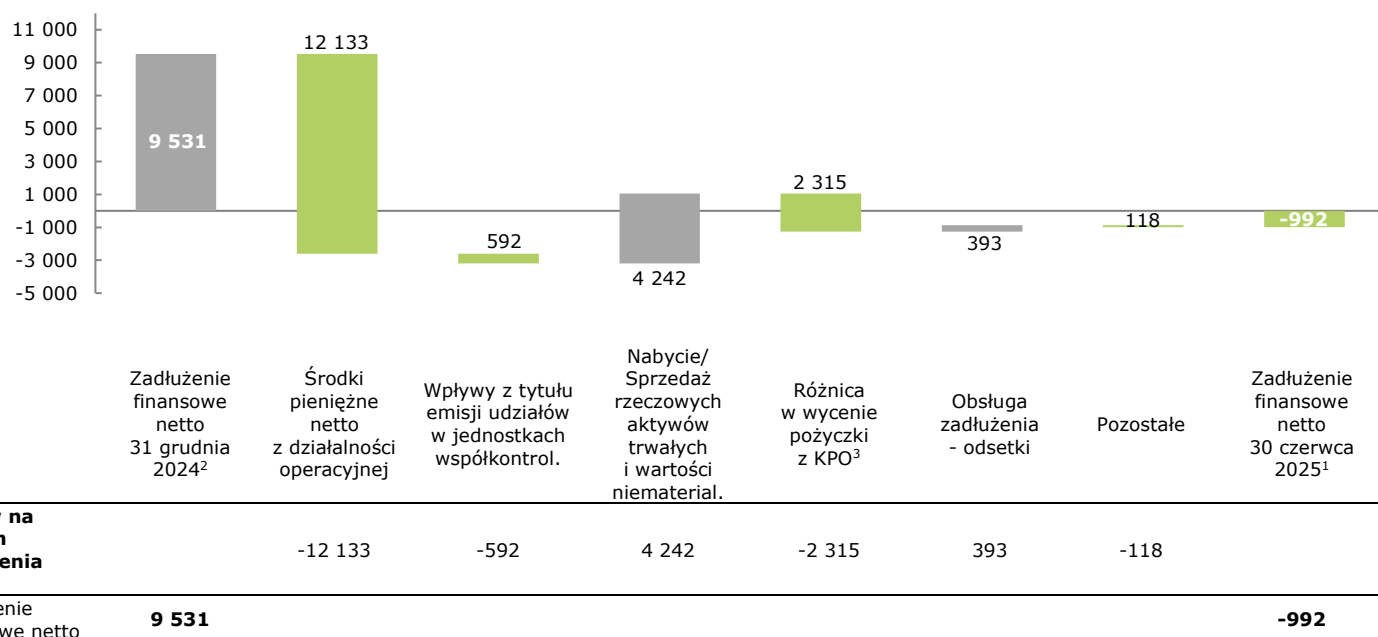
Wykres: Struktura Aktywów oraz Kapitałów i Zobowiązań (mln PLN).



Wykres: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



Wykres: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).



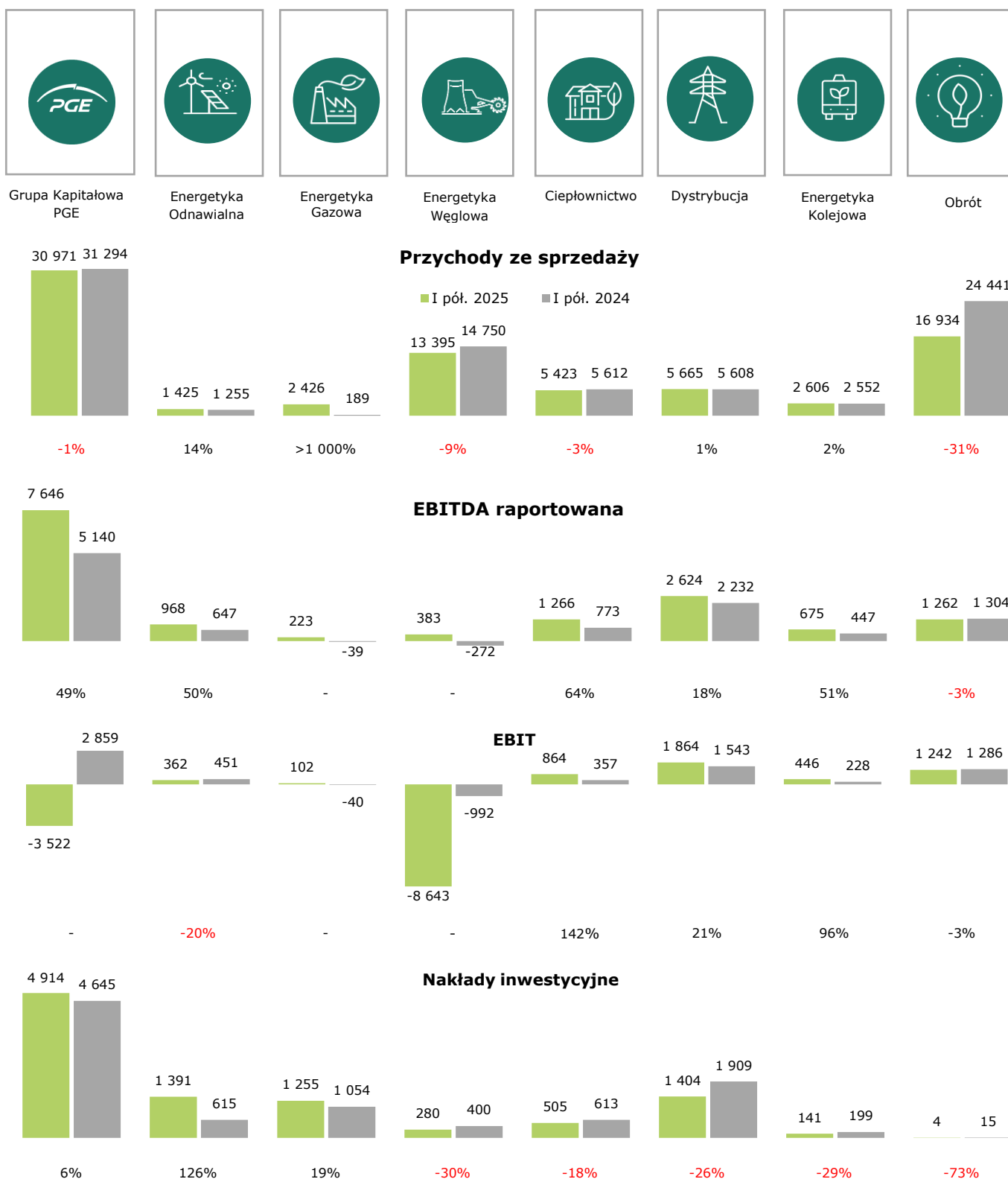
¹ Szacunkowy poziom ekonomicznego zadłużenia netto (uwzględniający przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO₂) wynosi **14 650 mln PLN**.

² 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.

³ Różnica między otrzymaną wartością pożyczki a wartością godziwą; KPO- Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększenia Odporności.

5.3. Charakterystyka segmentów działalności

5.3.1. Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności



5.3.2. Segment działalności - Energetyka Odnawialna

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



Energetyka Odnawialna

Główne pozycje przychodowe	mln PLN
Sprzedaż energii elektrycznej	783
Regulacyjne usługi systemowe	383
Rynek Mocy	174
Sprzedaż praw majątkowych	60

Produkcja energii elektrycznej	1,51 TWh
--------------------------------	----------

Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Amortyzacja	606
Koszty osobowe ¹	122
Usługi obce	110
Zużycie energii	93
w tym energia na potrzeby pompowania	90
Podatki i opłaty	43
w tym podatek od nieruchomości	39

Główne pozycje wynikowe	mln PLN
EBIT powtarzalny	764
EBIT raportowany	362
EBITDA powtarzalna	969
EBITDA raportowana	968

¹ Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenia jednorazowe).

Segment Energetyka Odnawialna oparty jest przede wszystkim o **przychody ze sprzedaży energii elektrycznej**, przy czym, w odróżnieniu od produkcji w elektrowniach systemowych segmentu Energetyka 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 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,
- 55 elektrowni fotowoltaicznych,
- 29 elektrowni wodnych przepływowych,
- 4 elektrownie wodne szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym.

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

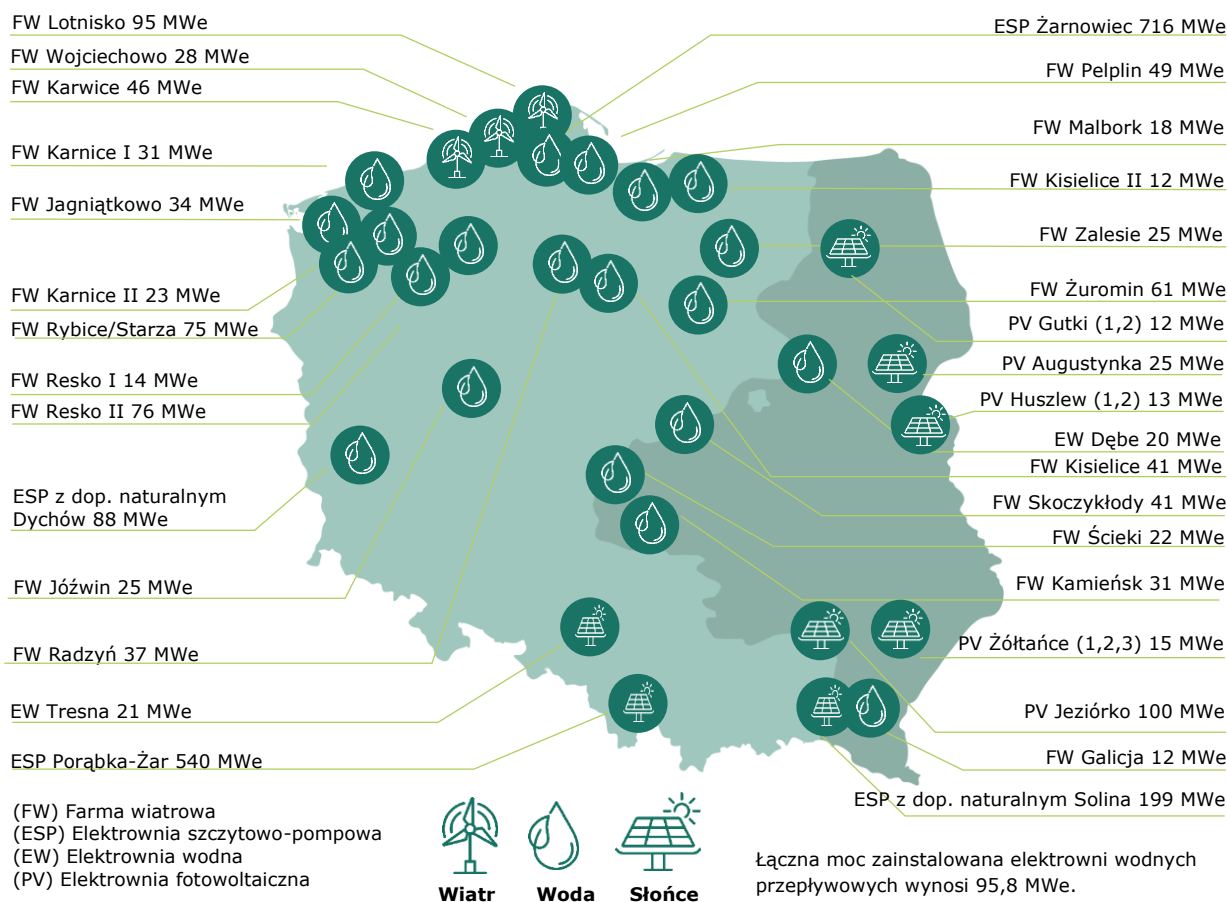
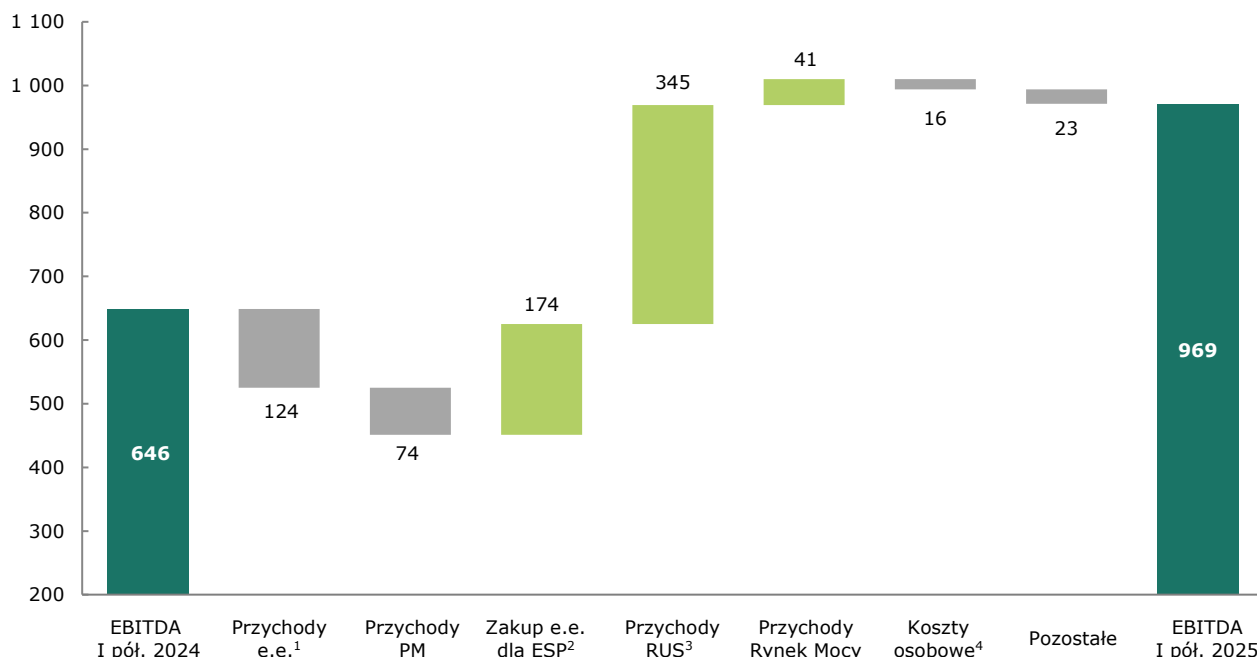


Tabela: Produkcja energii (GWh).

Rodzaje Elektrowni	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Elektrownie wodne szczytowo-pompowe	415	576	-28%
Elektrownie wodne przepływowe	189	268	-29%
Elektrownie wiatrowe	823	934	-12%
Elektrownie fotowoltaiczne	85	54	57%
Razem	1 512	1 832	-17%

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



Odchylenie	EBITDA I pół. 2024	Przychody e.e. ¹	Przychody PM	Zakup e.e. dla ESP ²	Przychody RUS ³	Przychody Rynek Mocy	Koszty osobowe ⁴	Pozostałe	EBITDA I pół. 2025
EBITDA raportowana I pół. 2024	647								
Szona Zdarzenia jednorazowe I pół. 2024	1								
EBITDA powtarzalna I pół. 2024	646	907	134	311	38	133	106	149	
EBITDA powtarzalna I pół. 2025		783	60	137	383	174	122	172	969
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2025									-1
EBITDA raportowana I pół. 2025									968

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	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-1	1	-
Razem	-1	1	-

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

- Niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej** wynikają z: niższego wolumenu sprzedaży o 621 GWh, co wpłynęło na spadek przychodów o 250 mln PLN, wyższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 78 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o 126 mln PLN.
- Niższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych**, które wynikają z: niższej średniej ceny sprzedaży praw majątkowych o 117 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o 86 mln PLN, wyższego wolumenu sprzedaży o 62 GWh, co wpłynęło na wzrost przychodów o 12 mln PLN.
- Niższe koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby pompowania** w elektrowniach szczytowo-pompowych w wyniku niższego wolumenu zakupu o 728 GWh, wpływającego na spadek kosztów o 213 mln PLN oraz wyższej średniej ceny zakupu energii elektrycznej o 117 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost kosztów o 39 mln PLN.
- Wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych** związany głównie jest z przychodami z tytułu usług bilansujących wprowadzonych od czerwca 2024 roku.

- **Wzrost przychodów z Rynku Mocy** związany głównie jest z większym wykorzystaniem jednostek w systemie.
- **Wzrost kosztów osobowych** jest głównie efektem wyższego zatrudnienia ze względu na rozwój obszarów Energetyki Morskiej i Energetyki Odnawialnej oraz podpisanych w 2024 roku porozumień płacowych.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** wynika głównie z niższych przychodów z gwarancji pochodzenia energii elektrycznej.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1 389	609	128%
▪ Rozwojowe	1 131	498	127%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	258	111	132%
Pozostałe	2	6	-67%
Razem	1 391	615	126%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE ENERGETYKA ODNAWIALNA

Program Budowy Morskich Farm Wiatrowych (MFW)

Celem strategicznym Grupy PGE w obszarze energetyki morskiej jest, zgodnie z nową Strategią Grupy PGE do 2035 roku, 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) jest w fazie przygotowania do realizacji. Raport końcowy ze wstępnej kampanii geotechnicznej opracowano w II kwartale 2025 roku. W marcu 2025 roku Ministerstwo Klimatu i Środowiska zatwierdziło Dokumentację Geologiczno-Inżynierską dla Lądowej Stacji Transformatorowej oraz Ławy Kablowej. W kwietniu 2025 roku złożono do Regionalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska raport Oceny Oddziaływania na Środowisko dla zakresu wyprowadzenia mocy. W zakresie Decyzji o Środowiskowych Uwarunkowaniach dla Morskiej Farmy Wiatrowej trwają konsultacje społeczne - uzyskanie decyzji powinno nastąpić na przełomie III i IV kwartału 2025 roku.
- **Projekt Baltica 2** (ok. 1,5 GW) obecnie jest w fazie realizacji – w styczniu 2025 roku podjęto ostateczną decyzję inwestycyjną (FID). W I półroczu 2025 roku kontynuowano prace w ramach umowy na budowę układu wyprowadzenia mocy w części lądowej, w tym zakończono m.in. wykonanie budynków rozdzielni GIS 275 kV i GIS 400 kV Lądowej Stacji Transformatorowej (LST) oraz przygotowanie terenu budowy, na którym będą wykonywane prace związane z realizacją przewiertu morze-ład. Zakończono także wznoszenie budynków rozdzielni LST. Trwa produkcja urządzeń oraz ich odbiory fabryczne. W II kwartale 2025 roku trwały też prace związane z usuwaniem i relokacją głazów w miejscach, które zostały wyznaczone pod fundamenty, a także na linii przebiegu podmorskich kabli.
- **Projekt Baltica 3** (ok. 1 GW) jest w fazie przygotowania do realizacji i rekonfiguracji. W I półroczu 2025 roku kontynuowane były badania środowiskowe ptaków migrujących i nietoperzy. 2 lipca 2025 roku zawarto umowę z Wykonawcą (firmą EKO-KONSULT sp. z o.o.) na opracowanie raportu oddziaływania na środowisko oraz pozyskanie decyzji zmieniającej decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla projektu MFW Baltica 3 celem dostosowania do założeń technicznych po rekonfiguracji.
- **Projekt Baltica 9** (ok. 1 GW) jest w fazie przygotowania do realizacji. W kwietniu 2025 roku podpisano umowy na przeprowadzenie kampanii geofizycznej z Wykonawcą Geofizyka Toruń S.A., na nadzór nad badaniami geofizycznymi i geotechnicznymi z Wykonawcą East Point Geo Ltd. i na prace związane z badaniami dna Bałtyku pod kątem występowania niewybuchów oraz płytkiego gazu - badania przeprowadzi konsorcjum firm: Geo Ingenieurservice Polska sp. z o.o. oraz Baltic Diving Solutions sp. z o.o. Prace w zakresie kampanii geofizycznej zostały zakończone na początku lipca 2025 roku.
- **Budowa Portu O&M (Operations and Maintenance) w Ustce** – w I kwartale 2025 roku nastąpiło podpisanie umowy z Inżynierem Kontraktu (Sweco Polska sp. z o.o.) oraz z Generalnym Wykonawcą (Korporacja Budowlana DORACO sp. z o.o.) Bazy Operacyjno-Serwisowej w Ustce. W II kwartale 2025 roku Generalny Wykonawca przystąpił do prac projektowych oraz przygotowania terenu budowy.

W czerwcu 2025 roku rozpoczęto także realizację zasadniczych robót budowlanych w zakresie parkingu, bazy O&M i zaplecza budowy MFW.

Program Budowy Instalacji Fotowoltaicznych GK PGE

Dotychczas w ramach Programu odebrano projekty o łącznej mocy ok. 216 MW. Łącznie energię elektryczną produkują instalacje o mocy 237 MW, uwzględniając projekty po energetyzacji, bez odbioru końcowego. W I półroczu 2025 roku dokonano odbiorów końcowych farm fotowoltaicznych o mocy ok. 20 MW, m.in.: PV Żółtańce o mocy 15 MW. Równolegle kontynuowano realizację projektów farm fotowoltaicznych o łącznej mocy ok. 220 MW.

Program Kompleksowej Modernizacji ESP Porąbka-Żar

Zakres prac obejmuje modernizację części technologicznej, zbiornika górnego oraz obiektów budowlanych toru wodnego. Główne prace związane z modernizacją zbiornika górnego oraz toru wodnego zostały zakończone w 2024 roku. Prace na części technologicznej, tj. modernizacja czterech hydrozespołów będą prowadzone sekwencyjnie, tak aby możliwa była częściowa eksploatacja elektrowni. Zakończono prace demontażowe w II kwartale 2025 roku dla hydrozespołu nr 3. Obecnie trwają prace montażowe (m.in. w zakresie generatora) i dostawy pozostałych modernizowanych elementów. W dalszym ciągu prowadzone są także prace projektowe.

Projekt budowy Bateriajnego Magazynu Energii Elektrycznej (BMEE) w Żarnowcu

W PGE Inwest 14 sp. z o.o. trwają prace związane z projektem budowy **Bateriajnego Magazynu Energii Elektrycznej w Żarnowcu** o mocy 262 MW i pojemności ok. 981 MWh, który będzie jedną z największych tego typu instalacji magazynowania energii w Europie. Magazyn będzie zlokalizowany w pobliżu przyszłej stacji transformatorowej dla morskich farm wiatrowych Grupy PGE oraz największej w Polsce elektrowni szczytowo-pompowej. Podpisanie umowy o wartości 1,3 mld PLN netto z Wykonawcą – firmą LG Energy Solution Wrocław sp. z o.o. - nastąpiło 7 marca 2025 roku. Równolegle prowadzono prace związane z przygotowaniem terenu pod budowę (wycinka, przekładki, badania geotechniczne), które zakończono w kwietniu 2025 roku. 24 kwietnia 2025 roku przekazano Wykonawcy teren budowy. 26 czerwca 2025 roku uzyskano Pozwolenie na budowę BMEE. Aktualnie trwają prace nad dokumentacją (m.in. projekt podstawowy, techniczny) oraz nad wnioskiem o uzyskanie Pozwolenia na budowę na wyprowadzenie mocy z BMEE. 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. W grudniu 2024 roku magazyn uzyskał 17-letni kontrakt w aukcji Rynku Mocy na 2029 rok. W marcu 2025 roku uzyskano decyzję środowiskową. W maju 2025 roku podpisano umowę przyłączeniową z PSE S.A. oraz w ramach finansowania projektu złożono wniosek o dotację z Funduszu Modernizacyjnego. 1 sierpnia 2025 roku ogłoszono postępowanie przetargowe na budowę magazynu energii elektrycznej w Gryfinie wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną. Zakończenie budowy przewidziane jest na 2028 rok.

5.3.3. Segment działalności - Energetyka Gazowa

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach gazowych.



Energetyka Gazowa

Główne pozycje przychodowe	mln PLN
Sprzedaż energii elektrycznej ¹	1 165
Rynek Mocy	169

	Produkcja energii elektrycznej	2,13 TWh
	Główne pozycje wynikowe	mln PLN
	EBIT	102
	EBITDA	223

Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Koszty zużycia gazu ziemnego	859
Koszty CO ₂	245
Amortyzacja, likwidacja, odpisy	121
Usługi obce	83
Koszty osobowe	14

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.

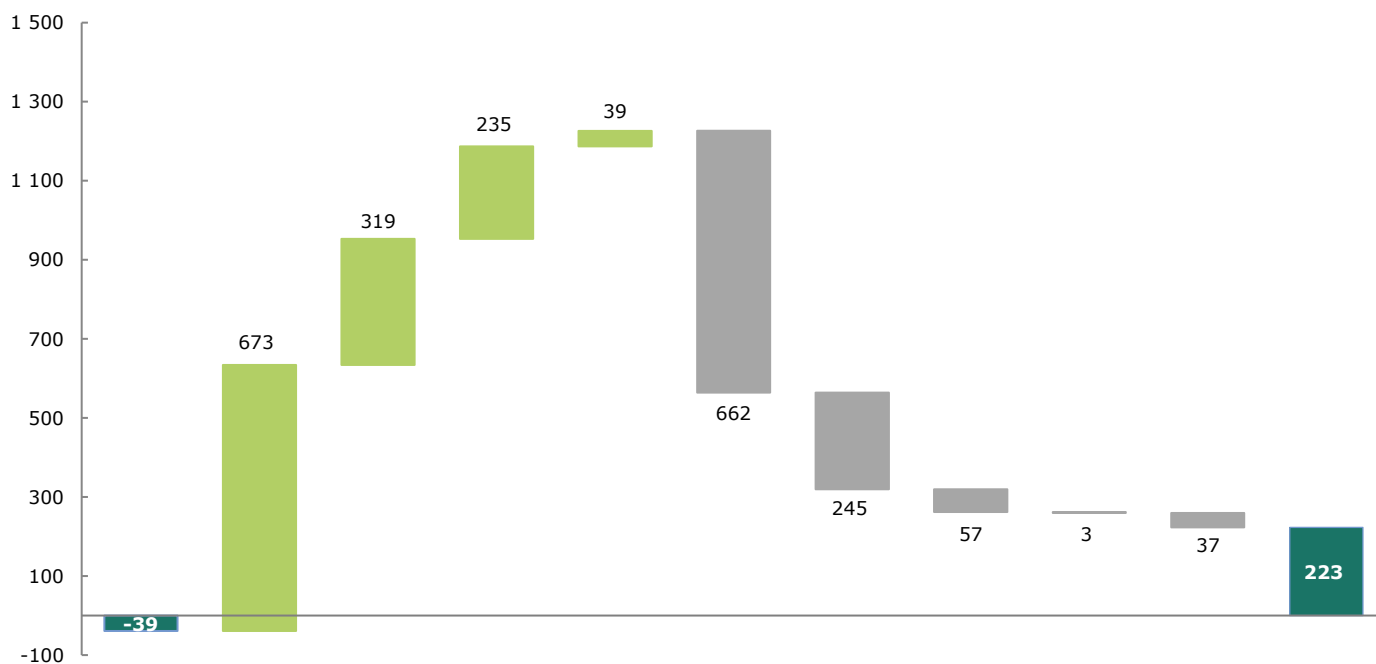
Wykres: Główne aktywa segmentu Energetyka Gazowa i ich moc zainstalowana.



Tabela: Produkcja energii (TWh).

Główne typy paliwa	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Gaz	2,13	0,44	384%
Razem	2,13	0,44	384%

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



	EBITDA I pół. 2024	Produkcja e.e. – ilość ¹	Produkcja e.e. – cena ¹	Przychody z Rynku Mocy i RUS	Wynik na obrocie gazem	Koszty gazu ziemnego	Koszty CO ₂	Koszty ZHZW	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I pół. 2025
Odchylenie	673	319	235	39	-662	-245	-57	-3	-37		
EBITDA I pół. 2024	-39	173	8	0	197	0	0	11	12		
EBITDA I pół. 2025		1 165	243	39	859	245	57	14	49		223

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**, który wynika z oddania do eksploatacji obu bloków PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o. w drugiej połowie 2024 roku, w tym: wyższa średnia cena sprzedaży energii elektrycznej o 150 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 319 mln PLN; wyższy wolumen sprzedaży o 1,7 TWh, co wpłynęło na wzrost przychodów o ok. 673 mln PLN.
- **Wyższe przychody z Rynku Mocy**, tj. wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego oraz **przychody** z RUS z tytułu świadczenia usług bilansujących, które nie występowały w okresie porównywalnym.
- **Wynik na obrocie gazem**, który nie występował w okresie porównywalnym.
- **Wyższe koszty zużycia gazu ziemnego**, na skutek wyższego zużycia tego paliwa o 10,1 PJ z powodu wyższej produkcji energii elektrycznej o 1,7 TWh oraz wyższej ceny o 3,3 PLN/GJ.
- **Koszty CO₂**, jako efekt wyemitowania 0,8 mln ton CO₂ w procesie produkcyjnym (w okresie porównywalnym, do momentu oddania bloków do eksploatacji, segment nie ponosił kosztów opłat za emisje CO₂).
- **Koszty ZHZW**, tj. ujęto koszty zarządzania handlowego zdolnościami wytwórczymi.
- **Wyższe koszty osobowe**, głównie w związku z oddaniem do eksploatacji obu bloków PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o. w drugiej połowie 2024 roku.
- **Pozycja pozostałe** uwzględnia głównie pozostałe koszty zmienne ponoszone w procesie produkcyjnym oraz koszty remontów i eksploatacji majątku. Wzrost tej pozycji wynika z dłuższego czasu eksploatacji bloków w I półroczu 2025 roku w porównaniu do okresu porównywalnego.

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

Rodzaj paliwa	I półrocze 2025		I półrocze 2024	
	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt
	(tys. m ³)	(mln PLN)	(tys. m ³)	(mln PLN)
Gaz	351 780	859	85 638	197
Razem	351 780	859	85 638	197

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO₂ w segmencie Energetyka Gazowa.

Dane dot. CO ₂	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Emisja CO ₂ (tony)	753 345	-	-
Średni koszt CO ₂ (PLN/t)	325,2	-	-

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1 255	1 054	19%
▪ Rozwojowe	1 248	1 054	18%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	7	0	-
Razem	1 255	1 054	19%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA GAZOWA

W II 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 kluczowych urządzeń. W kwietniu 2025 roku dostarczono transformatory i generatory, a w maju 2025 roku odebrano na terenie budowy turbinę parową. Dużym zakresem są obecnie prace w obszarze układu wody chłodzącej. Na początku lipca 2025 roku uzyskano Pozwolenie na Budowę Układu Wyprowadzenia Mocy. 4 sierpnia 2025 roku został podpisany Aneks nr 2, który zmienia datę przekazania bloku do eksploatacji z 31 grudnia 2026 roku na 6 marca 2027 roku.

KLUCZOWE PROJEKTY W SEGMENTCIE ENERGETYKA GAZOWA

Cel projektu	Budżet	Nakłady łącznie ²	Nakłady I półrocze 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	2,3 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.

5.3.4. Segment działalności - Energetyka Węglowa

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



Energetyka Węglowa

Główne pozycje przychodowe	mln PLN				Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Sprzedaż energii elektrycznej ¹	9 912		Produkcja energii elektrycznej	19,56 TWh	Amortyzacja, likwidacja, odpisy	9 022
Rynek Mocy	1 172				w tym amortyzacja aktywowana	-4
Przychody z RUS	478		Produkcja ciepła	1,70 PJ	Koszty CO ₂	6 789
Sprzedaż ciepła	112				Koszty osobowe ²	1 847
w tym sprzedaż mocy zamówionej i dystrybucja ciepła	26				Koszty zużycia paliw produkcyjnych	1 150
					Usługi obce	824
			Główne pozycje wynikowe	mln PLN		
			EBIT powtarzalny	38		
			EBIT raportowany	-8 643		
			EBITDA powtarzalna	388		
			EBITDA raportowana	383		

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 94%²⁶ krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii

²⁶ Wyliczenia własne w oparciu o dane GUS.

elektrycznej – wytwarza ok. 26%²⁷ 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.

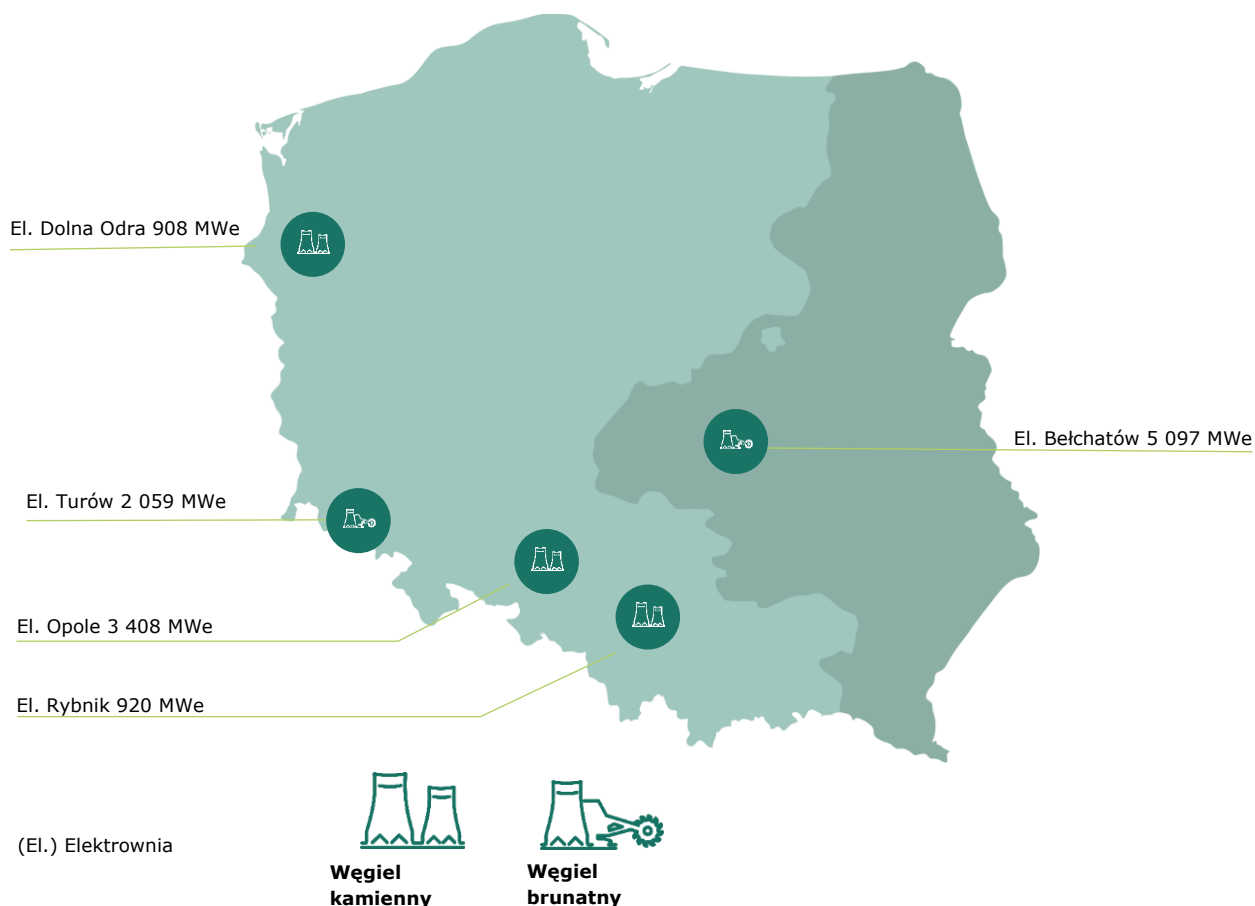


Tabela: Produkcja energii (TWh).

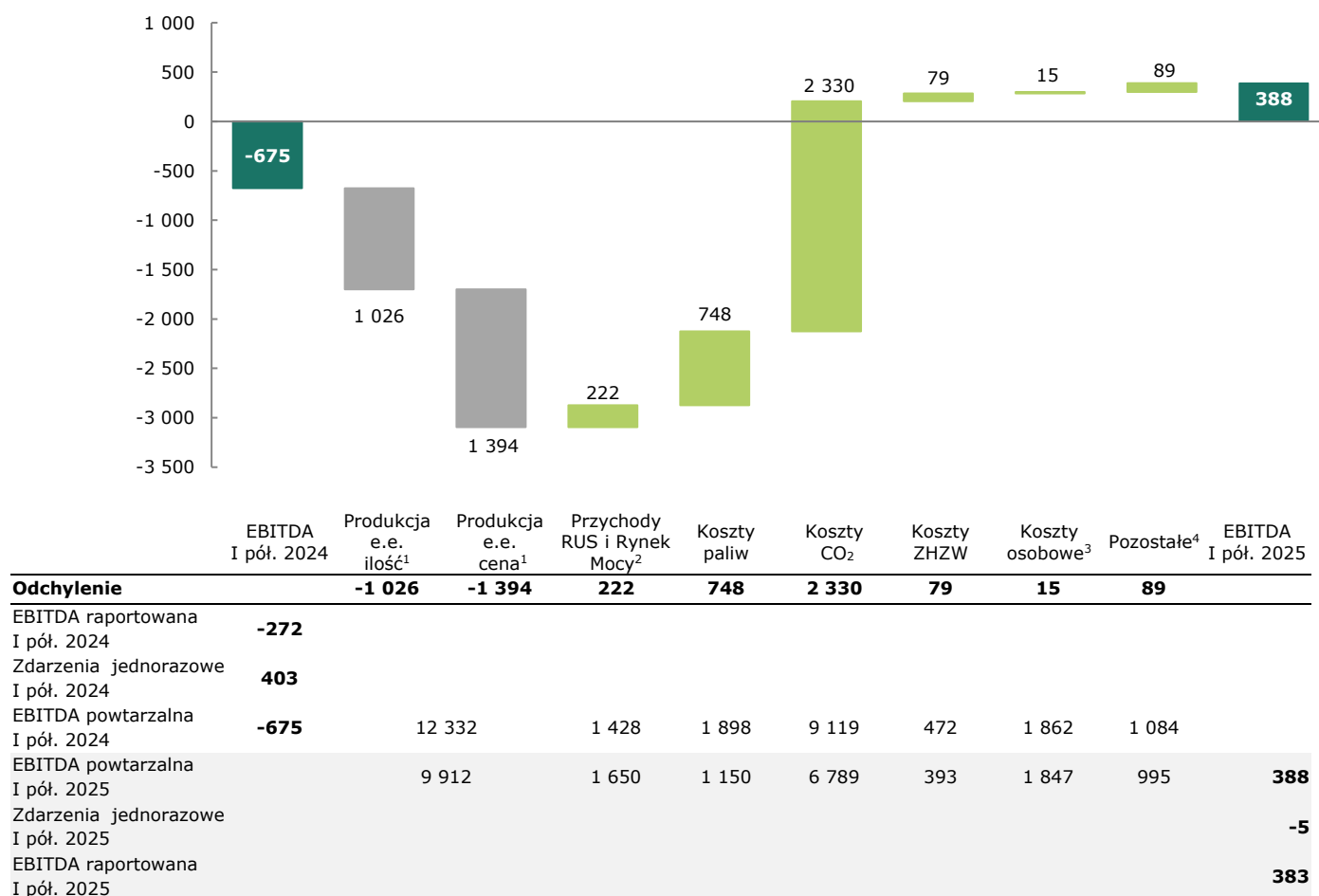
Główne typy paliwa	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Węgiel kamienny	5,03	6,29	-20%
Węgiel brunatny	14,52	14,99	-3%
Biomasa	0,01	0,02	-50%
Razem	19,56	21,30	-8%

Tabela: Produkcja ciepła (PJ).

Główne typy paliwa	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Węgiel kamienny	0,36	0,35	3%
Węgiel brunatny	1,34	1,29	4%
Razem	1,70	1,64	4%

²⁷ Wyliczenia własne w oparciu o dane PSE S.A.

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



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 (zdarzenia jednorazowe).

⁴ Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy rekultywacyjnej, rozwiązania rezerwy na jednorazowe świadczenie z tytułu wydzielenia NABE oraz rozliczenia odpisu Funduszu WRC oraz odpisu zapasów strategicznych (zdarzenia jednorazowe).

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

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	-77	389	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-8	14	-
Rozwiązanie rezerwy na jednorazowe świadczenie - wydzielenie NABE	187	0	-
Korekta odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny (WRC) za poprzedni okres	5	0	-
Odpis zapasów strategicznych	-112	0	-
Razem	-5	403	-

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 73 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o ok. 1 394 mln PLN; niższego wolumenu sprzedaży o 1,7 TWh, co wpłynęło na zmniejszenie przychodów o ok. 1 026 mln PLN.
- **Wyższy wynik uzyskany z Rynku Mocy** głównie na skutek wyższego zakontraktowanego wolumenu obowiązku mocowego **oraz wyższe przychody z RUS** z tytułu świadczenia usług bilansujących, które w wyniku reformy Rynku Bilansującego zastąpiły przychody z realokacji mocy i pozostałe usługi świadczone w ramach Regulacyjnych Usług Systemowych.
- **Niższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego na skutek niższego zużycia tego paliwa o 15,4 PJ z powodu niższej produkcji energii elektrycznej oraz na skutek niższej ceny o 6,3 PLN/GJ. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.

- **Niższe koszty CO₂** spowodowane niższym średnim kosztem CO₂ o 69,0 PLN/t przy niższym poziomie emisji CO₂ o 2,2 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).

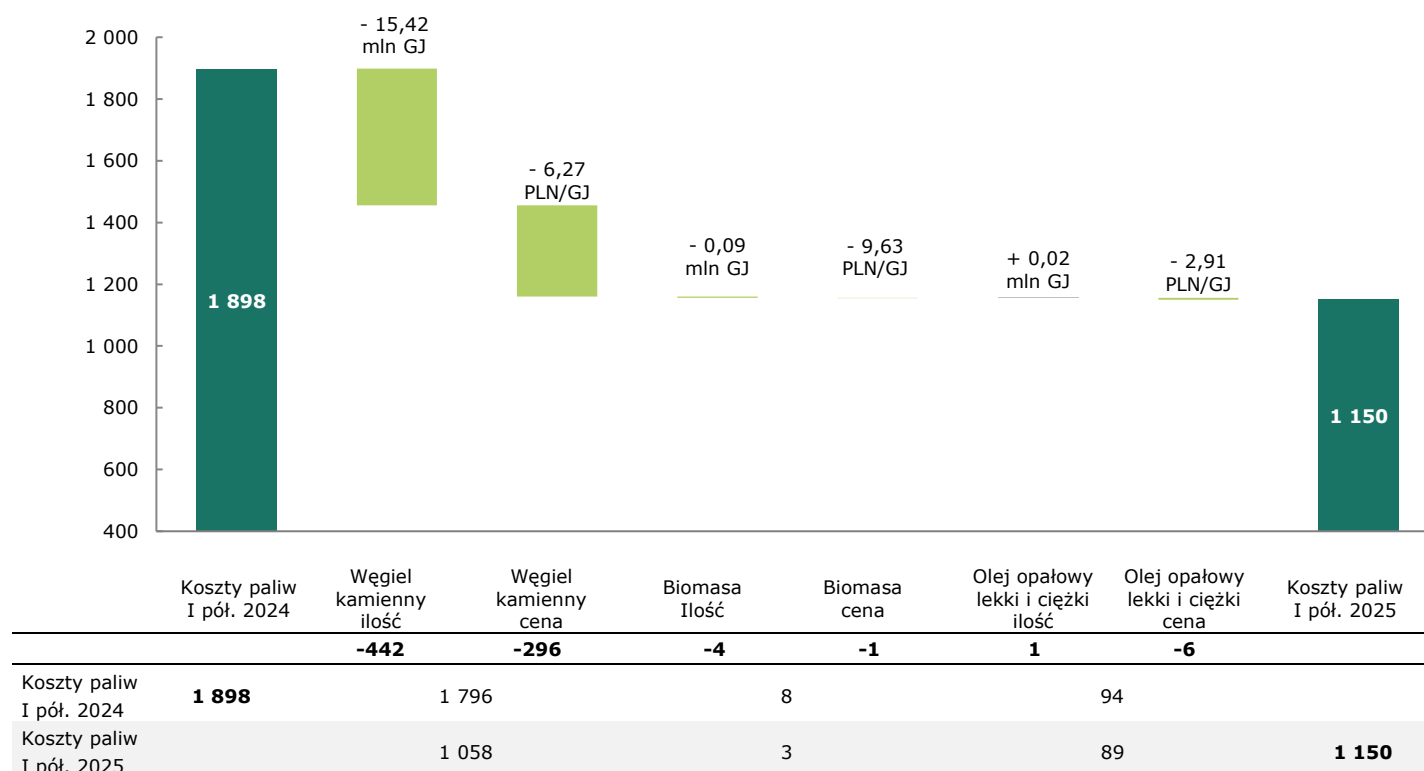
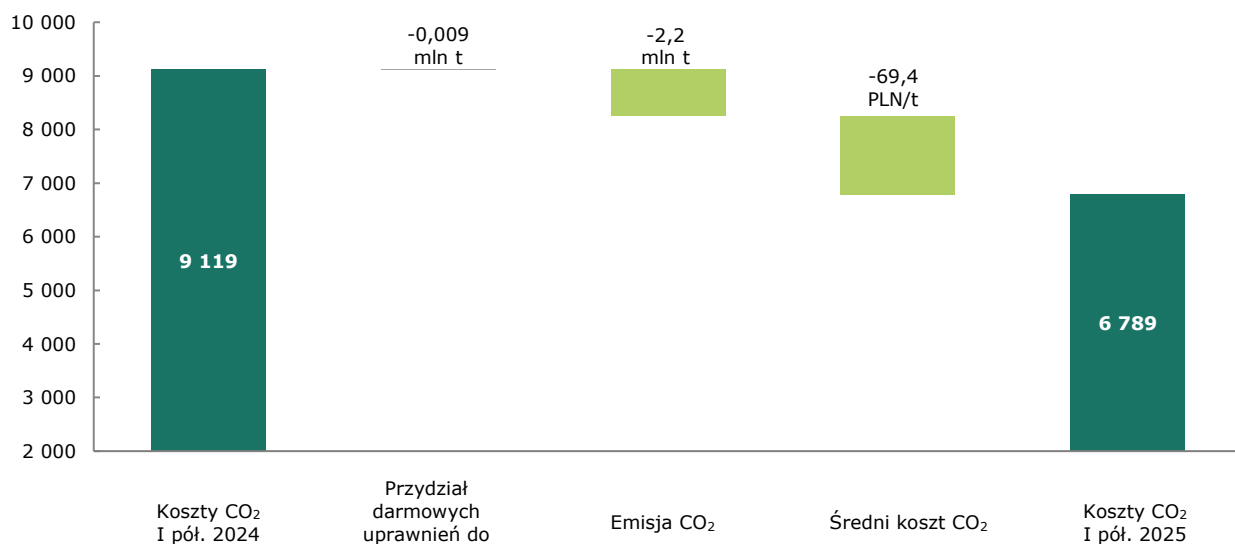


Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Energetyka Węglowa.

Rodzaj paliwa	I półrocze 2025		I półrocze 2024	
	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt
	(tys. ton)	(mln PLN)	(tys. ton)	(mln PLN)
Węgiel kamienny	2 148	1 058	2 807	1 796
Biomasa	5	3	11	8
Olej opałowy lekki i ciężki	35	89	35	94
Razem		1 150		1 898

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



emisji CO ₂	
Odchylenie	3 -868 -1 465
Koszty CO ₂	
I pół. 2024	9 119
Koszty CO ₂	
I pół. 2025	6 789

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

Dane dot. CO ₂	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂ (tony)	20 955	29 877	-30%
Emisja CO ₂ (tony)	21 136 752	23 357 593	-10%
Średni koszt CO ₂ (PLN/t)	321,5	390,9	-18%

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	276	370	-25%
▪ Rozwojowe	5	4	25%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	271	366	-26%
Pozostałe	4	30	-87%
Razem	280	400	-30%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA WĘGLOWA

- W zakresie zadania **rozbudowy przemysłowej oczyszczalni ścieków w Elektrowni Turów** 28 marca 2025 roku przekazano do eksploatacji Obiekt B – Węzeł D - instalacja oczyszczania ścieków z osadników popiołowych, na który składa się instalacja strącania siarczanów z koncentratu, 2 linie po 75 m³/h oraz budowa pompowni do przesyłania ścieków z tego węzła (i dzisiejszych osadników popiołowych) do tzw. węzła E. 26 czerwca 2025 roku przeprowadzono odbiór końcowy – przekazanie do eksploatacji osadnika popiołu OP I w ramach umowy na modernizację osadnika OP II oraz opróżnienie i modernizacja osadnika popiołu OP I.
- 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 na łączną kwotę ok. 2,3 mln PLN (wykonano połączenie linii odpopielania elektrofiltra strefy I ze strefą II, wymieniono rurociągi odprowadzające popiół). Wykonawca konsekwentnie każdorazowo odrzuca 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. Szczegółowy opis naliczonych kar znajduje się w nocie 24.3 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

5.3.5. Segment działalności - Ciepłownictwo

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



Ciepłownictwo

Główne pozycje przychodowe	mln PLN
Sprzedaż ciepła ¹ w tym sprzedaż mocy zamówionej i dystrybucja ciepła	2 859
Sprzedaż energii elektrycznej ²	2 087
Rynek Mocy	203
Przychody z tyt. wsparcia wysokosprawnej kogeneracji	33

Produkcja ciepła	27,30 PJ
Produkcja energii elektrycznej	4,31 TWh

Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Koszty zużycia paliw produkcyjnych	1 996
Koszty CO ₂	1 209
Amortyzacja, likwidacja, odpisy	402
Usługi obce	350
Koszty osobowe ³	344

Główne pozycje wynikowe	mln PLN
EBIT powtarzalny	864
EBIT raportowany	864
EBITDA powtarzalna	1 244
EBITDA raportowana	1 266

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

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

³ Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe.

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 oraz podatek od nieruchomości) oraz zwrot z zainwestowanego kapitału, zgodnie z wytycznymi Prezesa URE. Taryfy dystrybucyjne dla ciepła są wykorzystywane przez oddziały w Gorzowie i Zgierzu, a także przez Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. (KOGENERACJA S.A.), PGE Toruń S.A. oraz EC Zielona Góra S.A.

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

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

Istotną pozycję w przychodach segmentu stanowią **przychody z Rynku Mocy**, mechanizmu wprowadzonego w celu zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w KSE. Elektrociepłownie otrzymują wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (pozostawanie przez jednostkę Rynku Mocy

w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu oraz zobowiązanie do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia).

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

AKTYWA

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

W skład segmentu wchodzi obecnie 16 elektrociepłowni.

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

Wykres: Główne aktywa segmentu Ciepłownictwo i ich moc zainstalowana.

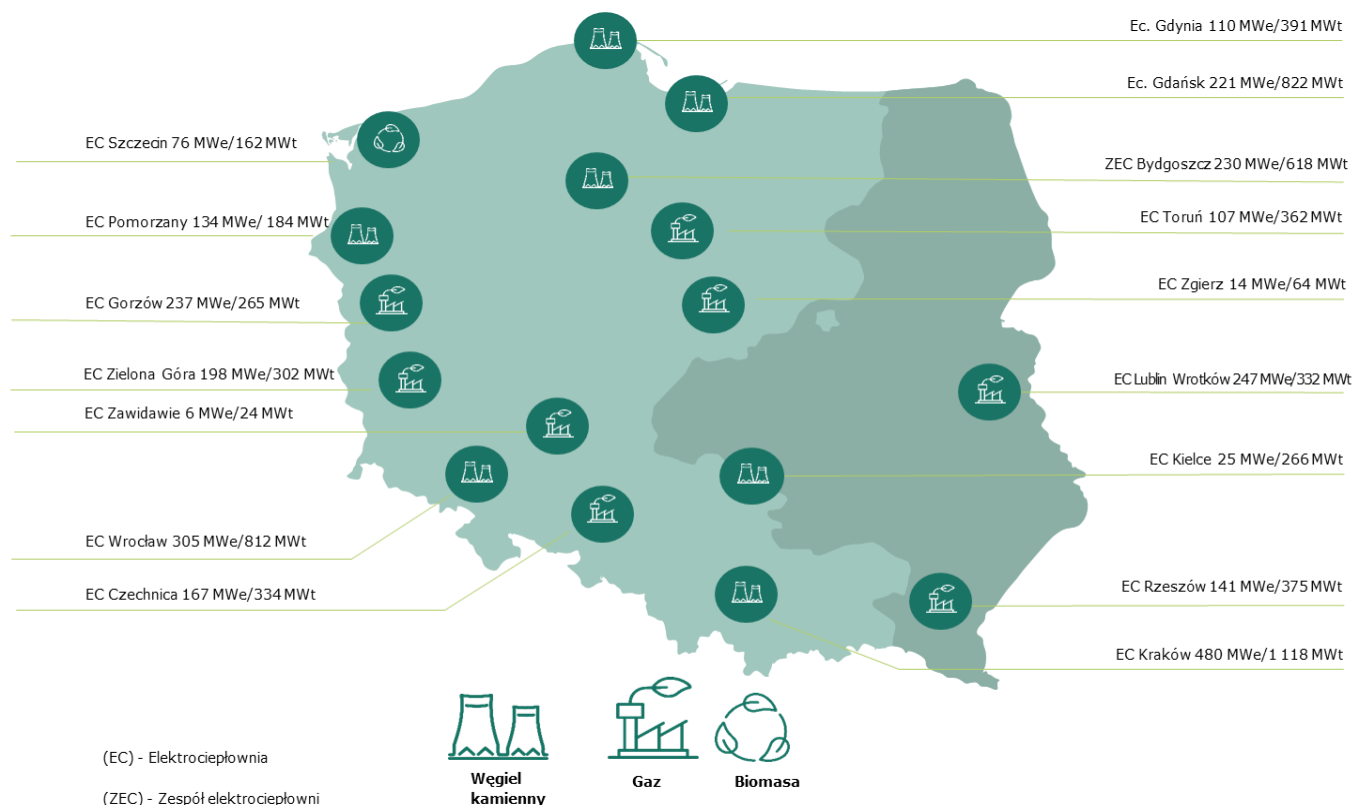


Tabela: Produkcja energii (TWh).

Główne typy paliwa	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Węgiel kamienny	1,89	1,77	7%
Gaz ziemny	2,24	1,98	13%
Biomasa	0,16	0,18	-11%
Inne	0,02	0,01	100%
Razem	4,31	3,94	9%

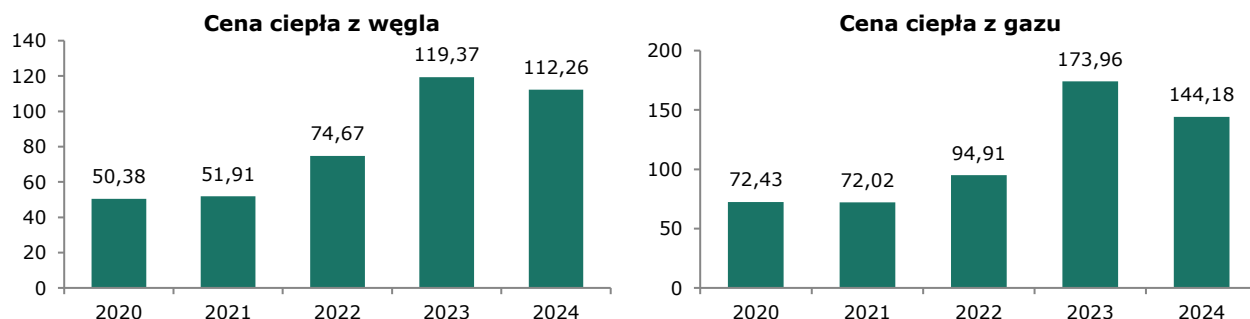
Tabela: Produkcja ciepła (PJ).

Główne typy paliwa	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Węgiel kamienny	19,56	19,57	0%
Gaz ziemny	6,17	4,27	44%
Biomasa	1,06	1,09	-3%
Inne	0,51	0,37	38%
Razem	27,30	25,30	8%

TARYFY W SEGMENTIE CIEPŁOWNICTWO

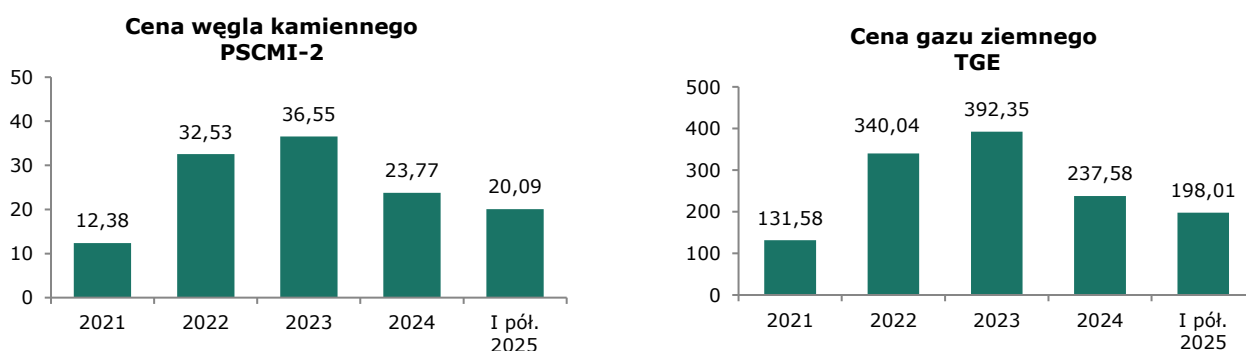
Przychody ze sprzedaży ciepła dla elektrociepłowni są taryfowane w ramach tzw. metody uproszczonej, cechuje je więc względne opóźnienie w przenoszeniu kosztów (roczne lub dwuletnie). Bazują one bowiem na dynamice r/r średnich kosztów (uwzględniającej wykorzystywane paliwa) ponoszonych przez jednostki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

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



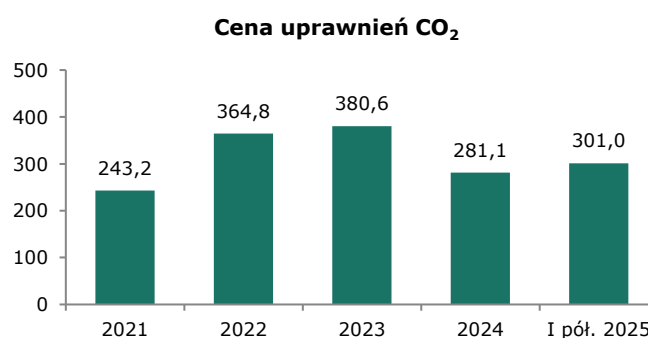
Źródło: URE.

Wykresy: Zmiany kosztów paliw – węgla kamiennego (PLN/GJ) – PSCMI-2²⁸ i gazu (PLN/MWh) – TGE.



Źródło: ARP, TGE.

Wykres: Zmiana kosztów uprawnień do emisji CO₂²⁹ (PLN/t).



Źródło: ICE.

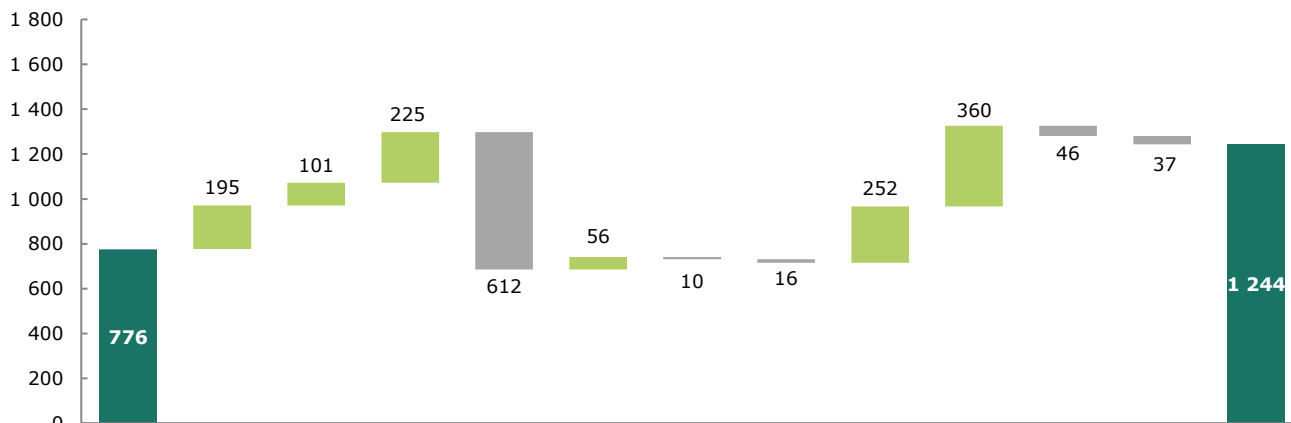
Referencyjna cena ciepła z węgla, odzwierciedlając wcześniejszy spadek kosztów, spadła w 2024 roku o 6%. Jest to baza do wyliczeń cen ciepła dla jednostek kogeneracji ustalających taryfę w trakcie 2025 roku. W 2025 roku odnotowano natomiast średni rynkowy spadek ceny węgla o 15%, z kolei średnia cena uprawnień do emisji CO₂ wzrosła o 7% w stosunku do 2024 roku.

²⁸ PSCMI-2 Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen miał w energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku ciepła.

²⁹ 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. 198 PLN/MWh (tj. spadek o 17%).

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



Odchylenie	EBITDA I pół. 2024	Produkcja ciepła - ilość	Produkcja ciepła - cena¹	Produkcja e.e. - ilość	Produkcja e.e. - cena²	Rynek Mocy	Przychody z tytułu wsparcia wysokospr. kogeneracji	Odpis na Fundusz WRC	Koszty paliw	Koszty CO₂	Koszty osobowe³	Pozost.⁴	EBITDA I pół. 2025
		195	101	225	-612	56	-10	-16	252	360	-46	-37	
EBITDA raportowana I pół. 2024	773												
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2024	-3												
EBITDA powtarzalna I pół. 2024	776	2 563		2 474		147	43	-16	2 248	1 569	298	352	
EBITDA powtarzalna I pół. 2025		2 859		2 087		203	33	0	1 996	1 209	344	389	1 244
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2025													22
EBITDA raportowana I pół. 2025													1 266

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

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

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

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

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

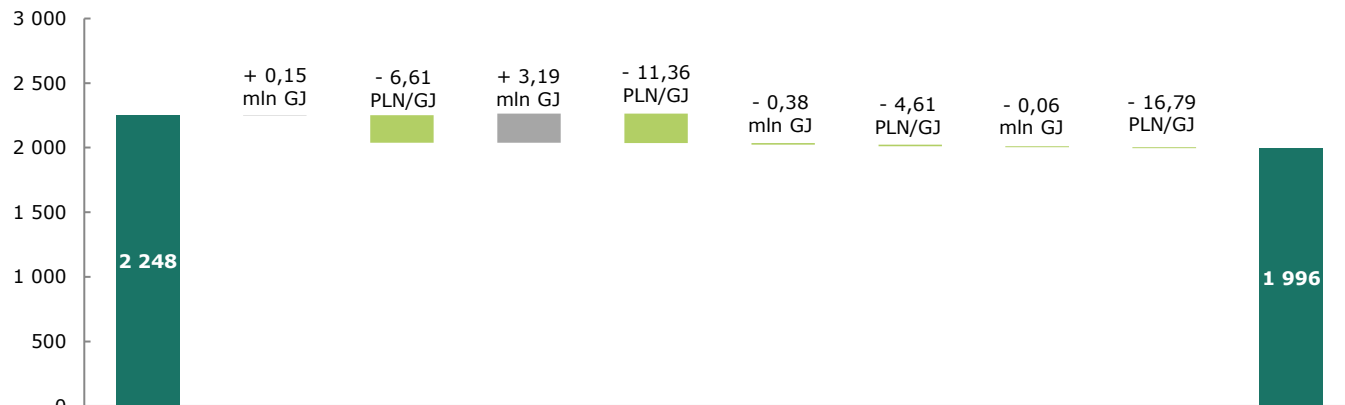
Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	-2	3	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-1	1	-
Rekompensaty KDT	25	-7	-
Razem	22	-3	-

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

- Wyższy wolumen produkcji ciepła netto** w I półroczu 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. 0,2°C r/r, co przełożyło się na wyższą o 2,0 PJ produkcję ciepła.
- Wzrost cen sprzedaży ciepła** jest wynikiem wzrostu taryf na ciepło dla elektrociepłowni w drugiej połowie 2024 roku, jako pochodnych opublikowania przez URE cen referencyjnych na wytwarzanie ciepła w jednostkach niebędących jednostkami kogeneracji.
- Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**, wynika z: niższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 142 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o ok. 612 mln PLN; wyższego wolumenu sprzedaży o 0,4 TWh, co wpłynęło na powiększenie przychodów o ok. 225 mln PLN.
- Wyższe przychody z tytułu Rynku Mocy**, głównie na skutek wyższego zakontraktowanego wolumenu obowiązku mocowego.
- Niższe przychody z tytułu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji**, ze względu na przesunięcie w czasie oddania do użytku Elektrociepłowni Czechnica.
- Brak odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny**. W 2024 roku nastąpiło końcowe rozliczenie odpisu.

- **Niższe koszty zużycia paliw**, które spowodowane są niższą ceną zużycia gazu ziemnego oraz 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).

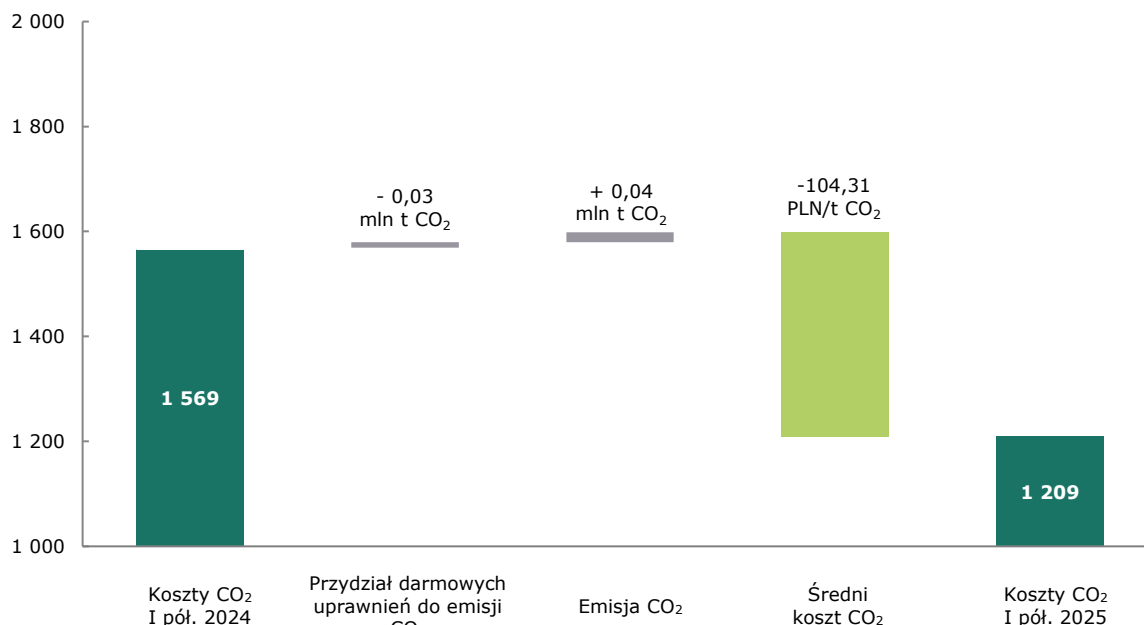


	Koszty I pół. 2024	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Gaz ilość	Gaz cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy oraz pozostałe surowce ilość	Olej opałowy oraz pozostałe surowce cena	Koszty I pół. 2025
Odchylenie	4	-214	226	-229	-12	-13	-7	-7		
Koszty paliw I pół. 2024	2 248	893		1 198		101		56		
Koszty paliw I pół. 2025		683		1 195		76		42		1 996

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	I półrocze 2025		I półrocze 2024	
	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt
	(tys. ton)	(mln PLN)	(tys. ton)	(mln PLN)
Węgiel kamienny	1 470	683	1 436	893
Gaz (tys. m ³)	644 078	1 195	561 200	1 198
Biomasa	302	76	359	101
Olej opałowy oraz pozostałe surowce	-	42	-	56
Razem		1 996		2 248

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



Odchylenie	11	18	-389
Koszty CO ₂ I pół. 2024	1 569		
Koszty CO ₂ I pół. 2025			1 209

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO₂ w segmencie Ciepłownictwo.

Dane dot. CO ₂	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂ (tony)	295 130	320 232	-8%
Emisja CO ₂ (tony)	4 024 572	3 981 597	1%
Średni koszt CO ₂ (PLN/t) ¹	324,09	428,40	-24%

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	503	609	-17%
▪ Rozwojowe	381	478	-20%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	122	131	-7%
Pozostałe	2	4	-50%
Razem	505	613	-18%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE 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.
- Projekt budowy w formule „pod klucz” **Nowej EC Czechnica**, tj. bloku gazowo-parowego o łącznej mocy elektrycznej 179 MWe i mocy cieplnej 315 MWt. W dniu 21 maja 2025 roku nastąpiło podpisanie protokołu przekazania bloku gazowo-parowego do eksploatacji. Ugoda 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 dzień 30 kwietnia 2024 roku pozostaje przedmiotem obowiązującej umowy mediacji. Szczegóły zostały opisane w nocie 24.3 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.
- W **EC Lublin** w I półroczu 2025 roku kontynuowano budowę kotłowni rezerwowo-szczytowej o łącznej mocy 182 MWt. Zakończyły się prace montażowe, przeprowadzono ruch próbny wraz z badaniem

parametrów gwarantowanych. 30 maja 2025 roku nastąpiło podpisanie protokołu przekazania do eksploatacji inwestycji.

- W **EC Rzeszów** trwa budowa drugiej nitki Instalacji Termicznego Przetwarzania Odpadów z Odzyskiem Energii (ITPOE) o wydajności 80 tys. ton odpadów rocznie. Zakończono prace montażowe w zakresie głównych urządzeń i instalacji pomocniczych. Kontynuowane są prace montażowe branży elektrycznej i automatyki wraz z instalacją pozostałych urządzeń. 2 sierpnia 2025 roku przeprowadzono pierwsze podanie odpadów na ruszt. 5 sierpnia 2025 roku podpisano Aneks nr 1 do umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej nowo budowanej instalacji.
- W **EC Bydgoszcz** (EC II) realizowana jest umowa dotycząca budowy źródła kogeneracyjnego w oparciu o 5 silników gazowych o łącznej mocy 52,6 MWe / 50,8 MWt oraz źródła ciepłowniczego rezerwowo – szczytowego. 24 czerwca 2025 roku nastąpiło oficjalne podpisanie protokołu przyjęcia do eksploatacji dla nowo wybudowanej inwestycji. Trwa usuwanie usterek nielimitujących stwierdzonych przy odbiorze. Przewidywana data zakończenia prac to IV kwartał 2025 roku.
- 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 oraz PV Zielona Góra I o łącznej mocy ok. 7,4 MW. Jednocześnie w II kwartale 2025 roku prowadzone było postępowanie przetargowe na wybór Generalnego Wykonawcy dla projektu PV Gorzów o mocy 2,5 MW – zawarcie umowy przewidywane jest w III kwartale 2025 roku.
- **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 kontynuowane są prace konstrukcyjno-budowlane. Trwają dostawy maszyn i urządzeń technologicznych (m.in. wymienniki ciepła, transformatory). W przypadku kotłów biomasowych prowadzone są prace nad projektami wykonawczymi w oczekiwaniu na uzyskanie pozwolenia na budowę. Rozpoczęcie prac obiektowych przewidziane jest w III kwartale 2025 roku.
- **Projekt Przemysłowy dla Elektrociepłowni w Krakowie** - zakończyło się postępowanie przetargowe na wybór Generalnego Realizatora Inwestycji dla zakresu budowy silników gazowych o mocy do 100 MWe. Na ten zakres prac zawarto umowę z Konsorcjum firm Unibep S.A. i SBB Energy S.A. Dla tej części inwestycji uzyskano decyzję o pozwoleniu na budowę.

KLUCZOWY PROJEKT W SEGMENTIE CIEPŁOWNICTWO

Cel projektu	Budżet ¹	Nakłady łącznie ¹	Nakłady w I półroczu 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.	Termin kontraktowy: II kwartał 2024 roku. 21 maja 2025 roku przekazano do eksploatacji

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

5.3.6. Segment działalności - Dystrybucja

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



Dystrybucja

Główne pozycje przychodowe	mln PLN
Sprzedaż usług dystrybucyjnych ¹	5 360
Opłaty przyłączeniowe	122

Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej	18,00 TWh
Liczba klientów	5,82 mln

Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Usługi przesyłowe	1 202
Koszty osobowe ¹	915
Amortyzacja, likwidacja, odpisy	774
w tym amortyzacja aktywowana	14
Różnica bilansowa ²	537
Podatki i opłaty	349
w tym podatek od nieruchomości	301

Główne pozycje wynikowe	mln PLN
EBIT	1 864
EBITDA	2 624

¹ Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe.

² 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.

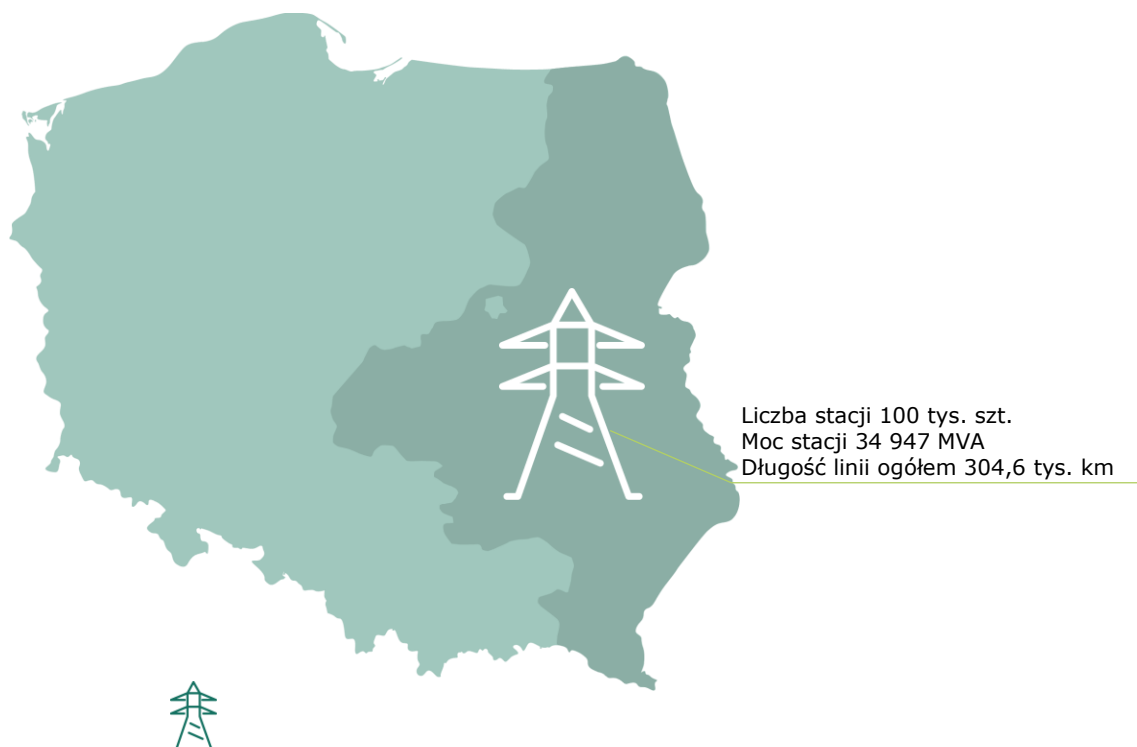
Kluczowym elementem kształtującym wynik segmentu dystrybucji jest uzasadnione **wynagrodzenie za zainwestowany przez spółkę kapitał**. W tym celu wyznaczana jest tzw. Wartość Regulacyjna Aktywów, kalkulowana w oparciu o realizowane inwestycje z uwzględnieniem amortyzacji majątku. WRA jest podstawą do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

W ramach rządowej Tarczy Solidarnościowej w 2022 roku przyjęty został pakiet ustaw, mający na celu ochronę konsumentów, w tym w zakresie cen usług dystrybucji energii elektrycznej. Zgodnie z jej założeniami dla części uprawnionych odbiorców, w ramach określonych limitów, ceny usług dystrybucji energii elektrycznej w 2023 roku zostały zamrożone na poziomie cen z 2022 roku, co obowiązywało do końca czerwca 2024 roku. W wyniku wejścia w życie Ustawy o bonie energetycznym od 1 lipca 2024 roku ceny usług dystrybucji energii elektrycznej zostały odmrożone, wskutek czego obowiązują stawki z taryfy bieżącej. W pierwszej połowie 2024 roku operatorom OSD przysługiwała rekompensata pokrywająca stosowanie obniżonych cen dla usług dystrybucji. Rekompensatę stanowiła różnica wysokości opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej pomiędzy taryfą na 2024 rok, a taryfą na 2022 rok do maksymalnego limitu. Podmiotem odpowiedzialnym za wypłatę rekompensat był Zarządca Rozliczeń S.A. W wyniku wejścia w życie Ustawy o bonie energetycznym od 1 lipca 2024 roku nastąpiło również przesunięcie terminu rozliczenia rekompensat za 2023 rok z 30 czerwca 2024 roku na 31 października 2024 roku.

OBSZAR, WOLUMENY, KLIENCI

PGE Dystrybucja S.A. działa na obszarze³⁰ 129 938 km² i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,8 mln odbiorców.

Wykres: Główne aktywa segmentu Dystrybucja i ich parametry.



Obszar sieci dystrybucyjnej segmentu Dystrybucja

Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh)

Taryfy	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Grupa taryfowa A	2,51	2,53	-1%
Grupa taryfowa B	7,03	7,01	0%
Grupa taryfowa C+R	3,10	3,15	-2%
Grupa taryfowa G	5,36	5,28	2%
Razem	18,00	17,97	0%

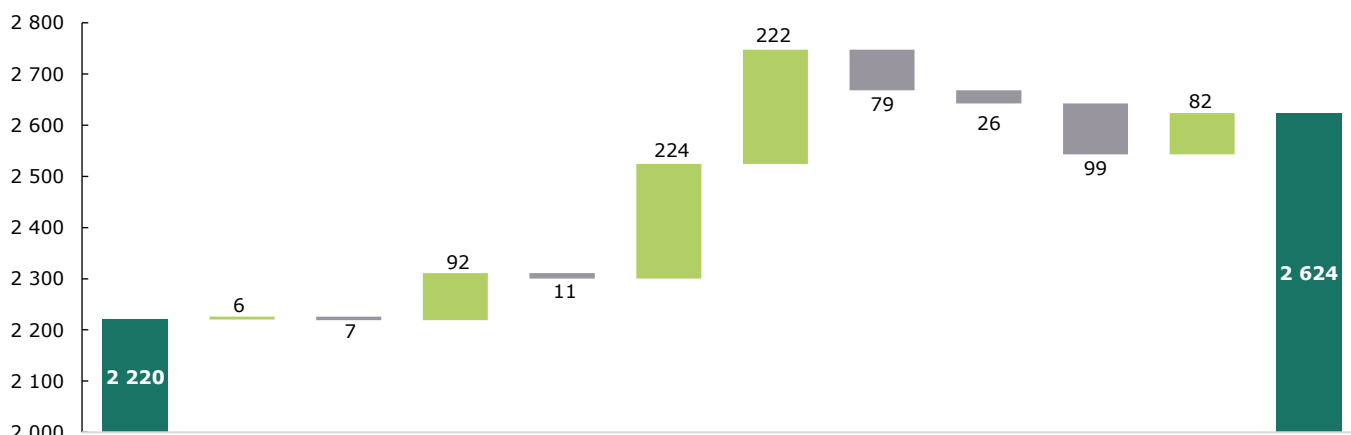
Tabela: Liczba klientów wg punktów poboru energii (szt.)

Taryfy	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Grupa taryfowa A	192	157	22%
Grupa taryfowa B	14 883	14 357	4%
Grupa taryfowa C+R	479 178	475 047	1%
Grupa taryfowa G	5 329 813	5 270 420	1%
Razem	5 824 066	5 759 981	1%

³⁰ 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).



Odchylenie	6	-7	92	-11	224	222	-79	-26	-99	82	
EBITDA raportowana I pół. 2024	2 232										
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2024	12										
EBITDA powtarzalna I pół. 2024	2 220	3 767	307	14	578	405	201	275	816	5	
EBITDA powtarzalna I pół. 2025		3 766	399	3	354	183	122	301	915	87	2 624
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2025											0
EBITDA raportowana I pół. 2025											2 624

¹ Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A., z uwzględnieniem przychodów z tytułu rekompensat w 2024 roku oraz korekty rekompensat dotyczących e.e. za poprzedni okres (zdarzenie jednorazowe).

² Skorygowany 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	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-8	12	-
Korekta rekompensat za energię elektryczną za poprzedni okres	8	-	-
Razem	0	12	-

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

- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej** o 0,03 TWh, wynikający głównie z większego zapotrzebowania na energię elektryczną w taryfie gospodarstw domowych w efekcie wzrostu liczby PPE o 59 tys. szt.
- **Spadek stawek usługi dystrybucyjnej** średnio o 0,4 PLN/MWh wynikający ze zmiany stawek przyjętych w Taryfie 2025.
- **Wzrost pozostałych przychodów z usług dystrybucyjnych** wynikający z opłat za energię elektryczną bierną.
- **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.
- **Spadek przychodów z opłaty przyłączeniowej** w wyniku niższej realizacji projektów przyłączeniowych w badanym okresie.
- **Wzrost podatku od nieruchomości** wynikający z wyższych stawek podatkowych oraz wzrostu wartości majątku sieciowego w efekcie realizacji inwestycji i rozbudowy sieci elektroenergetycznej.

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

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1 403	1 909	-27%
▪ Rozwojowe	619	889	-30%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	784	1 020	-23%
Pozostałe	1	0	-
Razem	1 404	1 909	-26%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE DYSTRYBUCJA

Przyłączanie nowych odbiorców

Realizowano Program przyłączenia nowych odbiorców (PNO) do sieci dystrybucyjnej, w ramach którego w I półroczu 2025 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 566 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. W ramach ciągłości prac projektowych w I półroczu 2025 roku kontynuowano realizację projektów składowych Programu zgodnie z przyjętym planem pracy i zakresem wdrożenia usług w sieci LTE450 w 2025 roku. Realizowane prace dotyczyły dostaw i instalacji sprzętu telekomunikacyjnego oraz modernizacji obiektów własnych PGE Dystrybucja S.A.

W głównym strumieniu prac trwały sukcesywne dostawy oraz instalacje systemów zasilania, co pozwoliło na kompleksowe uruchomienie wszystkich komponentów systemu LTE450 na pierwszych lokalizacjach. Aktualnie trwają testy odbiorcze oraz kontynuowane są prace instalacyjne na kolejnych obiektach GK PGE zgodnie z przyjętym Planem Radiowym LTE450.

W I półroczu 2025 roku kontynuowane było postępowanie publiczne na zakup kart SIM. Zakończono również negocjacje sektorowe w przetargu publicznym „Pozyskanie Usługi Utrzymania w terenie infrastruktury sieci LTE450 (Field Maintenance)”.

Uruchomienie usługi LTE450 nastąpiło w sierpniu 2025 roku, a pełne pokrycie zasięgiem obszaru działania PGE Dystrybucja S.A. zostanie osiągnięte w 2027 roku.

W styczniu 2025 roku PGE Dystrybucja S.A. uzyskała wsparcie w ramach Krajowego Planu Odbudowy na realizację prac w Programie LTE450. Realizacja wyznaczonych kontrolnych kamieni milowych wymaganych przez KPO przebiega zgodnie z przyjętym harmonogramem.

Program Kablowania

Grupa PGE w I półroczu 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 68 mln PLN.

Od początku uruchomienia Programu w 2019 roku zrealizowano 5 063 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 I półroczu 2025 roku realizowane były zadania o wartości 313 mln PLN, mające na celu:

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

- wszczęcie postępowań zakupowych na dostawę 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 I kwartale 2025 roku kontynuowane były prace wdrożeniowe etapu pilotażowego. Etap obejmujący swym zakresem pierwsze lokalne systemy billingowe został uruchomiony produkcyjnie w połowie marca 2025 roku. W II kwartale 2025 trwał etap stabilizacji potwierdzający prawidłowe funkcjonowanie wdrożonego rozwiązania. Obecnie trwają prace odbiorowe. Kolejne etapy będą realizowane w II półroczu 2025 roku oraz w 2026 roku, a zakończenie Programu planowane jest na I półroczu 2027 roku.

Równolegle w ramach dedykowanych projektów towarzyszących wchodzących w skład Programu kontynuowane były prace mające na celu dostosowanie środowiska IT GK PGE do wymogów Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii. Zgodnie z przyjętym harmonogramem prowadzone były prace deweloperskie nad modułem komunikacyjnym dedykowanym do współpracy z hubem centralnym CSIRE po stronie PSE S.A. Równocześnie zgodnie z harmonogramem przyjętym przez PSE S.A. prowadzone były kolejne aktualizacje zasileń inicjalnych do systemu CSIRE. Stosowne walidacje i testy poprawności potwierdziły zgodność danych z wymaganiami.

5.3.7. Segment działalności - Energetyka Kolejowa

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



Energetyka Kolejowa

Główne pozycje przychodowe		mln PLN
Sprzedaż usług dystrybucyjnych	1 157	
Sprzedaż energii elektrycznej ²	1 005	
w tym rekompensaty ²	1	
Przychody ze sprzedaży usług	282	
Sprzedaż paliw	97	
Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej		2,16 TWh
Liczba klientów - dystrybucja energii elektrycznej		57,3 tys.
Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do OF ¹		1,54 TWh
Liczba klientów - obrót energii elektrycznej		37,9 tys.
Główne pozycje wynikowe		mln PLN
EBIT powtarzalny		426
EBIT raportowany		446
EBITDA powtarzalna		657
EBITDA raportowana		675

Główne pozycje kosztowe		mln PLN
Zakup energii elektrycznej		799
w tym na pokrycie różnicy bilansowej		45
Koszt usługi tranzytowej energii elektrycznej		552
Koszty osobowe ²		303
Pozostałe usługi obce		133
Zakup paliwa		90
Podatki i opłaty		47
w tym podatek od nieruchomości		23

¹ OF – Odbiorcy Finalni.

² Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe.

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

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

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

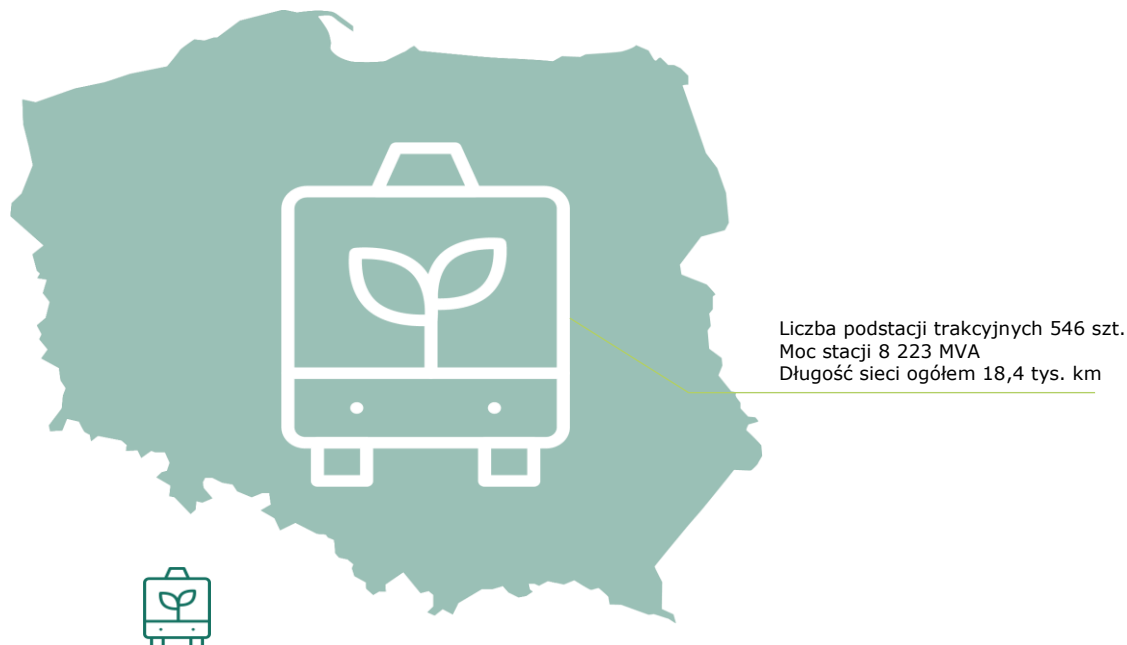
W zakresie działalności segmentu Energetyka Kolejowa są prace związane z utrzymaniem sieci trakcyjnej i wykonywaniem lokalnych robót modernizacyjnych sieci trakcyjnej. Realizowane są także usługi dotyczące elektroenergetyki nietrakcyjnej, jak np. utrzymanie urządzeń, a także budowa i utrzymanie systemów 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 18,4 tys. kilometrów. Do sieci PGE Energetyka Kolejowa S.A. jest podłączonych około 57 tys. odbiorców.

Wykres: Główne aktywa segmentu Energetyka Kolejowa i ich parametry.



Obszar sieci dystrybucyjnej segmentu Energetyka Kolejowa

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

Taryfy	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Grupa taryfowa B	1,46	1,42	3%
Grupa taryfowa C+R	0,05	0,06	-17%
Grupa taryfowa G	0,03	0,02	50%
Razem	1,54	1,50	3%

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

Taryfy	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Grupa taryfowa B	294	293	0%
Grupa taryfowa C+R	6 632	7 324	-9%
Grupa taryfowa G	30 954	29 441	5%
Razem	37 880	37 058	2%

Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh).

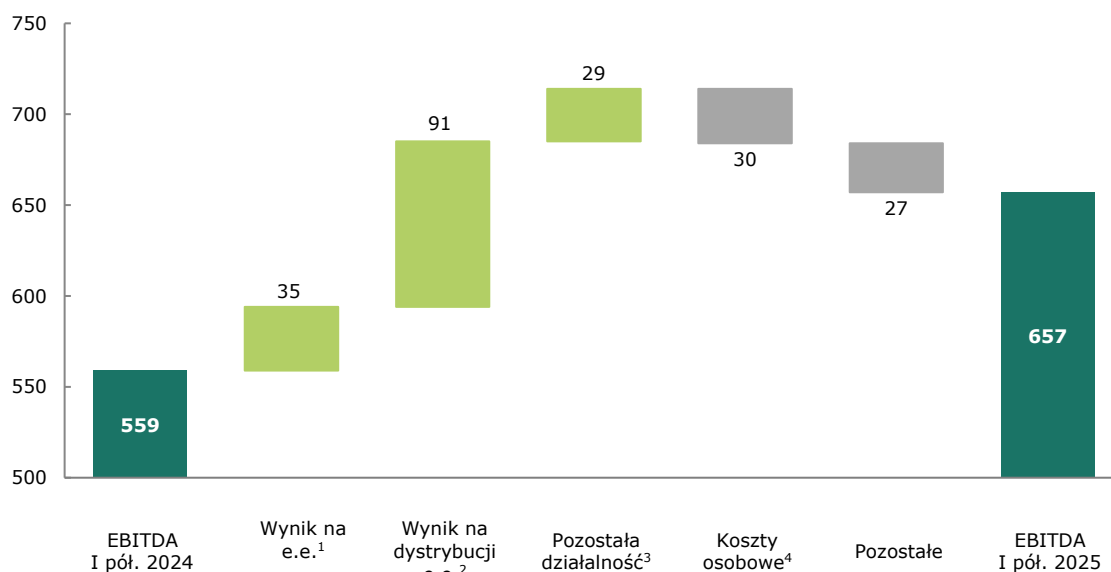
Taryfy	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Grupa taryfowa B	1,85	1,81	2%
Grupa taryfowa C+R	0,28	0,30	-7%
Grupa taryfowa G	0,03	0,03	0%
Razem	2,16	2,14	1%

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

Taryfy	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Grupa taryfowa B	686	663	3%
Grupa taryfowa C+R	25 300	25 775	-2%
Grupa taryfowa G	31 264	29 734	5%
Razem	57 250	56 172	2%

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



Odchylenie	35	91	29	-30	-27	
EBITDA raportowana I pół. 2024	447					
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2024	-112					
EBITDA powtarzalna I pół. 2024	559	200	514	261	273	143
EBITDA powtarzalna I pół. 2025		235	605	290	303	170
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2025						18
EBITDA raportowana I pół. 2025						675

¹ Z uwzględnieniem korekty rekompensat za energię elektryczną za poprzedni okres (zdarzenie jednorazowe).

² 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.

³ Pozostała działalność dotyczy głównie sprzedaży paliw oraz usług trakcyjnych.

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

⁵ Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia odpisów aktualizujących należności PKP Cargo (zdarzenie jednorazowe).

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

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Odpisy aktualizujące należności PKP Cargo	0	-114	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-1	2	-
Korekta rekompensat za energię elektryczną za poprzedni okres	19	0	-
Razem	18	-112	-

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

- **Pozytywny wynik na sprzedaży energii elektrycznej** ze względu na wyższą marżę klientów trakcyjnych jak i nietrakcyjnych, m.in. w związku z efektem ustawy w 2024 roku, pomniejszającym marżę poprzez ustalenie cen maksymalnych energii elektrycznej.
- **Wyższy wynik na dystrybucji** jest w głównej mierze efektem wzrostu przychodów z opłat przyłączeniowych w związku z harmonogramem Programu Modernizacji Układów Zasilania (MUZa) oraz wyższą realizacją mocy.
- **Wyższy wynik w zakresie pozostałej działalności** dotyczy zwłaszcza działalności w zakresie usług trakcyjnych, w związku z waloryzacją umów utrzymaniowych z kontrahentami.
- **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, w związku z realizacją nowego zakresu inwestycji.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	141	199	-29%
▪ Rozwojowe	85	180	-53%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	56	19	195%
Razem	141	199	-29%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE ENERGETYKA KOLEJOWA

Program Modernizacji Układów Zasilania (MUZa)

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

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

Po stronie segmentu Energetyka Kolejowa Program polega na modernizacji i budowie podstacji trakcyjnych zgodnie z zawartymi z PKP PLK umowami przyłączeniowymi. W I półroczu 2025 roku poniesione nakłady wyniosły 30,1 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 I półroczu 2025 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 27,8 mln PLN.

Projekt ZUBI

Kontynuowano projekt instalacji bilansujących liczników zdalnego odczytu ZUBI. Realizacja Projektu ma charakter obligatoryjny i wynika z wymagań stawianych OSD przez Ustawodawcę w Ustawie Prawo Energetyczne z 20 maja 2021 roku. Termin realizacji zadania ustalony został na 31 grudnia 2025 roku. W 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 II kwartału 2025 roku opomiarowano 5 018 stacji SN/nN z 5 763 stacji posiadanych przez PGE Energetyka Kolejowa S.A. W I półroczu 2025 roku na ten projekt poniesione zostały nakłady w wysokości 25,3 mln PLN.

5.3.8. Segment działalności - Obrót

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



Obrót

[illegible]

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

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

³Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe.

W ramach działalności na rynku detalicznym główne źródło **przychodów segmentu to sprzedaż energii elektrycznej** do odbiorców końcowych. Jest to sprzedaż do odbiorców biznesowych i instytucjonalnych, stanowiąca ponad 66% sprzedawanego wolumenu oraz do odbiorców indywidualnych. Przychody segmentu obejmują również **sprzedaż gazu ziemnego oraz paliw**, w tym głównie: miału węglowego i węgla grubego, realizowaną przez PGE Paliwa sp. z o.o.

W wyniku ustawy z 27 listopada 2024 roku o zmianie ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców, od 1 stycznia 2025 roku do 30 września 2025 roku w dalszym ciągu obowiązywać będzie cena maksymalna 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	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Grupa taryfowa A	2,10	2,08	1%
Grupa taryfowa B	5,04	5,59	-10%
Grupa taryfowa C+R	2,65	3,09	-14%
Grupa taryfowa G	4,98	4,75	5%
Razem	14,77	15,51	-5%

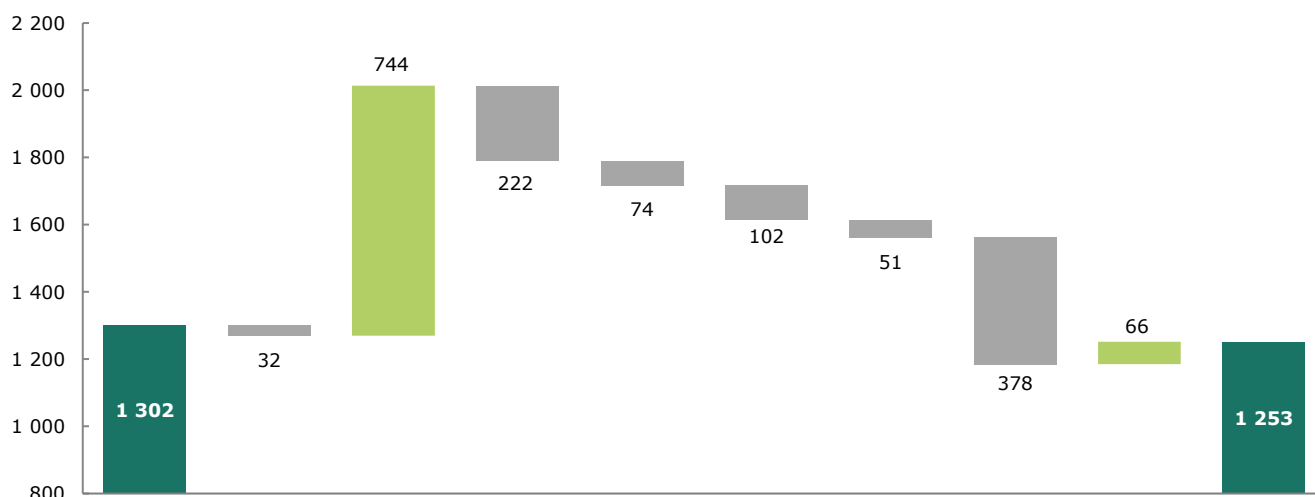
¹ Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

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

Taryfy	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Grupa taryfowa A	138	149	-7%
Grupa taryfowa B	10 393	11 112	-6%
Grupa taryfowa C+R	364 536	399 871	-9%
Grupa taryfowa G	5 324 143	5 267 220	1%
Razem	5 699 210	5 678 352	0%

¹ Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

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



Odchylenie	EBITDA I pół. 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	Pozostałe ⁵	EBITDA I pół. 2025
Odchylenie		-32	744	-222	-74	-102	-51	-378	66	
EBITDA raportowana I pół. 2024	1 304									
Zdarzenie jednorazowe I pół. 2024	2									
EBITDA powtarzalna I pół. 2024	1 302	215		-405	728	145	363	446	-274	
EBITDA powtarzalna I pół. 2025		927		-183	654	43	414	68	-208	1 253
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2025										9
EBITDA raportowana I pół. 2025										1 262

¹ Po uwzględnieniu korekty rekompensat dotyczących e.e. za poprzedni okres w spółce PGE Obrót S.A. (zdarzenie jednorazowe).

² Pozycja neutralna dla wyniku GK PGE.

³ Bez uwzględnienia marży od transakcji CO₂ ze spółkami GK PGE.

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

⁵ Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu rozliczenia odpisu Funduszu WRC za poprzedni okres (zdarzenie jednorazowe).

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

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Korekta rekompensat za energię elektryczną za poprzedni okres	38	0	-
Korekta odpisu na Fundusz WRC za poprzedni okres	-28	0	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-1	2	-
Razem	9	2	350%

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 zatwierdzeniem 1,5-rocznej taryfy powyżej kosztów 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.
- **Niższy wynik na sprzedaży CO₂** głównie w efekcie zmiany wyceny przejściowej kontraktów terminowych CO₂.
- **Wyższe koszty osobowe** przede wszystkim w związku z realizacją porozumień płacowych zawartych ze stroną społeczną.
- **Niższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej** w efekcie wysokiej bazy ubiegłego roku, kiedy rozwiązano rezerwy na umowy rodzące obciążenia głównie dla grupy taryfowej G.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** głównie w efekcie wyższej sprzedaży na usługach dodatkowych.

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.

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.



Pozostała Działalność

Główne pozycje przychodowe	mln PLN
Przychody związane z UPS	246
Przychody z usług IT	186

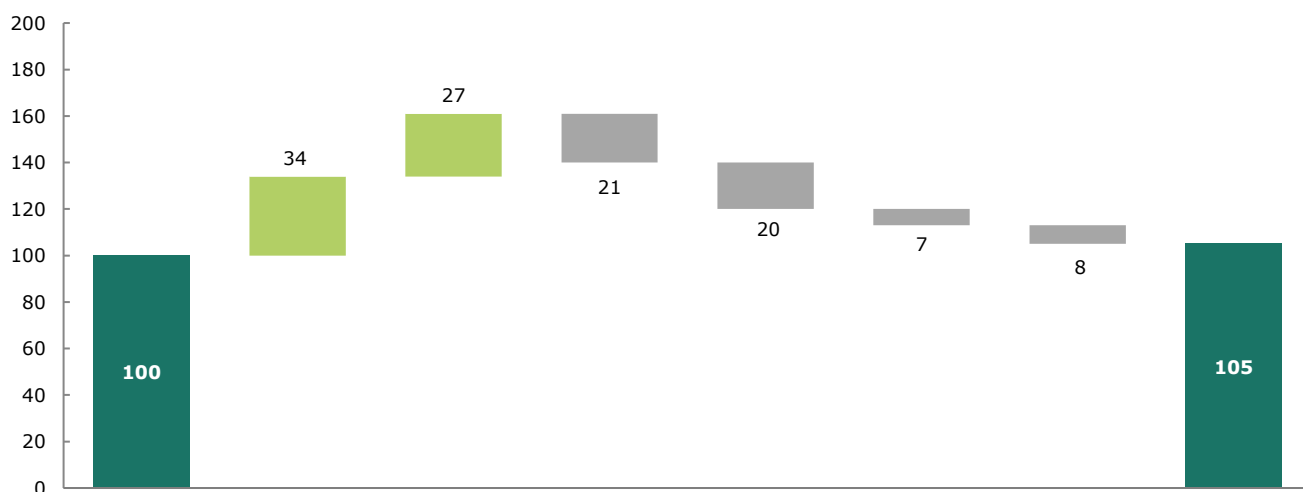
Zarządzanie UPS
Świadczenie usług na rzecz GK PGE
Inwestycje w start-up'y

Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Koszty osobowe	233
Usługi informatyczne	60
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	51
Amortyzacja	32
Usługi transportowe	29

Główne pozycje wynikowe	mln PLN
EBIT	73
EBITDA	105

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I pół. 2024	Przychody związane z UPS	Przychody ze sprzedaży z usług IT	Wartość sprzedanych towarów i materiałów z tyt. UPS	Koszty osobowe	Koszty usług telekomunikacyjnych	Pozostałe	EBITDA I pół. 2025
Odchylenie		34	27	-21	-20	-7	-8	
EBITDA I pół. 2024	100	212	159	30	213	1	-27	
EBITDA I pół. 2025		246	186	51	233	8	-35	105

¹Dane za I półrocze 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 wolumenu i ceny sprzedaży ubocznych produktów spalania.
- **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).
- **Wyższa wartość sprzedanych towarów i materiałów**, wynikająca głównie z wyższych kosztów zakupu UPS i wyższego wolumenu zakupu.
- **Wyższe koszty osobowe** związane ze wzrostem poziomu płacy minimalnej, presją inflacyjną, realizacją porozumień płacowych.
- **Wyższe koszty usług telekomunikacyjnych** w związku z zakupem usług zewnętrznych w celu świadczenia przez spółkę PGE Systemy S.A. szerszego zakresu usług na rzecz GK PGE oraz prowadzenia nowych programów inwestycyjnych.
- **Pozostałe** odchylenia dotyczą zmniejszenia kosztów wytworzenia produktów na własne potrzeby.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

	I półrocze 2025	I półrocze 2024	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	75	33	127%
▪ Inwestycje rozwojowe	63	31	103%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	12	2	500%
Pozostałe	0	1	-
Razem	75	34	121%

¹ Dane za I półrocze 2024 roku dostosowano do porównywalności ze względu na przeniesienie spółek segmentu Gospodarka Obiegu Zamkniętego do segmentu Pozostała Działalność oraz reklasyfikacji 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 kwietniu i w maju 2025 roku otrzymano raporty audytu prawnego nieruchomości zleconego w 2024 roku. W czerwcu 2025 roku otrzymano raport z dodatkowej inwentaryzacji przyrodniczej.

6. Pozostałe elementy Sprawozdania

6.1. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego mające wpływ na działalność w I półroczu 2025 roku oraz w kolejnych okresach

6.1.1. Nowa Strategia Grupy PGE do 2035 roku

12 czerwca 2025 roku Grupa PGE ogłosiła Strategię do 2035 roku. Szczegółowy opis znajduje się w pkt 2 niniejszego sprawozdania.

[Nowa Strategia Grupy PGE do 2035 roku](#)

6.1.2. 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,
- dokonania zmiany Statutu PGE S.A. w zakresie nadania kompetencji Radzie Nadzorczej do wyboru biegłego rewidenta do atestacji sprawozdawczości zrównoważonego rozwoju,
- 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.

[Uchwały ZWZ](#)

6.1.3. 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 przeznaczone 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. zaznacza, 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](#)

6.1.4. Projekt wydzielenia wytwórczych aktywów węglowych.

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

6.1.5. Zmiany regulacyjne

Opis znajduje się w nocie 27.2 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz pkt 4.4 niniejszego sprawozdania.

6.1.6. Decyzja środowiskowa w sprawie Kopalni Turów

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

6.1.7. Postępowanie restrukturyzacyjne ENESTA sp. z o.o.

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

6.1.8. Projekt budowy elektrowni jądrowej

Opis znajduje się w nocie 27.3 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

6.1.9. Szacunek niezbilansowania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci przez prosumentów

Opis znajduje się w nocie 2.3 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

6.1.10. Kary umowne dla wykonawcy bloku 7 w Elektrowni Turów

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

6.1.11. Realizacja oraz finansowanie Projektu Baltica 2

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

6.1.12. Budowa magazynu energii w Żarnowcu

Opis znajduje się w pkt 5.3.2 niniejszego sprawozdania.

[Budowa magazynu energii](#)

6.1.13. Podpisanie umów pożyczek z BGK w ramach KPO

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

6.1.14. Zawarcie umowy kredytowej z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym

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

Kredyt będzie wykorzystywany w transzach. Każda transza może być wykorzystana w PLN lub EUR. Ostateczna data spłaty kredytu przypada nie później niż 18 lat od daty wykorzystania ostatniej transzy kredytu, przy czym ostatnia transza może być wykorzystana nie później niż 24 miesiące od dnia zawarcia umowy. Wysokość oprocentowania będzie ustalana każdorazowo przed wypłatą danej transzy. Umowa nie przewiduje zabezpieczeń rzeczowych. Po zawarciu umowy łączna wartość nominalna umów finansowania z EBI wynosi 8,9 mld PLN.

[Umowa kredytowa z EBI](#)

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

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

[Wynik aukcji uzupełniającej cz.1](#)

[Wynik aukcji uzupełniającej cz.2](#)

6.1.16. Testy na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych

Wyniki przeprowadzonych testów wskazują 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 obniżają 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.

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

[Testy na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych](#)

6.1.17. Zakończenie negocjacji w sprawie potencjalnego nabycia udziałów i akcji od spółki ZE PAK S.A.

ZE PAK S.A. poinformował o odstąpieniu od zamiaru sprzedaży 100% udziałów w PAK CCGT sp. z o.o. i w związku z tym o zakończeniu 30 czerwca 2025 roku negocjacji z PGE S.A. Jednocześnie PGE S.A. oraz ZE PAK deklarują zamiar kontynuacji rozmów w zakresie funkcjonowania PGE PAK Energia Jądrowa S.A.

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

[Zakończenie negocjacji](#)

6.2. Zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym

6.2.1. Zmiana statutu Spółki

24 lipca 2025 roku doręczono PGE S.A. postanowienie o wpisie zmiany Statutu Spółki do Rejestru Przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego. Zmiana polegała na dodaniu do kompetencji Rady Nadzorczej wyboru firmy audytorskiej do atestacji sprawozdawczości zrównoważonego rozwoju.

[Zmiana statutu](#)

6.2.2. 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.

Zakłada się zwiększenie całkowitej pojemności magazynów energii w Grupie PGE do 18 GWh w 2035 roku.

[Budowa magazynu energii elektrycznej w Gryfinie](#)

6.2.3. Nowa szczytowa elektrownia gazowa w Rybniku

11 sierpnia 2025 roku został ogłoszony przetarg na zaprojektowanie i budowę szczytowej elektrowni gazowej (OCGT) w Rybniku o mocy ok. 600 MW. Przedmiot zamówienia obejmuje także 12-letni serwis wybudowanej elektrowni.

[Nowa elektrownia gazowa w Rybniku](#)

6.3. 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 nocie omówiono między innymi kwestie odszkodowania dotyczącego konwersji akcji, kwestii związanych z wnioskiem konsorcjum Polimex-Mostostal o podwyższenie wynagrodzenia za budowę Elektrociepłowni w Siechnicach oraz decyzji środowiskowej w sprawie Kopalni Turów.

6.4. Informacje o podpisanych umowach dotyczących kredytów i pożyczek w I półroczu 2025 roku

Tabela: Istotne umowy kredytów i pożyczek zewnętrznych podpisane w I półroczu 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 czerwca 2025 roku łączna wartość nominalna otrzymanych kredytów i pożyczek zewnętrznych wyniosła 11,3 mld PLN, natomiast ich wartość bilansowa wyniosła 9,0 mld PLN. Różnica pomiędzy wartościami wynika głównie z wyceny w wartości godziwej 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.

6.5. Informacje o udzieleniu w I półroczu 2025 roku przez PGE S.A. lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu, pożyczki lub udzieleniu gwarancji

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

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

Tabela: Wyemitowane obligacje zewnętrzne na 30 czerwca 2025 roku.

Spółka (Emitent)	Strona umowy	Rodzaj finansowania	Data zawarcia umowy programu	Data zapadalności programu	Maksymalna kwota programu (mln)	Wykorzystanie (mln)	Waluta
PGE S.A.	Pekao S.A. oraz ING Bank Śląski S.A.	Obligacje krajowe	2011-08-29	-	5 000	1 400 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

6.7. 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 farmy wiatrowej Baltica 2 (w mln PLN).

Lp	Strona udzielająca zabezpieczenia	Beneficjent zabezpieczenia	Nazwa dokumentu zabezpieczenia	Data umowy	Przedmiot zabezpieczenia i jego wartość	Najwyższa suma zabezpieczenia 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.	2025-03-17	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 przelewu na zabezpieczenie	2025-02-03	Prawa z umów ubezpieczeń, dokumentów projektu oraz gwarancji	35 809	PLN
9.	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
10.	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
11.	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
12.	PGE Baltica 2 sp. z o.o.	Deutsche Bank Luxembourg S.A.	Umowa zastawu rejestrowego i zastawu finansowego na	2025-02-03	1 684 424 udziałów w PGE Baltica 6 sp. z o.o., każdy o wartości 1 000 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
			udziałach PGE Baltica 6 sp. z o.o.				
13.	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)	2025-06-03	10 udziałów w PGE Baltica 6 sp. z o.o., każdy o wartości 1.000 PLN	35 809	PLN
14.	PGE S.A.	Deutsche Bank Luxembourg S.A.	Umowa przelewu na zabezpieczenie	2025-02-03	Przyszłe prawa z wewnątrzgrupowych umów pożyczek	35 809	PLN
15.	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 Elektrowni Wiatrowa Baltica – 2 sp. z o.o.	633	PLN

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

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

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

6.8. Transakcje z podmiotami powiązanymi

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązanymi zostały zamieszczone w nocy 26 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Ponadto w nocy 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.

6.9. Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

6.10. Istotne pozycje pozabilansowe

Opis istotnych pozycji pozabilansowych został przedstawiony w nocy 11 oraz 24 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

6.11. 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.

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

W I półroczu 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.

7. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

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

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE zawiera prawdziwy obraz rozwoju i osiągnięć oraz sytuacji Grupy Kapitałowej, w tym opis podstawowych zagrożeń i ryzyka.

8. Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego

Zarząd PGE S.A. oświadcza, że firma audytorska, dokonująca przeglądu skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy PGE oraz skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego PGE S.A. została wybrana zgodnie z przepisami prawa. Podmiot ten oraz biegli rewidenci, dokonujący tego przeglądu, spełniali warunki do wydania bezstronnego i niezależnego raportu z przeglądu, zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami zawodowymi.

9. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

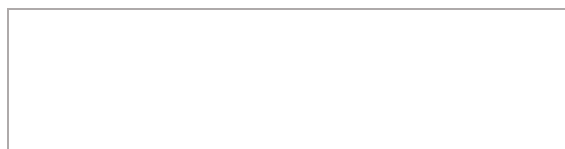
Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej 9 września 2025 roku.

Warszawa, 9 września 2025 roku

Podpisy Członków Zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A.

Prezes Zarządu

Dariusz Marzec



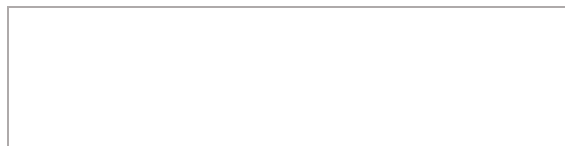
Wiceprezes Zarządu

Maciej Górski



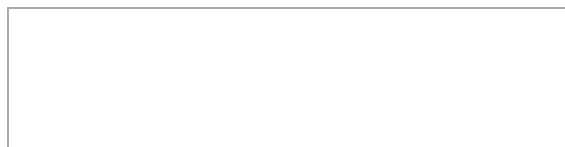
Wiceprezes Zarządu

Przemysław Jastrzębski



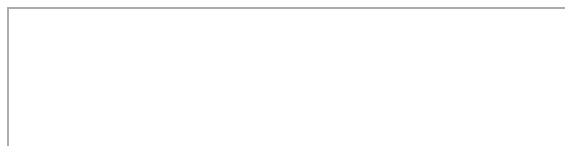
Wiceprezes Zarządu

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	Stale 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
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
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
HCl	Chlorowodór
Hg	Rtęć
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle, technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa
IOS	Instalacja Odsiarczania Spalin
IRGiT	Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.
IRZ	Usługa Interwencyjnej Rezerwy Zimnej, polegająca na utrzymaniu w gotowości bloku do produkcji energii. Energia produkowana jest na polecenie PSE S.A.
ITPOE	Instalacja Termicznego Przetwarzania z Odzyskiem Energii
ITRE	Komisja Przemysłu, Badań Naukowych i Energii w PE
Jednostka wytwórcza	Opisany przez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła i wyprowadzenia mocy

Pojęcie branżowe	Definicja
JWCD	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana – Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez PSE S.A.
KDT	Kontrakty długoterminowe na zakup mocy i energii elektrycznej zawarte między PSE S.A. a wytwórcami energii elektrycznej w latach 1994-2001
KRI	Key Risk Indicator – kluczowa miara ryzyka
Kogeneracja	Równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego
KPI	Kluczowe wskaźniki efektywności
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny, zbiór urządzeń do rozdziału, przesyłania i wytwarzania energii elektrycznej, połączonych w system umożliwiający dostawy energii elektrycznej na terenie Polski
KSP	Krajowy System Przesyłowy, zbiór urządzeń do przesyłu energii elektrycznej na terenie Polski
kV	kilowolt, jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, 1 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 postoiu, stanowiące nadwyżkę mocy dostępną dla PSE S.A. ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokrytą w ramach Umów Sprzedaży Energii (USE) oraz na Rynku Bilansującym (RB) w ramach generacji swobodnej
Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD)	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi
Operator Systemu Przesyłowego (OSP)	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi. Na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od 2 lipca 2014 do 31 grudnia 2030 roku na Operatora Systemu Przesyłowego w zakresie przesyłu energii elektrycznej wyznaczona została PSE S.A.
Opłata kogeneracyjna	Element rachunku za energię elektryczną pobierany w celu sfinansowania nowego mechanizmu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji (system aukcyjny od 2019 roku).
Opłata mocowa	Element rachunku za energię elektryczną, pobierany w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego (stałych dostaw prądu).
Opłata OZE	Opłata OZE służy zapewnieniu dostępności energii ze źródeł odnawialnych w KSE. Opłatę OZE przeznacza się wyłącznie na pokrycie ujemnego salda z tytułu rozliczeń energii ze źródeł odnawialnych pomiędzy wytwórcami tej energii i sprzedawcami energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz kosztów działalności Zarządcy Rozliczeń S.A. (dysponenta opłat OZE).
Opłata przejściowa	Element opłaty dystrybucyjnej pobierany w celu zrekompensowania zakładom energetycznym strat wynikających z przedterminowego rozwiązania Kontraktów Długoterminowych (KDT).
OTF	Organized Trading Facilities
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
Pasmo	Podstawa, baza (base, baseload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy w każdej godzinie doby danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
PJ	Petadžul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 PJ = ok. 278 GWh
PPA	Zakup energii elektrycznej bezpośrednio od producentów energii ze źródeł odnawialnych
Prawa majątkowe	Zbywalne i stanowiące towar giełdowe prawa wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii i w kogeneracji

Pojęcie branżowe	Definicja
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.), (<i>Badania i Rozwój</i>)
SAIDI	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej, wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców
SAIFI	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców
SCR	Selektywna redukcja katalityczna - technologia oczyszczania spalin
Sieć najwyższych napięć (NN)	Sieć elektroenergetyczna o napięciu 220 kV i wyższym
Sieć niskiego napięcia (nN)	Sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV
Sieć średniego napięcia (SN)	Sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV lecz niższym niż 110 kV
Sieć wysokiego napięcia (WN)	Sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym 110 kV
SKRM	Stały Komitet Rady Ministrów
Szczyt	Szczyt (peak, peakload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy realizowana od poniedziałku do piątku w każdej godzinie pomiędzy 07:00-22:00 (15 godzin standard dla rynku polskiego) lub 08:00-20:00 (12 godzin standard dla rynku niemieckiego) danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
Świadectwo pochodzenia z energii odnawialnej	Dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w OZE, wydawany przez Prezesa URE, tzw. zielony certyfikat
Świadectwo pochodzenia z kogeneracji	Dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, wydawany przez Prezesa URE, tzw. czerwone certyfikaty (dla energii wytworzonej z węgla w kogeneracji z ciepłem) i żółte certyfikaty (dla energii wytworzonej z gazu w kogeneracji z ciepłem)
Taksonomia środowiskowa UE	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z 18 czerwca 2020 roku w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające Rozporządzenie (UE) 2019/2088
Taryfa	Zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą
Technologie ICT	Pojęcie obejmujące techniki przetwarzania, gromadzenia lub przesyłania informacji w formie elektronicznej
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A., giełda towarowa na której przedmiotem obrotu może być energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, wielkość emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń, dopuszczone do obrotu na giełdzie.
TPA	Third Party Access, zasada polegająca na udostępnieniu przez właściciela bądź operatora infrastruktury sieciowej stronom trzecim w celu dostarczenia towarów/usług klientom strony trzeciej
TTF	Title Transfer Facility - indeks kontraktów terminowych na gaz z holenderskiej giełdy ICE Endex Dutch
TWh	Terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI - 1 TWh to 10 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

Pojęcie branżowe	Definicja
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, $1 \text{ V} = 1 \text{ J}/1 \text{ C} = (1 \text{ kg} \times \text{m}^2) / (\text{A} \times \text{s}^3)$
W (wat)	Jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ W} = 1 \text{ J}/1 \text{ s} = 1 \text{ kg} \times \text{m}^2 \times \text{s}^{-3}$
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