



20
25

Pozostałe informacje do rozszerzonego
skonsolidowanego raportu Enea S.A.
za III kwartał 2025 r.
Poznań, 18 listopada 2025 r.

Spis treści

1. Podsumowanie operacyjne kwartałów I-III 2025 r.	3
2. Organizacja, władze i działalność Grupy Kapitałowej Enea	5
2.1. Najważniejsze wydarzenia w raportowanym okresie	5
2.2. Zdarzenia po okresie sprawozdawczym	9
2.3. Struktura GK Enea – stan na 30 września 2025 r.	10
2.4. Skład osobowy Zarządu i Rady Nadzorczej	11
2.5. Obszary biznesowe GK Enea	13
2.6. Finansowanie	13
2.7. Akcje i akcjonariat	19
2.8. Wykaz akcji i uprawnień do akcji Enei w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących	20
3. Otoczenie rynkowe	21
3.1. Ceny węgla energetycznego na rynkach polskim i europejskim	21
3.2. Sytuacja w krajowym sektorze górnictwa węgla kamiennego	21
3.3. Ceny energii na rynku polskim	22
3.4. Ceny uprawnień do emisji CO ₂ oraz praw majątkowych „zielonych”	23
4. Informacje o wynikach operacyjnych i finansowych	25
4.1. Wybrane dane finansowe GK Enea	25
4.2. Skonsolidowany rachunek zysków i strat	26
4.3. Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów	30
4.4. Sytuacja pieniężna	32
4.5. CAPEX – nakłady inwestycyjne GK Enea	34
4.6. Dane operacyjne, finansowe i realizacja kluczowych projektów inwestycyjnych w poszczególnych obszarach działalności GK Enea	35
4.7. Prognozy wyników finansowych	68
4.8. Rating	68
4.9. Analiza wskaźnikowa	69
5. Realizacja Strategii	70
6. Zarządzanie ryzykiem	76
7. Regulacje prawne	77
7.1. Otoczenie regulacyjne	77
7.2. Taryfy dla energii elektrycznej i dla usług dystrybucji elektrycznej	77
8. Inne informacje istotne do oceny sytuacji Emitenta	78
8.1. Zatrudnienie	78
8.2. Postępowania sądowe i administracyjne	78
8.3. Spory zbiorowe	78
8.4. Zasady sporządzania sprawozdań finansowych	79
9. Załączniki	80
10. Słowniki pojęć i skrótów	88

1. Podsumowanie operacyjne kwartałów I-III 2025 r.

Grupa Enea w liczbach



WYDOBYCIE

25,7%

udziału w rynku węgla energetycznego w Polsce

18,0%

udziału w rynku węgla kamiennego w Polsce

5,2 mln ton

produkcji netto węgla w I-III kw. 2025 r.



WYTWARZANIE

6,3 GW

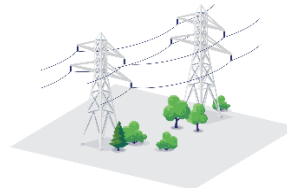
całkowitej mocy zainstalowanej

583,7 MW

mocy zainstalowanej w OZE

14,7 TWh

całkowitego wytwarzania energii netto w I-III kw. 2025 r.



DYSTRYBUCJA

2,86 mln

odbiorców usług dystrybucyjnych

126,1 tys. km

linii dystrybucyjnych wraz z przyłączami

14,9 TWh

dostarczonej energii w I-III kw. 2025 r.



OBRÓT

2,78 mln

klientów

18,0 TWh

sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego klientom detalicznym w I-III kw. 2025 r.

33

Biura Obsługi Klienta (w tym 32 stacjonarne i 1 mobilne)



EBITDA GK Enea

w kwartałach I-III 2025 r.

na poziomie **4,66 mld zł**

Wydobycie **0,30 mld zł**

Wytwarzanie **1,47 mld zł**

Dystrybucja **2,10 mld zł**

Obrót **0,59 mld zł**

W kwartałach I-III 2025 r. Grupa Kapitałowa Enea wypracowała wynik EBITDA na poziomie 4 658,2 mln zł (spadek r/r o 674,8 mln zł).

W Obszarze Wydobycia osiągnięta została EBITDA na poziomie 304,9 mln zł (spadek r/r o 251,0 mln zł). Spadek wolumenu sprzedaży węgla oraz niższa cena sprzedaży wpłynęły na zrealizowanie niższych przychodów ze sprzedaży węgla. Dodatkowo, istotnie na wynik EBITDA wpłynęło otrzymane odszkodowanie za szkodę powstałą w wyniku wylewu wód podziemnych, która miała miejsce w lutym 2023 r. w ścianie 3/VII/385 (zdarzenie jednorazowe w kwocie 144,85 mln zł).

Obszar Wytwarzania odnotował wynik EBITDA na poziomie 1 469,4 mln zł (spadek r/r o 1 196,1 mln zł). W Segmencie Elektrowni Systemowych odnotowano spadek wyniku EBITDA głównie w efekcie spadku marży na odkupie energii elektrycznej, przy jednocześnie wyższych przychodach z tytułu Rynku Mocy oraz Mocy Bilansujących. W Segmencie OZE odnotowano spadek wyniku EBITDA w związku ze zrealizowaniem niższej marży na Zielonym Bloku (głównie efekt niższych cen energii elektrycznej, przy jednoczesnym spadku jednostkowych kosztów biomasy) oraz niższego wyniku w Obszarze Wody. W Segmencie Ciepło odnotowano wzrost wyniku EBITDA, na co wpłynął wzrost marży jednostkowej (głównie spadek jednostkowych kosztów paliw).

Obszar Dystrybucji odnotował wynik EBITDA na poziomie 2 098,9 mln zł (wzrost r/r o 352,8 mln zł). Wzrost wyniku EBITDA jest efektem wyższej zrealizowanej marży z działalności koncesjonowanej. Jednocześnie, odnotowano wzrost rezerw dotyczących majątku sieciowego oraz wzrost kosztów operacyjnych.

Obszar Obrotu odnotował wynik EBITDA na poziomie 587,4 mln zł (wzrost r/r o 355,3 mln zł). Wyższy wynik EBITDA wynika głównie ze wzrostu marżowości na rynku detalicznym. Jednocześnie, odnotowano spadek rozpoznanych przychodów z tytułu rekompensat oraz spadek wyniku aktualizacji wyceny kontraktów CO₂ oraz transakcji terminowych energii i gazu.

- Nakłady inwestycyjne wyniosły **4 436,1 mln zł**
- Produkcja węgla handlowego wyniosła **5,2 mln t**
- Sprzedaż węgla handlowego wyniosła **5,3 mln t**
- Grupa wytworzyła prawie **14,7 TWh** energii elektrycznej netto
- Sprzedaż ciepła w Segmencie Wytwarzanie wyniosła **4,3 PJ**
- Sprzedaż usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym wyniosła **14,9 TWh**
- Wolumen sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom detalicznym wyniósł prawie **18,0 TWh**



Jednym z filarów strategicznych jest doskonałość operacyjna. Zwiększamy efektywność poprzez upraszczanie procesów i struktur organizacyjnych, budujemy kulturę organizacyjną opartą na zaangażowaniu, dążymy do tego, aby być elastycznymi i szybszymi w działaniu.

Grzegorz Kinelski, Prezes Zarządu Enei

2. Organizacja, władze i działalność Grupy Kapitałowej Enea

2.1. Najważniejsze wydarzenia w raportowanym okresie



Grupa Enea
dokonała akwizycji
11 farm wiatrowych,
o łącznej mocy
199,9 MW w 2025 r.

Zawiązano spółkę
Magazyny Energii
do realizacji projektu
budowy magazynu energii
elektrycznej

Zawiązano spółkę
EW MPŻ do realizacji
projektu budowy instalacji
do wytwarzania produktów
z mieszanki
popiołowo-żuźłowej

26 marca 2025 r. **Enea**
Nowa Energia nabyła
100% udziałów spółek
będących właścicielami
6 farm wiatrowych
(83,5 MW)

- 7 stycznia 2025 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Enea Elkogaz podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego tej spółki z kwoty 54 000 000 zł do 74 000 000 zł, tj. o kwotę 20 000 000 zł poprzez utworzenie nowych 200 000 udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy i o łącznej wartości nominalnej 20 000 000 zł. Udziały zostały w całości objęte przez Eneę i pokryte wkładem pieniężnym w kwocie 20 000 000 zł. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS nastąpiła 10 stycznia 2025 r.
- 20 lutego 2025 r. Enea Nowa Energia nabyła 100% udziałów w spółce Wielkopolskie Elektrownie Słoneczne 3 sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu. Spółka realizuje projekt budowy farmy fotowoltaicznej o mocy 54 MW.
- 21 lutego 2025 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Enebiogaz 1 podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 25 000 zł, tj. do kwoty 105 000 zł, poprzez utworzenie nowych 500 udziałów o wartości nominalnej 50 zł każdy i o łącznej wartości nominalnej 25 000 zł. Udziały zostały w całości objęte przez spółkę Enea Nowa Energia i pokryte wkładem pieniężnym w kwocie 25 000 zł. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS nastąpiła 25 marca 2025 r.
- 21 lutego 2025 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Enebiogaz 2 podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 40 000 zł, tj. do kwoty 105 000 zł, poprzez utworzenie nowych 800 udziałów o wartości nominalnej 50 zł każdy i o łącznej wartości nominalnej 40 000 zł. Udziały zostały w całości objęte przez spółkę Enea Nowa Energia i pokryte wkładem pieniężnym w kwocie 40 000 zł. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS nastąpiła 4 marca 2025 r.
- 21 lutego 2025 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników EN102 podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 6 556 200 zł, tj. do kwoty 10 157 000 zł, poprzez utworzenie nowych 9 366 udziałów o wartości nominalnej 700 zł każdy i o łącznej wartości nominalnej 6 556 200 zł. Udziały zostały w całości objęte przez spółkę Enea Nowa Energia i pokryte wkładem pieniężnym w kwocie 6 556 200 zł. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS nastąpiła 28 kwietnia 2025 r.
- 21 lutego 2025 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników EN103 podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 2 155 300 zł, tj. do kwoty 2 373 000 zł, poprzez utworzenie nowych 3 079 udziałów o wartości nominalnej 700 zł każdy i o łącznej wartości nominalnej 2 155 300 zł. Udziały zostały w całości objęte przez spółkę Enea Nowa Energia i pokryte wkładem pieniężnym w kwocie 2 155 300 zł. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS nastąpiła 28 kwietnia 2025 r.
- 21 lutego 2025 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników EN201 podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 3 735 200 zł, tj. do kwoty 6 314 000 zł, poprzez utworzenie nowych 5 336 udziałów o wartości nominalnej 700 zł każdy i o łącznej wartości nominalnej 3 735 200 zł. Udziały zostały w całości objęte przez spółkę Enea Nowa Energia i pokryte wkładem pieniężnym w kwocie 3 735 200 zł. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS nastąpiła 28 kwietnia 2025 r.
- 24 marca 2025 r. Enea zawiązała spółkę EW Magazyn Energii sp. z o.o. z siedzibą w Świerżach Górnych. Kapitał zakładowy zawiązanej spółki wynosi 10 000 zł. Enea objęła w spółce 100% udziałów. Przedmiotem działalności spółki w organizacji EW Magazyn Energii jest realizacja projektu budowy magazynu energii elektrycznej na terenie Enea Wytwarzanie. Spółka została wpisana do Rejestru Przedsiębiorców KRS 8 maja 2025 r.
- 24 marca 2025 r. Enea zawiązała spółkę EW MPŻ sp. z o.o. z siedzibą w Świerżach Górnych. Kapitał zakładowy zawiązanej spółki wynosi 10 000 zł. Enea objęła w spółce 100% udziałów. Przedmiotem działalności spółki w organizacji EW MPŻ jest realizacja projektu budowy instalacji do wytwarzania produktów z mieszanki popiołowo-żuźłowej (MPŻ) zmagazynowanej

na składowisku MPŻ w Enea Wytwarzanie. Spółka została wpisana do Rejestru Przedsiębiorców KRS 7 maja 2025 r.

- 25 marca 2025 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Enea Elkogaz podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 20 000 000 zł, tj. z kwoty 74 000 000 zł do kwoty 94 000 000 zł, poprzez utworzenie 200 000 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy. Wszystkie nowo utworzone udziały w kapitale zakładowym spółki zostały objęte przez Eneę, która pokryła je w całości wkładem pieniężnym. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS nastąpiła 2 kwietnia 2025 r.
- 26 marca 2025 r. Enea Nowa Energia zawarła z EE Polska ApS i EE Pommerania ApS z siedzibą w Danii umowę nabycia 100% udziałów spółek celowych będących właścicielami sześciu działających farm wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej 83,5 MW oraz opcji zakupu projektu farmy fotowoltaicznej o mocy 25 MW. Wartość umowy nabycia farm wiatrowych, opcji zakupu farmy fotowoltaicznej oraz potencjalnej premii dla sprzedającego wyniesie maksymalnie 914 800 tys. zł. 28 kwietnia 2025 r. Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wyraził zgodę na dokonanie koncentracji - w konsekwencji transakcja została sfinalizowana 27 maja 2025 r. Spółka jednocześnie zrezygnowała z zakupu projektu farmy fotowoltaicznej.
- 31 marca 2025 r. Zwyczajne Zgromadzenie Wspólników Enea Innowacje w likwidacji podjęło uchwałę w sprawie zakończenia procesu likwidacji spółki. 10 kwietnia 2025 r. Enea Innowacje została wykreślona z KRS. Wpis jest nieprawomocny.
- 7 kwietnia 2025 r. przez portal Ministerstwa Sprawiedliwości S24 zawiązana została spółka Enea Połaniec Gaz sp. z o.o. (z siedzibą w Zawadzie, gm. Połaniec) do realizacji projektu inwestycyjnego, polegającego na budowie jednego lub dwóch bloków gazowo-parowych. Kapitał zakładowy nowo zawiązanej spółki w wysokości 18 mln zł został pokryty w formie pieniężnej. Enea jest jedynym udziałowcem spółki. Spółka została zarejestrowana w KRS 11 kwietnia 2025 r.
- W kwietniu 2025 r. spółki Enea Wytwarzanie oraz Enea Elektrownia Połaniec dokonały przedterminowych spłat pożyczek udzielonych przez Eneę w roku 2020. Enea Wytwarzanie spłaciła całą pozostałą do spłaty kwotę pożyczki w wysokości 1 782 034 tys. zł. Enea Elektrownia Połaniec spłaciła całą pozostałą do spłaty kwotę pożyczki w wysokości 500 000 tys. zł.
- 9 kwietnia 2025 r. spółka Enea Nowa Energia nabyła 100% udziałów w spółce PV Stare Brynki sp. z o.o. z siedzibą w Szczecinie (1 lipca 2025 r. zmianie uległa nazwa firmy oraz siedziba spółki na Enea PV Stare Brynki sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu). Spółka realizuje projekt budowy farmy fotowoltaicznej o mocy 9,04 MW – projekt Stare Brynki.
- 15 kwietnia 2025 roku podjęta została kierunkowa decyzja o reorganizacji struktury obszaru handlu. Planowana reorganizacja ma polegać na przeniesieniu działalności operacyjnej w zakresie sprzedaży energii elektrycznej (funkcjonującej aktualnie w Spółce) do spółki zależnej.
- 17 kwietnia 2025 r. Enea Nowa Energia nabyła 100% udziałów w spółce RRSP 88 sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (10 czerwca 2025 r. zmianie uległa nazwa firmy oraz siedziba spółki na Enea PV Rydzyna sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu). Spółka realizuje projekt budowy farmy fotowoltaicznej o mocy 27,43 MW – projekt Rydzyna.
- 22 kwietnia 2025 r. Enea Nowa Energia nabyła 100% udziałów w spółce Radan Nordwind sp. z o.o. Spółka dysponuje farmą wiatrową Pelplin o mocy 83,2 MW.
- W wyniku transakcji zrealizowanych na GPW w kwietniu 2025 r. Enea S.A. sprzedała łącznie 262 500 akcji Polimex Mostostal S.A. 30 kwietnia 2025 r. w wyniku realizacji opcji call 16 (nabycie akcji) na Enea S.A. zostało przeniesionych 375 000 akcji. W wyniku transakcji zrealizowanych na GPW w maju 2025 r. Enea S.A. sprzedała łącznie 92 500 akcji. Po realizacji ww. transakcji Enea S.A. posiada 40 495 024 akcje, a udział Enea S.A. w kapitale zakładowym Polimex Mostostal S.A. wynosi 16,24%.

7 kwietnia 2025 r.
zawiązano spółkę Enea
Połaniec Gaz sp. z o.o.
do realizacji projektu
inwestycyjnego
polegającego na budowie
bloków gazowo-parowych

Podjęto kierunkową
decyzję o reorganizacji
struktury obszaru handlu
- przeniesieniu
działalności operacyjnej
w zakresie sprzedaży
energii elektrycznej
do spółki zależnej

17 kwietnia 2025 r. Enea
Nowa Energia nabyła
100% udziałów spółki
Radan Norwind sp. z o.o.
(farma wiatrowa Pelplin
o mocy 83,2 MW)

26 i 27 maja 2025 r. **Enea
Nowa Energia** nabyła
4 farmy wiatrowe o łącznej
mocy **33,2 MW**

21 maja 2025 r.
Enea S.A. zawarła z BGK
umowę
niskooprocentowanej
pożyczki o wartości
9,13 mld zł, finansowanej
ze środków **KPO**

- 30 kwietnia 2025 r. odbyły się Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników w spółkach WMC SPV 2 sp. z o.o. oraz WMC SPV 4 sp. z o.o. w sprawie połączenia spółek: Enea Nowa Energia sp. z o.o. (spółka przejmująca) ze spółkami WMC SPV 2 sp. z o.o. oraz WMC SPV 4 sp. z o.o. (spółki przejmowane). Rejestracja połączenia w KRS nastąpiła w dniu 2 czerwca 2025 r.
- 7 maja 2025 r. Enea S.A., wykonując uchwałę Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników spółki Elektrownia Wiatrowa Baltica – 5 sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie z dnia 28 kwietnia 2025 r., objęła 95 nowych udziałów o wartości nominalnej 1 000 zł każdy, o łącznej wartości nominalnej 95 000 zł, w podwyższonym kapitale zakładowym Spółki i pokryła je w całości wkładem pieniężnym w kwocie 4 428 826,00 zł, przy czym nadwyżka wartości wnoszonego wkładu pieniężnego ponad wartość nominalną obejmowanych udziałów w kwocie 4 333 826,00 zł zostanie przelana do kapitału zapasowego Spółki (agio). Podwyższenie kapitału zakładowego Spółki o kwotę 281 000 zł, to jest z kwoty 281 000 zł do kwoty 562 000 zł poprzez ustanowienie 281 nowych, równych i niepodzielnych udziałów o wartości nominalnej 1 000 zł każdy, o łącznej wartości nominalnej 281 000 zł zostało zarejestrowane w KRS w dniu 16 maja 2025 r. Po rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego, udział Enei S.A. nie zmienił się i wynosi 33,81%.
- 19 maja 2025 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Enea Nowa Energia podwyższyło kapitał zakładowy spółki z kwoty 171 148 100 zł do kwoty 172 703 000 zł, tj. o kwotę 1 554 900 zł poprzez utworzenie 31 098 nowych udziałów o wartości nominalnej 50 zł każdy udział i o łącznej wartości nominalnej 1 554 900 zł. Udziały zostały objęte i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci 100% udziałów spółki PRO-WIND. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS nastąpiła 20 czerwca 2025 r.
- 20 maja 2025 r. spółki: PRO-WIND sp. z o.o. (wniesienie udziałów aportem), PV Genowefa sp. z o.o. i PV Tykocin sp. z o.o. (sprzedaż), zostały przeniesione z Enei S.A. do Enei Nowa Energia sp. z o.o. Obecnie trwa proces połączenia spółki Enea Nowa Energia (spółka przejmująca) ze spółkami: PV Tykocin, PV Genowefa oraz PRO-WIND (spółki przejmowane).
- 21 maja 2025 r. Enea S.A. zawarła z Bankiem Gospodarstwa Krajowego umowę pożyczki o wartości 9,13 mld zł, finansowaną ze środków Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (Inwestycja G3.1.4 – Fundusz Wsparcia Energetyki, komponent G – RePowerEU). Pozyskane środki finansowe zostaną przeznaczone na refinansowanie wydatków kwalifikowalnych, ponoszonych przez Eneę Operator sp. z o.o. w zakresie rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej na obszarze północnozachodniej Polski. Inwestycje obejmą m.in. modernizację i rozbudowę sieci dystrybucyjnej, poprawę jakości i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz zwiększenie zdolności sieci elektroenergetycznej Enei Operator sp. z o.o. do współpracy ze źródłami energii odnawialnej, w tym w oparciu o technologię sieci inteligentnej. Pożyczka udzielona jest na warunkach stałej stopy procentowej 0,5% w skali roku, a jej uruchamianie przewidziano w latach 2025-2036. Spłata kapitału pożyczki następować będzie ratalnie w okresach półrocznych, z terminem ostatecznej spłaty do 20 maja 2050 r.
- 26 maja 2025 r. Enea Nowa Energia sp. z o.o. nabyła 100% udziałów w spółce EKO-EN Skibno 2 sp. z o.o. Spółka zrealizowała projekt budowy farmy wiatrowej Skibno o mocy 10 MW.
- 27 maja 2025 r. Enea Nowa Energia sp. z o.o. nabyła spółki:
 - EE Grunhof GmbH (nabycie 100% udziałów w dniu 27 maja 2025 r.). EE Grunhof GmbH jest właścicielem 25% udziałów w spółce EE Liskowo sp. z o.o. (spółka jest właścicielem farmy wiatrowej Liskowo o mocy 38,8 MW),
 - EE Liskowo sp. z o.o. (nabycie 75% udziałów),
 - EE Pommern GmbH (nabycie 100% udziałów). EE Pommern GmbH jest właścicielem spółki EE Pomorze sp. z o.o., będącej właścicielem spółek: Farma Wiatrowa Kołobrzeg sp. z o.o. (spółka jest właścicielem farmy wiatrowej Kołobrzeg o mocy 19,25 MW), Farma Wiatrowa Drawsko II sp. z o.o. (spółka jest właścicielem farmy wiatrowej Drawsko II o mocy 5,25 MW), Farma Wiatrowa Siemyśl sp. z o.o. (spółka jest właścicielem farmy wiatrowej Siemyśl o mocy 6,3 MW) oraz European Wind Farms Polska sp. z o.o., będącej właścicielem spółek:

European Wind Farm Polska sp. z o.o. Grzmiąca sp. k. (spółka jest właścicielem farmy wiatrowej Grzmiąca o mocy 6,0 MW), European Wind Farm Sp. z o.o. Białogard sp.k. (spółka jest właścicielem farmy wiatrowej Białogard o mocy 7,9 MW).

- 28 maja 2025 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Farmy Wiatrowej Bejsce sp. z o.o. podwyższyło kapitał zakładowy spółki Farma Wiatrowa Bejsce sp. z o.o. z kwoty 7 742 600 zł do kwoty 13 198 400 zł, tj. o kwotę 5 455 800 zł, poprzez wniesienie wkładu pieniężnego przez Eneę Nowa Energia sp. z o.o. w drodze konwersji wierzytelności Enei Nowa Energia sp. z o.o. z tytułu udzielonych pożyczek przez Eneę Nowa Energia sp. z o.o. spółce Farma Wiatrowa Bejsce sp. z o.o. (w wysokości 109 116 000 zł) wraz z zawarciem umowy potrącenia wierzytelności, przy czym na kapitał zakładowy Farmy Wiatrowej Bejsce sp. z o.o. przeznaczono kwotę 5 455 800 zł, a na kapitał zapasowy Farmy Wiatrowej Bejsce sp. z o.o. przeznaczono kwotę 103 660 200 zł. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane 25 czerwca 2025 r.
- 11 czerwca 2025 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Enei Power&Gas Trading oraz Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Enei Trading wyraziło zgodę na podział spółki Enea Power&Gas Trading sp. z o.o. poprzez wydzielenie ZCP (zorganizowanej części przedsiębiorstwa) do Enei Trading. W wyniku podziału kapitał zakładowy Enei Power&Gas Trading został obniżony z kwoty 61 392 500 zł do kwoty 17 186 300 zł, tj. o kwotę 44 206 200 zł (rejestracja obniżenia kapitału zakładowego w KRS nastąpiła 25 czerwca 2025 r.). Jednocześnie w wyniku tego podziału podwyższony został kapitał zakładowy Enei Trading z kwoty 61 206 000 zł do kwoty 109 379 000 zł, tj. o kwotę 48 173 000 zł, poprzez utworzenie 48 173 nowych udziałów (Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS nastąpiła 1 lipca 2025 r.).
- 8 sierpnia 2025 r. w wyniku realizacji opcji call 17 (nabycie akcji) na Enea S.A. zostało przeniesionych 375 000 akcji. Po realizacji ww. transakcji Enea S.A. posiada 40 870 024 akcje, a udział Enea S.A. w kapitale zakładowym Polimex Mostostal S.A. wynosi 16,29%.
- 19 sierpnia 2025 r. na Nadzwyczajnym Zgromadzeniu Wspólników spółki Enea Elkogaz podjęto:
 - warunkową uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego Enea Elkogaz o kwotę 14 000 000 zł, tj. do kwoty 108 000 000 zł - poprzez utworzenie 140 000 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy, poprzez wniesienie przez Eneę S.A. wkładu pieniężnego w wysokości 1 400 000 000 zł, przy czym kwota 14 000 000 zł zostanie przeznaczona na kapitał zakładowy Enei Elkogaz, a kwota 1 386 000 000 zł na kapitał zapasowy Enea Elkogaz,
 - warunkową uchwałę w sprawie wydania przez Enea Elkogaz polecenia rozpoczęcia prac (ang. NTP - notice to proceed) generalnemu wykonawcy Çalk Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.

Zarząd **Enei Elkogaz** wydał
polecenie rozpoczęcia
prac **NTP**
(ang. notice to proceed)
generalnemu wykonawcy
**Çalk Enerji Sanayi ve
Ticaret A.Ş.**

Warunki zawieszające ww. uchwały zostały spełnione 29 sierpnia 2025 r., w związku z tym uchwały weszły w życie. 29 sierpnia 2025 r. zarząd Enei Elkogaz wydał polecenie rozpoczęcia prac generalnemu wykonawcy.

- 24 sierpnia 2025 r. zawiązana została spółka Enea Połaniec Peak sp. z o.o. z siedzibą w Zawadzie. Przedmiotem działalności spółki będzie budowa szczytowych jednostek gazowych (OCGT). Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Enea S.A., która będzie 100% udziałowcem spółki, nie objęła jeszcze udziałów oraz nie dokonano wpłaty na kapitał zakładowy nowo zawiązanej spółki.
- 27 sierpnia 2025 r. odbyły się Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek: PV Genowefa, PRO-WIND, PV Tykocin, na których zostały podjęte uchwały w sprawie połączenia tych spółek z Eneą Nowa Energia i został złożony wniosek do KRS. Po rejestracji w KRS spółki: PV Genowefa, PRO-WIND, PV Tykocin zostaną połączone z Eneą Nowa Energia.
- 1 września 2025 r. do starostwa powiatowego w Kozienicach został złożony wniosek o wydanie pozwolenia na budowę bloków gazowo-parowych.
- 15 września 2025 roku Spółka powzięła informację o wstępnych wynikach aukcji uzupełniającej rynku mocy na rok 2026 podanych do publicznej wiadomości przez Polskie Sieci

W wyniku aukcji uzupełniającej rynku mocy na 2026 r. Grupa Enea zakontraktowała 1 762 MW. Szacowane przychody mogą wynieść 610 mln zł.

30 września 2025 r. Enea S.A. podpisała aneks do umowy pożyczki z BGK, zwiększający finansowanie ze środków KPO, na rozwój sieci dystrybucyjnej z kwoty 9,13 mld zł do kwoty blisko 10 mld zł.

Elektroenergetyczne S.A. W związku z ww. faktem Spółka szacuje, iż przychody Grupy z rynku mocy z aukcji uzupełniającej na rok dostaw 2026 mogą wynosić ok. 610 mln zł dla mocy zakontraktowanej w wysokości 1 762 MW. Wszystkie szacowane przychody Grupy Enea na 2026 r. z rynku mocy, uwzględniające wcześniej zakontraktowane obowiązki mocowe, wyniosą ok. 1,3 mld zł.

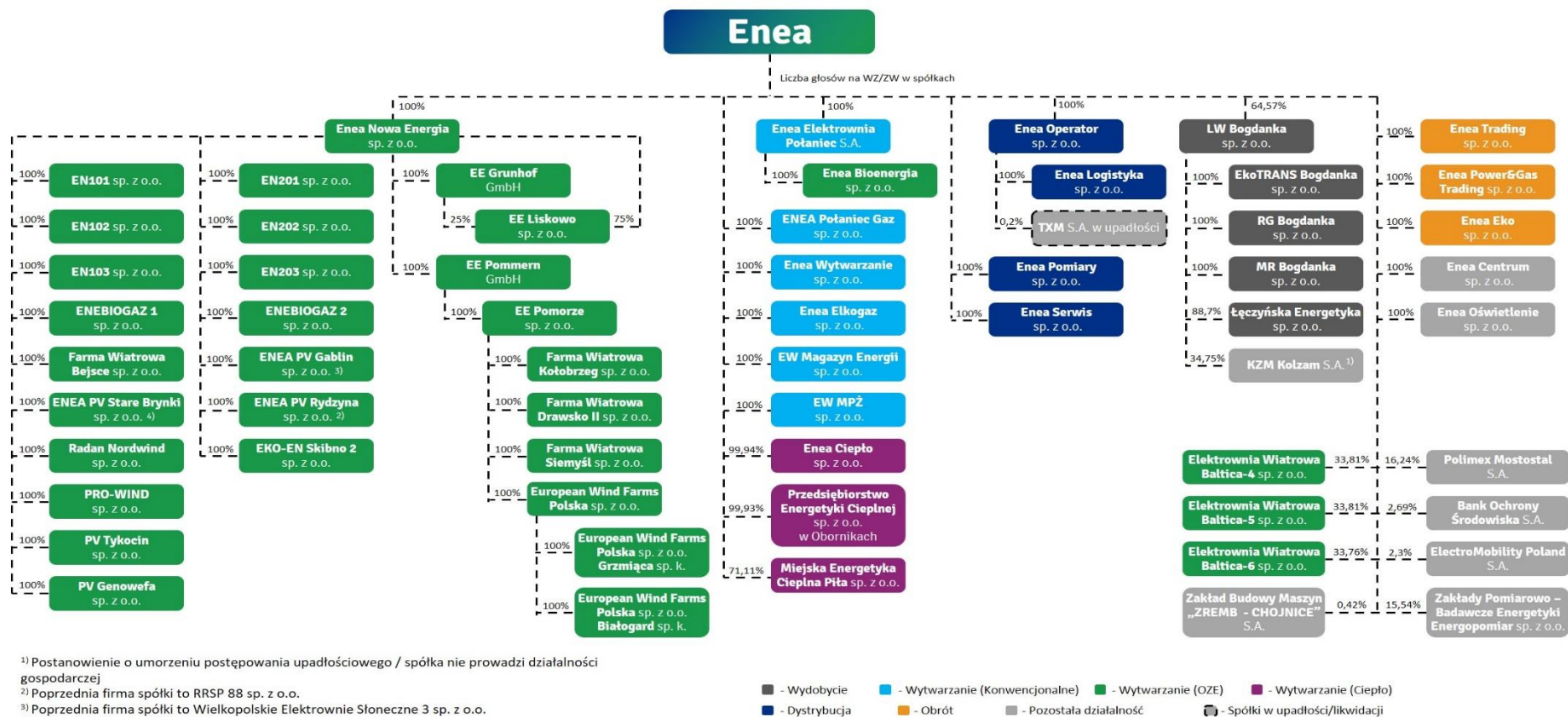
- 15 września 2025 r. Enea S.A. uzgodniła z zarządem Enei Power&Gas Trading sp. z o.o. plan podziału Emitenta, który polegać ma na przeniesieniu części majątku Enei S.A. w postaci zorganizowanej części przedsiębiorstwa na Eneę Power&Gas Trading sp. z o.o.
- 30 września 2025 r. Enea S.A. podpisała aneks do umowy pożyczki z Bankiem Gospodarstwa Krajowego, zwiększający finansowanie ze środków Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO), na rozwój sieci dystrybucyjnej - z kwoty 9,13 mld zł do kwoty blisko 10 mld zł. Dzięki pozyskanym środkom Enea Operator sp. z o.o. będzie realizować projekty obejmujące: automatyzację sieci, budowę i modernizację stacji transformatorowych, wdrażanie nowoczesnych rozwiązań informatycznych oraz zwiększanie możliwości przyłączania odnawialnych źródeł energii.
- Departament ESG Enei S.A. kontynuował rozpoczęty w 2024 r. cykl szkoleń dla pracowników oraz przedstawicieli organów zarządczych i nadzorczych, dotyczących kwestii zrównoważonego rozwoju oraz obowiązków raportowych. We wrześniu 2025 r. miało miejsce szkolenie wyjazdowe (z udziałem ekspertów zewnętrznych) dedykowane ww. zagadnieniom, w którym wzięło udział kilkudziesięciu pracowników Grupy Enea, najbardziej zaangażowanych w przygotowanie treści sprawozdania zrównoważonego rozwoju oraz jego audyt. W 2025 r. prowadzono ponadto działania, mające na celu m.in. usprawnienie i udoskonalenie procesu sprawozdawczego w kolejnych latach.
- We współpracy z Uniwersytetem Ekonomicznym w Poznaniu dla pracowników zainteresowanych tematyką zrównoważonego rozwoju organizowane są kursy i szkolenia z ww. zakresu. Część z nich ma charakter wprowadzający w ww. tematykę (w tym co do roli ESG w strategii organizacji), pozostałe z nich skierowane są do Koordynatorów ESG, koncentrując się na szczegółowych aspektach raportowania, zgodnie z Europejskimi Standardami Raportowania Zrównoważonego Rozwoju (ESRS). Tematyka ESG została ponadto wdrożona w ramach szkoleń onboardingowych (w formule online), dla nowych pracowników GK Enea.
- W III kwartale 2025 r. kontynuowano prace nad opracowaniem Strategii Zrównoważonego Rozwoju, w wyniku których wstępnie określono: 4 filary strategiczne, 16 celów strategicznych, 24 inicjatywy oraz 20 wskaźników. Dodatkowo zdefiniowano listę głównych projektów, programów oraz działań, którym nadano priorytet w obszarze ESG w Grupie Enea.

2.2. Zdarzenia po okresie sprawozdawczym

- 23 października 2025 r. zarząd Enei S.A. powziął informację o rezygnacji pana Michała Kempy z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej Enei S.A., ze skutkiem na dzień 1 listopada 2025 r.
- 23 października 2025 r. nastąpiła sprzedaż przez Eneę S.A. na rzecz PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A. 33,76% udziałów w spółce Elektrownia Wiatrowa Baltica – 6 sp. z o.o.
- W okresie od 15 do 22 października 2025 r. Enea S.A. sprzedała 375 000 akcji spółki Polimex Mostostal S.A. Po realizacji ww. transakcji, Enea S.A. posiada 40 475 024 akcji spółki, stanowiących 16,04% kapitału zakładowego.

2.3. Struktura GK Enea – stan na 30 września 2025 r.

W obrębie GK Enea funkcjonuje 6 wiodących obszarów działalności, tj.: Wydobycie, Wytwarzanie Konwencjonalne, Wytwarzanie OZE i Ciepło, Dystrybucja i Obrót. W strukturze Grupy zawarto również pozostałe spółki bezpośrednio i pośrednio zależne od Enei oraz spółki, w których Enea posiada udziały mniejszościowe.



W obrębie GK Enea funkcjonuje 8 wiodących podmiotów, tj. Enea S.A. (obróć energią elektryczną), Enea Operator sp. z o.o. (dystrybucja energii elektrycznej), Enea Wytwarzanie sp. z o.o., Enea Elektrownia Połaniec S.A. i Enea Nowa Energia sp. z o.o. (produkcja i sprzedaż energii elektrycznej), Enea Trading sp. z o.o. i Enea Power&Gas Trading sp. z o.o. (handel hurtowy energią elektryczną) oraz LW Bogdanka S.A. (wydobycie węgla). W strukturze Grupy zawarto również pozostałe spółki bezpośrednio i pośrednio zależne od Enei oraz spółki, w których Enea posiada udziały mniejszościowe.

W dokumencie nazwy spółek mogą być pokazywane bez skróconej formy organizacyjno-prawnej, a ilekroć jest mowa o „Spółce” lub „Emitencie”, rozumie się przez to Eneę S.A. Ponadto, w dokumencie może być zamiennie używane sformułowanie Grupa Kapitałowa Enea, Grupa Enea lub GK Enea, co wynika z wprowadzonej w *Kodeksie Grupy Enea* ujednoliconej definicji.

2.4. Skład osobowy Zarządu i Rady Nadzorczej

Skład osobowy Zarządu

**Zarząd Enei
tworzą menedżerowie
będący ekspertami
w dziedzinie energetyki,
ekonomii oraz zarządzania
przedsiębiorstwem,
którzy swoje bogate
doświadczenie zdobywali
pracując w krajowych oraz
międzynarodowych
koncernach
energetycznych**



Grzegorz Kinelski

Prezes Zarządu

Menedżer z ponad 30-letnim doświadczeniem w sektorze energetycznym, zdobywanym między innymi w Vattenfall, Tauronie, Enei, PKP Energetyce i Veolii. Specjalizuje się w handlu energią i gazem, restrukturyzacji i zarządzaniu dużymi organizacjami. Doktor nauk ekonomicznych, nauczyciel akademicki i autor publikacji. Absolwent MBA Uniwersytetu Dominikańskiego w Chicago oraz międzynarodowych studiów menedżersko-marketingowych na Uniwersytecie Technologicznym w Brnie. W Grupie Enea odpowiada za całość działalności Spółki i Grupy Kapitałowej.



Dalida Gepfert

Członek Zarządu ds. Korporacyjnych

Menedżerka z doświadczeniem w finansach i energetyce, specjalizująca się m.in. w restrukturyzacji, zarządzaniu zmianą i transformacji biznesowej. Pełniła funkcje zarządcze w Vattenfall, PZU, Enei i Veolii, gdzie była prezeską spółek energetycznych. Absolwentka Finansów i Bankowości, posiada tytuł Executive MBA i CPA.

W Grupie Enea odpowiada za nadzór właścicielski, zasoby ludzkie i relacje ze związkami zawodowymi.



Bartosz Krysta

Członek Zarządu ds. Handlowych

Doktor nauk ekonomicznych z 27-letnim doświadczeniem w handlu energią i zarządzaniu portfelem. Pracował m.in. w Vattenfall, Tauronie, Enei Trading, Zarmen Energia oraz Veolii Energia Warszawa, gdzie odpowiadał za obszary handlowe i rozwój działalności.

W Grupie Enea nadzoruje obrót energią, obsługę klientów oraz regulacje branżowe.



Marek Lełątko

Członek Zarządu ds. Finansowych

Menedżer z ponad 25-letnim doświadczeniem w finansach i energetyce. Pracował m.in. w Vattenfall, Tauronie, Enei Operator i PKP Energetyka (inwestycja CVC Capital Partners), gdzie odpowiadał za finanse, controlling, strategię i obrót energią. Absolwent Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach, posiada tytuł Executive MBA.

W Grupie Enea nadzoruje finanse, księgowość, controlling, ryzyko i teleinformatykę.

13 lutego 2025 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Enei podjęło uchwały, na mocy których w skład Rady Nadzorczej Enei XI kadencji powołani zostali: pani Monika Bartoszewicz i pan Michał Kempa.

23 października 2025 r. zarząd Enea S.A. powziął informację o rezygnacji pana Michała Kempy z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej Enea S.A. ze skutkiem na dzień 1 listopada 2025 r.

Skład osobowy Rady Nadzorczej

Na dzień 1 stycznia 2025 r.	
Imię i nazwisko	Funkcja
Ewa Bagińska	Przewodnicząca Rady Nadzorczej
Monika Starecka	Wiceprzewodnicząca Rady Nadzorczej
Mariusz Pliszka	Sekretarz Rady Nadzorczej
Mariusz Damasiewicz	Członek Rady Nadzorczej
Michał Gniatkowski	Członek Rady Nadzorczej
Agata Ewa Michalska-Olek	Członek Rady nadzorczej
Mariusz Romańczuk	Członek Rady Nadzorczej
Zbigniew Szymczak	Członek Rady Nadzorczej

23 października 2025 r.
Zarząd Enei S.A.
powziął informację
o rezygnacji **pana**
Michała Kempy
z pełnienia funkcji
członka Rady
Nadzorczej Enei S.A.
ze skutkiem na dzień
1 listopada 2025 r.

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania	
Imię i nazwisko	Funkcja
Ewa Bagińska	Przewodnicząca Rady Nadzorczej
Monika Starecka	Wiceprzewodnicząca Rady Nadzorczej
Mariusz Pliszka	Sekretarz Rady Nadzorczej
Monika Bartoszewicz	Członek Rady Nadzorczej
Mariusz Damasiewicz	Członek Rady Nadzorczej
Michał Gniatkowski	Członek Rady Nadzorczej
Agata Ewa Michalska-Olek	Członek Rady nadzorczej
Mariusz Romańczuk	Członek Rady Nadzorczej
Zbigniew Szymczak	Członek Rady Nadzorczej

2.5. Obszary biznesowe GK Enea



2.6. Finansowanie

2.6.1. Źródła finansowania zewnętrznego – obligacje i kredyty

Zadłużenie nominalne
na dzień
30 września 2025 r.
wyniosło
6,72 mld zł

Enea realizuje program inwestycyjny, wykorzystując nadwyżki finansowe z prowadzonej działalności gospodarczej oraz zadłużenie zewnętrzne. GK Enea realizuje model finansowania inwestycji, w którym pozyskuje środki finansowe ze źródeł zewnętrznych i dystrybuuje je do spółek zależnych. W dalszych działaniach Enea koncentruje się na zapewnieniu odpowiedniej dywersyfikacji zewnętrznych źródeł finansowania dla zaplanowanych inwestycji.

Zadłużenie nominalne Enei z tytułu służących finansowaniu programu inwestycyjnego obligacji oraz kredytów na 30 września 2025 r. wyniosło łącznie 6 716 mln zł, w tym kredyty i pożyczki długoterminowe 4 244 mln zł oraz obligacje 2 472 mln zł.

W kwartałach I-III 2025 r. spółki GK Enea nie wypowiedziały umów kredytów oraz pożyczek.

Poniżej zamieszczono wykorzystanie dostępnych umów kredytowych oraz programów emisji obligacji, z tytułu których Enea miała zobowiązania na 30 września 2025 r.

Źródło zobowiązania	Przeznaczenie	Wartość emisji/umowy	Data wykupu/ostatecznej spłaty	Kwota zobowiązania na dzień bilansowy [nominalnie]	Wartość finansowania dostępna na dzień bilansowy	Oprocentowanie	Dodatkowe informacje
Umowa programowa dotycząca Programu Emisji Obligacji do kwoty 5 000 mln zł	Wydatki inwestycyjne oraz bieżąca działalność podmiotów z GK Enea	1 000 mln zł	maj 2027 r.	1 000 mln zł	3 000 mln zł	Zmienne WIBOR 6M + marża	Program rynkowy niegwarantowany – finansowanie powiązane ze zrównoważonym rozwojem lub transformacją w kierunku działalności zeroemisyjnej
		1 000 mln zł	maj 2030 r.	1 000 mln zł			
Umowa kredytów z konsorcjum banków do łącznej kwoty 2 500 mln zł	Kredyt B - finansowanie bieżącej działalności oraz kapitału obrotowego	1 000 mln zł	styczeń 2028 r.	-	1 000 mln zł	Zmienne WIBOR 6M + marża	Finansowanie konsorcjalne, kredyt rewolwingowy, finansowanie niezabezpieczone
Umowa kredytu odnawialnego z Bankiem Pekao S.A. oraz PKO Bankiem Polskim S.A.	Finansowanie i refinansowanie nakładów inwestycyjnych w Segmencie Odnawialnych Źródeł Energii	1 000 mln zł	lutym 2030 r.	-	1 000 mln zł	Zmienne WIBOR 6M + marża	Finansowanie konsorcjalne, kredyt rewolwingowy, finansowanie niezabezpieczone
Umowa kredytu odnawialnego z BGK	Finansowanie i refinansowanie nakładów inwestycyjnych w Segmencie Odnawialnych Źródeł Energii	1 000 mln zł	grudzień 2029 r.	-	1 000 mln zł	Zmienne WIBOR 6M + marża	Kredyt rewolwingowy, finansowanie niezabezpieczone
Umowa Pożyczki z BGK ze środków KPO**	Rozwój elektroenergetycznej infrastruktury dystrybucyjnej	9 996 mln zł	maj 2050 r.	100 mln zł	9 896 mln zł	Stałe	Pożyczka ze środków Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności, w ramach Inwestycji G3.1.4

* Enea S.A. otrzymała środki w wysokości 900 mln zł z Umowy Kredytowej zawartej z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym w lipcu 2025 r.

** 21 maja 2025 r. Enea zawarła z Bankiem Gospodarstwa Krajowego umowę pożyczki w kwocie ok 9,13 mld zł. Pożyczka została udzielona ze środków Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności, w ramach Inwestycji G3.1.4 pn. „Wsparcie krajowego systemu energetycznego (Fundusz Wsparcia Energetyki)” w ramach komponentu G (RePowerEU). Środki finansowe pochodzące z umowy pożyczki zostaną przeznaczone wyłącznie na refinansowanie wydatków kwalifikowalnych, ponoszonych przez Eneę Operator sp. z o.o., na rozwój elektroenergetycznej infrastruktury dystrybucyjnej na obszarze północno-zachodniej Polski ukierunkowany na wzrost jakości i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz wsparcie procesu transformacji energetycznej poprzez zwiększenie zdolności sieci elektroenergetycznej Enea Operator do współpracy ze źródłami energii odnawialnej, w tym w oparciu o technologie sieci inteligentnej. Zgodnie z warunkami umowy pożyczki w przypadku powiększenia puli środków finansowych w ramach Inwestycji G3.1.4 kwota finansowania udostępnianego Spółce może podlegać podwyższeniu, co wymagać będzie zawarcia stosownych aneksów do umowy. Środki udostępnione w ramach umowy pożyczki są oprocentowane według stałej stopy procentowej wynoszącej 0,5% w skali roku i będą uruchamiane w transzach w latach 2025-2036. Kapitał pożyczki będzie spłacany ratami w okresach półrocznych od czerwca 2034 r., przy czym ostateczny termin spłaty to 20 maja 2050 r. W ramach pożyczki 29 września 2025 r. Enea S.A. otrzymała pierwszą transzę finansowania w wysokości 99,97 mln zł. Środki zostały przekazane do Enei Operator sp. z o.o. w celu zrefinansowania wydatków kwalifikowalnych, poniesionych na rozwój elektroenergetycznej infrastruktury dystrybucyjnej na obszarze północno-zachodniej Polski. 29 września 2025 r. Enea S.A. zawarła z Bankiem Gospodarstwa Krajowego aneks do umowy Pożyczki do łącznej kwoty ok 10 mld zł.

Poniżej zamieszczono wykorzystanie umów kredytowych oraz programów emisji obligacji, z tytułu których Enea miała zobowiązania na 30 września 2025 r., a których okres dostępności zakończył się.

Dodatkowo, poza wymienionymi kredytami i obligacjami, Enea posiada krótkoterminowe kredyty obrotowe, które mogą być przeznaczone na finansowanie działalności bieżącej. Szczegółowe informacje ujęte zostały w nocie 17 w *Skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej Enea za okres od 1 stycznia do 30 września 2025 r.*

Źródło zobowiązania	Przeznaczenie	Wartość umowna	Ostateczna data wykupu/splaty	Kwota zobowiązania na dzień bilansowy [nominalnie]	Oprocentowanie	Dodatkowe informacje
Umowa Programowa dotycząca Programu Emisji Obligacji	Finansowanie bieżącej działalności oraz potrzeb inwestycyjnych	do 1 000 mln zł	grudzień 2026 r.	320 mln zł	Zmienne WIBOR 6M + marża	Gwarant emisji: Bank Gospodarstwa Krajowego finansowanie niezabezpieczone
		do 700 mln zł	wrzesień 2027 r.	152 mln zł	Zmienne WIBOR 6M + marża	
Umowy Kredytowe z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym	Finansowanie wieloletniego planu inwestycyjnego dotyczącego modernizacji i rozbudowy sieci energetycznych Enei Operator	do 950 mln zł	wrzesień 2028 r.	250 mln zł	Zmienne WIBOR 6M + marża	Finansowanie niezabezpieczone
		do 475 mln zł	czerwiec 2030 r.	192 mln zł	Stałe lub zmienne WIBOR 6M + marża	
		do 946 mln zł	wrzesień 2032 r.	502 mln zł	Stałe lub zmienne WIBOR 6M + marża	
		do 2 000 mln zł	marzec 2043 r.	2 000 mln zł	Stałe lub zmienne WIBOR 6M + marża	
Umowa kredytów z konsorcjum banków do łącznej kwoty 2 500 mln zł	Kredyt A - finansowanie i refinansowanie nakładów inwestycyjnych w Segmencie Dystrybucji i Wytwarzania Odnawialnych Źródeł Energii	1 500 mln zł	styczeń 2028 r.	1 200 mln zł	Zmienne WIBOR 6M + marża	Finansowanie konsorcjalne, kredyt inwestycyjny, finansowanie niezabezpieczone

Wykorzystanie źródeł finansowania zewnętrznego przez pozostałe spółki GK Enea

Łączna suma zewnętrznego zadłużenia nominalnego z tytułu zaciągniętych pożyczek przez spółki z GK Enea (z wyłączeniem Enei) na 30 września 2025 r. wyniosła 9,7 mln zł. W 2025 r. spółki z GK Enea nie wypowiedziały umów pożyczek.

Data początkowa	Ostateczny termin spłaty	Spółka	Rodzaj finansowania	Wartość umowy	Kwota zaciągniętej pożyczki w 2025 r.	Oprocentowanie	Zadłużenie z tyt. pożyczki na 30 września 2025 r.
październik 2013 r.	wrzesień 2028 r.	PEC Oborniki	pożyczka WFOŚiGW	3,5 mln zł	0 mln zł	Stawka bazowa + marża	0,6 mln zł
kwiecień 2016 r.	grudzień 2026 r.	Enea Ciepło	pożyczka NFOŚiGW	60 mln zł	0 mln zł	Stawka bazowa + marża	8,8 mln zł
kwiecień 2020 r.	maj 2027 r.	Enea Operator	pożyczka WFOŚiGW	1,4 mln zł	0 mln zł	Stawka bazowa + marża	0,3 mln zł

Wartość wewnątrzgrupowych programów emisji obligacji w Obszarze Dystrybucji wyniosła 0,94 mld zł na dzień 30 września 2025 r.

2.6.2. Finansowanie wewnątrzgrupowe – obligacje i pożyczki

Wewnątrzgrupowe programy emisji obligacji

GK Enea przyjęła model finansowania inwestycji, prowadzonych przez spółki zależne od Enei, poprzez finansowanie wewnątrzgrupowe. Enea pozyskuje na rynku finansowym długoterminowe środki pieniężne poprzez zaciąganie kredytów lub emisję obligacji, które następnie dystrybuuje wewnątrz GK Enea.

Aktualnie Enea w Obszarze Dystrybucji ma zawarte wewnątrzgrupowe programy emisji obligacji o łącznej wartości 2 371 mln zł. Programy te są w całości wykorzystane i wykupywane w ratach. Na dzień 30 września 2025 r. łączne nominalne zaangażowanie z tytułu objętych przez Enea obligacji wyemitowanych w ramach wymienionych programów wyniosło 944 mln zł.

Spółka	Źródło zobowiązania	Data zawarcia	Wartość umowna	Zobowiązanie na dzień bilansowy (nominalnie)	Ostateczna data wykupu/splaty	Dodatkowe informacje
Enea Operator	Umowa programowa dotycząca Programu Emisji Obligacji	czerwiec 2013 r.	1 425 mln zł	441 mln zł	Uzależniona od terminów emisji serii obligacji, jednak nie później niż czerwiec 2030 r.	Program w całości wykorzystany. Oprocentowanie obligacji w zależności od serii jest oparte na stałej lub zmiennej stopie procentowej. Spłata w półrocznych ratach kapitałowych począwszy od czerwca 2017 r.
	Wykonawcza umowa Programu Emisji Obligacji	lipiec 2015 r.	946 mln zł	503 mln zł	Uzależniona od terminów emisji serii obligacji, jednak nie później niż wrzesień 2032 r.	Program w całości wykorzystany. Oprocentowanie obligacji jest oparte na zmiennej stopie procentowej. Spłata w półrocznych ratach począwszy od grudnia 2018 r.

Pożyczki wewnątrzgrupowe

Stan zadłużenia nominalnego spółek wobec Enei na 30 września 2025 r. wynosił łącznie 8 041 mln zł, szczegółowe informacje nt. obowiązujących w 2025 r. umów pożyczek prezentuje poniższa tabela (przy czym wartości podane w kolumnach: Wartość umów/umowy oraz Zadłużenie z tytułu pożyczki na 30 września 2025 r. obejmują sumę kwot wynikających z wszystkich zawartych umów pomiędzy Eneą a daną spółką):

Data początkowa	Ostateczny termin spłaty	Spółka	Wartość umów/umowy	Kwota zaciągniętej pożyczki w 2025 r.	Oprocentowanie	Zadłużenie z tyt. pożyczki na 30 września 2025 r.
czerwiec 2021 r.	maj 2050 r.	Enea Operator	15 026 mln zł	1 000 zł	Stawka bazowa + marża, stałe	5 558 mln zł
styczeń 2020 r.	grudzień 2026 r.	Enea Wytwarzanie	2 200 mln zł	0 mln zł	Stawka bazowa + marża	0 mln zł
luty 2020 r.	grudzień 2026 r.	Enea Elektrownia Połaniec	500 mln zł	0 mln zł	Stawka bazowa + marża	0 mln zł
czerwiec 2021 r.	grudzień 2031 r.	MEC Piła	15 mln zł	0 mln zł	Stawka bazowa + marża	6 mln zł
sierpień 2023 r.	czerwiec 2039 r.	PRO-WIND	20 mln zł	0,6 mln zł	Stawka bazowa + marża, stałe	19 mln zł
wrzesień 2023 r.	czerwiec 2030 r.	PV Genowefa	117 mln zł	0 mln zł	Stawka bazowa + marża, stałe	107,3 mln zł
grudzień 2023 r.	grudzień 2035 r.	Enea Nowa Energia	2 700 mln zł	2 150 mln zł	Stawka bazowa + marża	2 350 mln zł
sierpień 2023 r.	czerwiec 2026 r.	Enea Trading	100 mln EUR	127 mln EUR	Stawka bazowa + marża, zmienne	0 mln zł

31 marca 2025 r. Enea zawarła z PRO-WIND aneks nr 2 do umowy pożyczki na kwotę 17 mln zł z 23 sierpnia 2023 r., na mocy którego dokonano zwiększenia kwoty pożyczki o 0,6 mln zł bez zmiany ostatecznego terminu spłaty pożyczki,

Enea Wytwarzanie i Enea Elektrownia Połaniec dokonały przedterminowych spłat znaczących kwot zadłużenia

7 kwietnia 2025 r. Enea Wytwarzanie dokonała przedterminowej spłaty całego pozostającego do spłaty kapitału w kwocie 1 782 mln zł z tytułu pożyczki udzielonej spółce Enea Wytwarzanie przez Eneę w 2020 r.

8 kwietnia 2025 r. Enea Elektrownia Połaniec dokonała przedterminowej spłaty całego kapitału w kwocie 500 mln zł z tytułu pożyczki udzielonej spółce Enea Elektrownia Połaniec przez Eneę w 2020 r.

14 kwietnia 2025 r. Enea zawarła ze spółką Enea Nowa Energia umowę pożyczki w kwocie do 1 000 mln zł. W ramach przedmiotowej umowy w kwietniu 2025 r. uruchomiona została transza pożyczki na kwotę 850 mln zł, a w maju 2025 r. uruchomiona została transza pożyczki na kwotę 150 mln zł. Tym samym Enea Nowa Energia wykorzystała w całości dostępną kwotę pożyczki.

Enea zawarła ze spółką Enea Nowa Energia umowy pożyczek do 2 mld zł

5 maja 2025 r. Enea zawarła ze spółką Enea Nowa Energia umowę pożyczki w kwocie do 1 000 mln zł. W ramach przedmiotowej umowy w maju 2025 r. uruchomiona została transza pożyczki na kwotę 900 mln zł, a w lipcu 2025 r. uruchomiona została transza pożyczki na kwotę 100 mln zł. Tym samym Enea Nowa Energia wykorzystała w całości dostępną kwotę pożyczki.

16 czerwca 2025 r. Enea zawarła ze spółką PV Genowefa aneks nr 1 do umowy pożyczki w kwocie do 95 mln zł. Na podstawie aneksu nr 1 zmodyfikowany został harmonogram spłaty pożyczki, przy czym ostateczny termin spłaty pożyczki pozostał niezmieniony.

16 lipca 2025 r., uruchomiona została przez Eneę Operator transza pożyczki na kwotę 900 mln zł. Tym samym Enea Operator wykorzystała w całości dostępną kwotę z tytułu umowy pożyczki na 2 000 mln zł, zawartej w 2024 r.

Enea Operator zawarła ze spółką Enea umowę pożyczki wspólniczej do 9,1 mld zł ze środków pozyskanych przez Eneę z KPO

6 sierpnia 2025 r. Enea zawarła ze spółką Enea Operator umowę pożyczki wspólniczej w kwocie do 9 128 mln zł. Kwota udostępniona przez Eneę pochodzi z zawartej pomiędzy Eneą a BGK umowy pożyczki z 21 maja 2025 r., udzielonej ze środków z Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności w ramach Inwestycji G3.1.4 pn. *Wsparcie krajowego systemu energetycznego (Fundusz Wsparcia Energetyki), komponent G (RePowerEU)*. W ramach przedmiotowej umowy we wrześniu 2025 r. uruchomiona została transza pożyczki na kwotę blisko 100 mln zł.

Po dniu bilansowym, tj. 20 października 2025 r., spółka Enea Nowa Energia uruchomiła transzę pożyczki na kwotę 50 mln zł w ramach umowy pożyczki na kwotę 500 mln zł, zawartej z Eneą w 2024 r.

2.6.3. Udzielone i otrzymane poręczenia oraz gwarancje

Łączna wartość pozycji pozabilansowych z tytułu udzielonych przez Eneę poręczeń oraz gwarancji korporacyjnych na 30 września 2025 r. wynosiła 10 669 mln zł.

Łączna wartość pozycji pozabilansowych z tytułu udzielonych na zlecenie Enei gwarancji bankowych na 30 września 2025 r. wynosiła 348 mln zł. W tabeli poniżej przedstawiono najistotniejsze kwotowo gwarancje bankowe, udzielone na zlecenie Enei w 2025 r. w ramach zawartych umów na gwarancje bankowe (próg istotności = lub > 10 mln zł):

Data udzielenia zabezpieczenia	Data obowiązywania zabezpieczenia	Podmiot na rzecz którego udzielono zabezpieczenia	Cel zawarcia umowy	Forma zabezpieczenia	Udzielona kwota zabezpieczenia [mln zł]
1 styczeń 2025 r.	31 grudzień 2025 r.	PSE S.A.	Gwarancja należytego wykonania umowy	W ramach linii gwarancyjnej do kwoty 900 mln zł	40
8 styczeń 2025 r.	7 styczeń 2026 r.	PSE S.A.	Gwarancja zapłaty	W ramach linii gwarancyjnej do kwoty 900 mln zł	55
10 marzec 2025 r.	31 grudzień 2025 r.	IRGIT S.A.	Gwarancja zapłaty	W ramach linii gwarancyjnej do kwoty 900 mln zł	50

Na dzień 30 września 2025 r. łączna wartość ekspozycji Enei dotycząca **obligacji oraz kredytów zabezpieczonych instrumentami IRS** wyniosła **2,5 mld zł**, a wartość **kredytów na stałej stopie procentowej** wyniosła **2,4 mld zł (poziom zabezpieczenia ryzyka stopy procentowej wynosi 73%)**

W III kwartale 2025 r. Enea oraz jednostki od niej zależne **nie zawierały z podmiotami powiązanymi transakcji na warunkach nierynkowych**

2.6.4. Wykorzystywane instrumenty finansowe – zabezpieczenie ryzyka stopy procentowej i ryzyka walutowego

Transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej

Enea realizuje strategię zabezpieczenia ryzyka stopy procentowej, której głównym celem jest zabezpieczenie przepływów pieniężnych wynikających z zawartych umów o finansowanie. Przyjęta strategia zakłada ograniczenie zagrożenia wpływu na wynik finansowy zmian w przepływach pieniężnych wynikających z ryzyka zmian stóp procentowych na rynku w określonym horyzoncie czasu.

W kwartałach I-III 2025 r. Enea nie zawierała nowych transakcji zabezpieczających ryzyko stopy procentowej (IRS). Na 30 września 2025 r. łączna wartość ekspozycji Enei dotycząca obligacji i kredytów zabezpieczona transakcjami IRS wyniosła 2 526 mln zł. Ponadto Enea posiada kredyty zaciągnięte na stałej stopie procentowej o łącznej wartości 2 375 mln zł. Zawarte transakcje wpływają w istotny sposób na przewidywalność strumieni wydatków i kosztów finansowych. Spółka prezentuje wycenę tych instrumentów w pozycji: Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej. Instrumenty pochodne są traktowane jako zabezpieczenie przepływów, w związku z czym są ujmowane i rozliczane w księgach z zastosowaniem zasad dotyczących rachunkowości zabezpieczeń.

Na 30 września 2025 r. zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej, dotyczące wyceny IRS, wyniosły 9 mln zł (na 31 grudnia 2024 r. aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej, dotyczące wyceny IRS, wyniosły 25 mln zł).

Transakcje zabezpieczające ryzyko walutowe

W kwartałach I-III 2025 r. Enea nie zawierała nowych transakcji zabezpieczających ryzyko walutowe FX Forward. Na 30 września 2025 r. zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej, dotyczące wyceny transakcji FX Forward, wyniosły 0,04 mln zł. (na 31 grudnia 2024 r. zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej, dotyczące wyceny transakcji FX Forward, wyniosły 0,06 mln zł).

Szczegółowe informacje dotyczące transakcji zawieranych przez spółki z Grupy ujęte zostały w nocy 17 w *Skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej Enea za okres od 1 stycznia do 30 września 2025 r.*

2.6.5. Transakcje z podmiotami powiązanymi

W kwartałach I-III 2025 r. Enea oraz jednostki od niej zależne nie zawierały z podmiotami powiązanymi transakcji na warunkach nierynkowych. Informacje o transakcjach z podmiotami powiązanymi, zawartych przez Eneę lub jednostkę od niej zależną, znajdują się w nocy 24 w *Skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej Enea za okres od 1 stycznia do 30 września 2025 r.*

2.7. Akcje i akcjonariat

2.7.1. Struktura kapitału i akcjonariatu

Wysokość kapitału zakładowego Enei na 30 września 2025 r. oraz na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania wynosi 529 731 093 zł i dzieli się na 529 731 093 akcji zwykłych na okaziciela o wartości nominalnej 1 zł każda. Ogólna liczba głosów wynikających ze wszystkich wyemitowanych akcji Emitenta odpowiada liczbie akcji i wynosi 529 731 093 głosów. Wszystkie akcje Spółki są akcjami zdematerializowanymi na okaziciela zarejestrowanymi w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych.

Kapitał zakładowy Spółki dzieli się na:

- 295 987 473 akcje zwykłe na okaziciela serii A,
- 41 638 955 akcji zwykłych na okaziciela serii B,
- 103 816 150 akcji zwykłych na okaziciela serii C,
- 88 288 515 akcji zwykłych na okaziciela serii D.

Od dnia publikacji poprzedniego raportu okresowego, tj. raportu za I półrocze 2025 r., według wiedzy Enei nie miała miejsca istotna zmiana udziału w strukturze akcjonariuszy Emitenta.

Poniższa tabela przedstawia strukturę akcjonariatu Enei na dzień sporządzenia raportu okresowego za III kwartał 2025 r.

Akcjonariusz	Liczba akcji / liczba głosów na WZ	Udział w kapitale zakładowym / udział w ogólnej liczbie głosów
Skarb Państwa	277 015 422	52,29%
Pozostali	252 715 671	47,71%
Razem	529 731 093	100,0%

2.7.2. Notowania akcji Enei na Giełdzie Papierów Wartościowych

Akcje Enei S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych (GPW) od 17 listopada 2008 r. Spółka jest obecnie notowana w ramach indeksu mWIG40, a także m.in. WIG-Energia i WIG-Poland.

W kwartałach I-III 2025 r. kurs akcji Enei charakteryzował się przez większość czasu dynamiką wzrostową. W drugiej połowie lipca nastąpiła konsolidacja i korekta kursu do poziomu odnotowanego pod koniec analizowanego okresu. W kwartałach I-III 2025 r. kurs akcji Enei wzrósł z 12,91 zł do 17,66 zł, tj. o 4,75 zł, czyli o 37%. Najwyższy kurs zamknięcia w tym roku akcje osiągnęły 3 lipca 2025 r. (20,62 zł), natomiast najniższy - 2 stycznia 2025 r. (13,00 zł). Najistotniejsze wydarzenia korporacyjne, które miały wpływ na notowania Spółki, to opublikowana 12 maja 2025 r. rekomendacja wypłaty pierwszej od 8 lat dywidendy oraz jej zatwierdzenie przez Walne Zgromadzenie Enei 26 czerwca 2025 r. Dywidenda została wypłacona 31 lipca 2025 r. Wpływ na notowania Spółki miały również działania rozwojowe w segmencie OZE i finansowanie otrzymane w ramach KPO.

Dynamika wzrostowa kursu akcji Enei wynikała z realizowanej strategii, dodatkowo Spółka wypłaciła pierwszą od 8 lat dywidendę



„ *Budujemy wartość na rynku kapitałowym, pozostając w dialogu z instytucjami finansowymi, analitykami i dziennikarzami, co wzmacnia zaufanie do naszych przedsięwzięć. Podejmowane przez nas działania wpływają na wycenę spółki. Pozytywne zmiany dokonały się także w obszarze ładu korporacyjnego, który został uproszczony i ujednolicony. Chcemy budować nasze poczucie przynależności do jednej Grupy, która prowadzi swoją działalność w wielu obszarach, ale połączonych wspólnym celem.*

Marek Lełątko, Wiceprezes Enei ds. Finansowych

I-III kwartał 2025 r.

Liczba akcji [szt.]	529 731 093
Kurs zamknięcia – minimum [zł]	13,00
Kurs zamknięcia – maksimum [zł]	20,62
Kurs na koniec okresu [zł]	17,66
Kurs na koniec poprzedniego okresu [zł]	12,91
Średni wolumen [szt.]	456146

W kwartałach I-III 2025 r.
kurs akcji Enei
wzrósł o 37%
z 12,91 zł do 17,66 zł
(wzrost o 37%)



2.8. Wykaz akcji i uprawnień do akcji Enei w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji Enei na 8 września 2025 r. wartość nominalna (zł)	Liczba akcji Enei na 18 listopada 2025 r. wartość nominalna (zł)
Mariusz Pliszka	Członek Rady Nadzorczej	3 880	3 880

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania pozostałe osoby zarządzające oraz nadzorujące nie posiadają akcji Enei.

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania osoby zarządzające i nadzorujące nie posiadają uprawnień do akcji Enei oraz nie posiadają akcji lub udziałów w podmiotach zależnych Enei.

3. Otoczenie rynkowe

3.1. Ceny węgla energetycznego na rynkach polskim i europejskim

PSCMI1

Średnia cena z notowań indeksu PSCMI1 w III kwartale 2025 r. wyniosła 15,34 zł/GJ i w porównaniu do średniej ceny III kwartału 2024 r. była niższa o 30,4%. W trzech kwartałach 2025 r. średnia cena z notowań indeksu PSCMI1 wyniosła 16,06 zł/GJ i była niższa o 28,7% wobec analogicznego okresu w 2024 r.

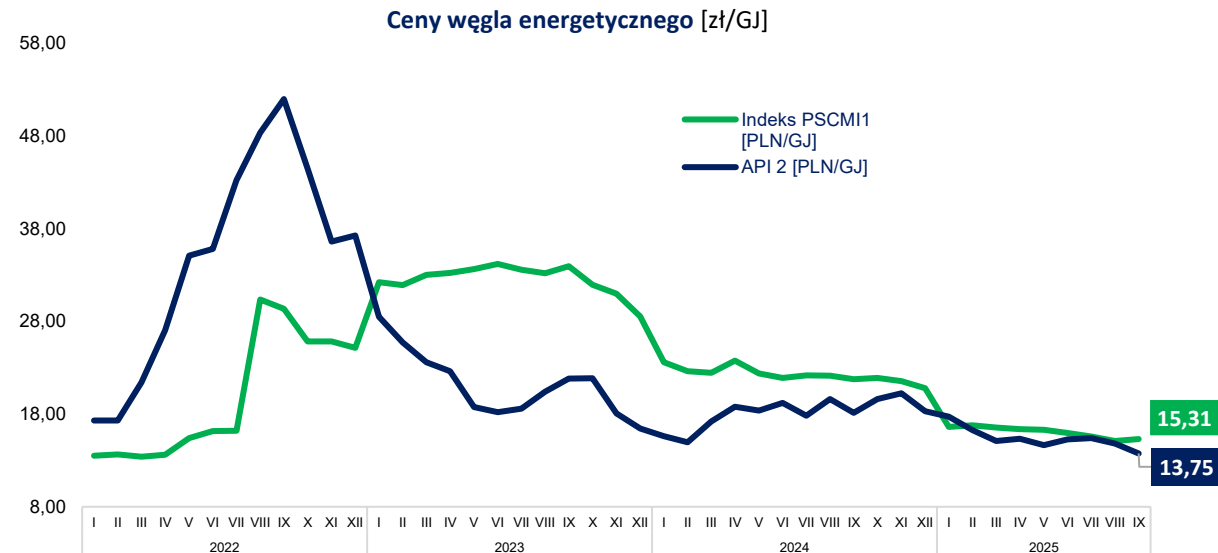
API 2:

Średnia wartość notowań indeksu API 2 w trzech kwartałach 2025 r. wyniosła 15,37 zł/GJ i była niższa o 13,4% r/r. Wrzesień przyniósł dalszy spadek cen węgla w portach ARA (tj. Amsterdamu, Rotterdamu i Antwerpii), wskazując na niską aktywność handlowo-rynkową w obszarze europejskiego rynku SPOT w tym okresie.

3.2. Sytuacja w krajowym sektorze górnictwa węgla kamiennego

W trzech kwartałach 2025 r. polski rynek węgla kontynuował spadkowe trendy wydobywania i sprzedaży. Historyczne minima poniżej 3 mln ton we wskazanych obszarach odnotowano w maju 2025 r. Sytuacja finansowa przedsiębiorstw górniczych, jak i samej branży pozostaje trudna. Wysokie koszty wydobywania i stosunkowo niskie ceny węgla w rezultacie nie generują wystarczających zysków. W budżecie państwa na rok 2025 w formie dopłat do górnictwa zapisano 5,5 mld zł, kwota jednak może okazać się za niska. Pod koniec października br. Rada Ministrów przyjęła projekt nowelizacji *Ustawy o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego*. Ustawa umożliwi samodzielną likwidację kopalń przez spółki górnicze, ułatwi zagospodarowanie pokopalnianych terenów, ograniczy dopłaty do funkcjonowania kopalń oraz wprowadzi pakiet świadczeń ostonowych dla pracowników.

Źródło: ICE, Reuters.



3.3. Ceny energii na rynku polskim

Na hurtowym rynku terminowym energii elektrycznej cena najbardziej istotnego produktu, tj. BASE Y-26, spadła w III kwartale 2025 r. o 7% do średniego poziomu 421,69 zł/MWh, w stosunku do analogicznego produktu, tj. BASE Y-25 w III kwartale 2024 r.

Rynkowa cena BASE Y-26 w III kwartale 2025 r. charakteryzowała się umiarkowaną zmiennością. Na początku lipca kształtowała się na poziomie 415,92 zł/MWh, następnie zaczęła nieznacznie spadać, aby pod koniec lipca zacząć rosnąć, osiągając na koniec kwartału 430,73 zł/MWh.

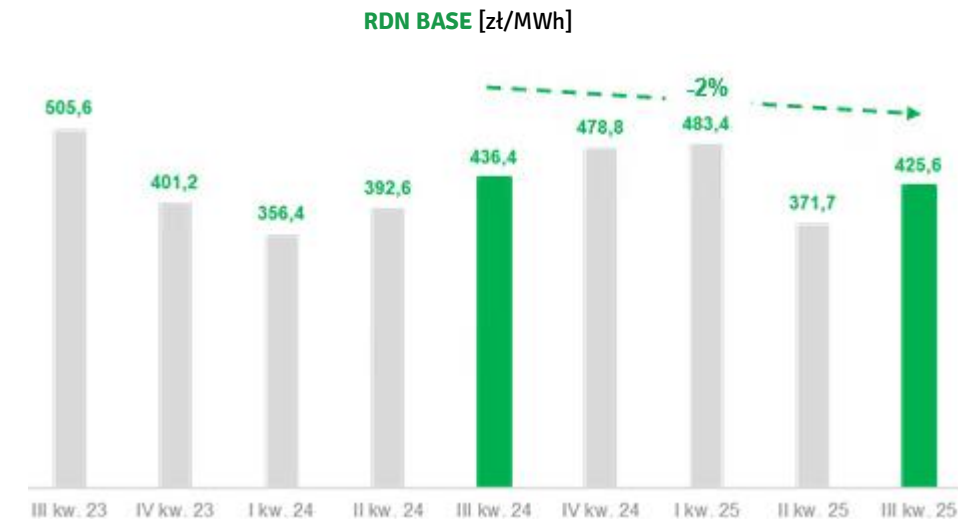
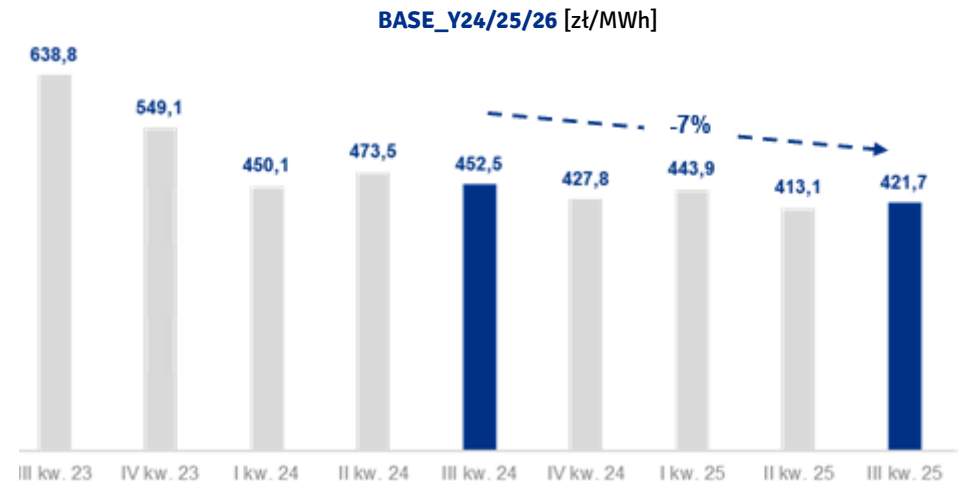
Na kształtowanie się ceny BASE Y-26 w III kwartale 2025 r. wpływ miały m.in. zmiany cen na rynku paliw i uprawnień do emisji CO₂.

W tym okresie wolumen obrotu frontowym produktem rocznym, tj. BASE Y-26, wyniósł 671 MW, co oznacza spadek w porównaniu do III kwartału 2024 r., kiedy w ramach kontraktacji BASE Y-25 zawarto transakcje opiewające łącznie na 1 182 MW (spadek o około 43% r/r). Średni wolumen kontraktowany na każdej sesji w III kwartale 2024 r. wynosił około 18 MW, aby rok później w tym samym kwartale 2025 r. spaść do poziomu około 10 MW.

Średnia cena energii elektrycznej na rynku SPOT w III kwartale 2025 r. wyniosła 425,57 zł/MWh i była niższa o 2% w porównaniu do tego samego okresu w 2024 r.

Na poziom cen energii elektrycznej na rynku SPOT w III kwartale 2025 r. wpływ miały następujące czynniki:

- niższe niż w analogicznym okresie poprzedniego roku, krajowe zużycie energii elektrycznej (czynnik prospadkowy),
- niższa niż w analogicznym okresie poprzedniego roku, generacja z wiatrowych źródeł wytwórczych (czynnik pro wzrostowy),
- niewiele wyższa niż w analogicznym okresie poprzedniego roku, generacja ze źródeł wytwórczych PV (czynnik prospadkowy o ograniczonym oddziaływaniu),
- niższe średnie temperatury powietrza w poszczególnych miesiącach kwartału (czynnik prospadkowy dla lipca i sierpnia, pro wzrostowy dla września),
- wyższe niż w analogicznym okresie poprzedniego roku, poziomy cen uprawnień do emisji CO₂ (czynnik pro wzrostowy).



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o powszechnie dostępne dane giełdowe

3.4. Ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz praw majątkowych „zielonych”

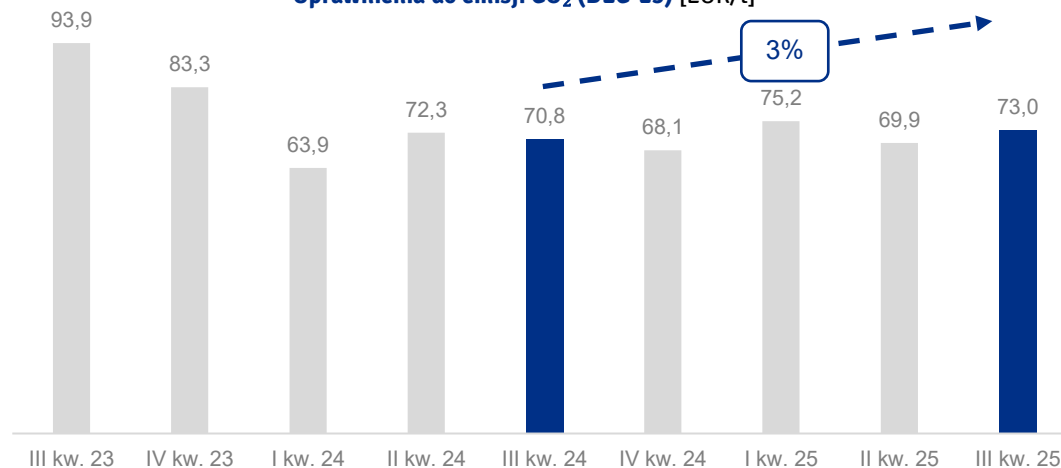
Na pierwszej sesji III kwartału 2025 r. cena zamknięcia wyniosła 70,58 EUR/t. W kolejnych dniach ceny oscylowały w wąskim przedziale cenowym 70,30-72 EUR/t, a 22 lipca po serii pięciu sesji spadkowych notowania osiągnęły kwartalne minimum na poziomie 69,11 EUR/t. Następnie obserwowany był wzrost cen i zamknięcie miesiąca sesją z ceną 72,66 EUR/t. Sierpień odznaczał się stabilizacją cen powyżej 70 EUR/t osiągając lokalne maksimum na szóstej sesji – 73,21 EUR/t. 29 sierpnia odbyła się ostatnia sesja w miesiącu z ceną zamknięcia na poziomie 72,99 EUR/t. Wrzesień rozpoczął się od impulsu wzrostowego z ceną 73,97 EUR/t, a w kolejnych dniach wystąpiła kontynuacja krótkoterminowego trendu wzrostowego z maksimum kwartalnym 77,84 EUR/t osiągniętym 18 września. Następnie do końca miesiąca obserwowano korektę kursu, a ostatnia sesja kwartału zamknęła się z ceną 75,72 EUR/t.

Głównymi czynnikami cenotwórczymi na rynku EUA w III kwartale były czynniki makroekonomiczne - negocjacje w sprawie ceł między USA i UE, dane o wzroście emisji w UE w I kwartale i poprawa sytuacji gospodarczej Niemiec, a także planowane ograniczenie podaży uprawnień w ramach mechanizmu rezerwy MSR, które wpłynęło na oczekiwania uczestników rynku co do dostępności uprawnień w końcówce roku. Dodatkowo na ceny wpłynęły informacje o wzroście emisji w sektorze energetycznym w okresie wakacyjnym, wysoka aktywność funduszy inwestycyjnych i koncentracja na pozycjach długich oraz wzorzec sezonowy związany z wrześniowym rozliczaniem emisji z poprzedniego roku.

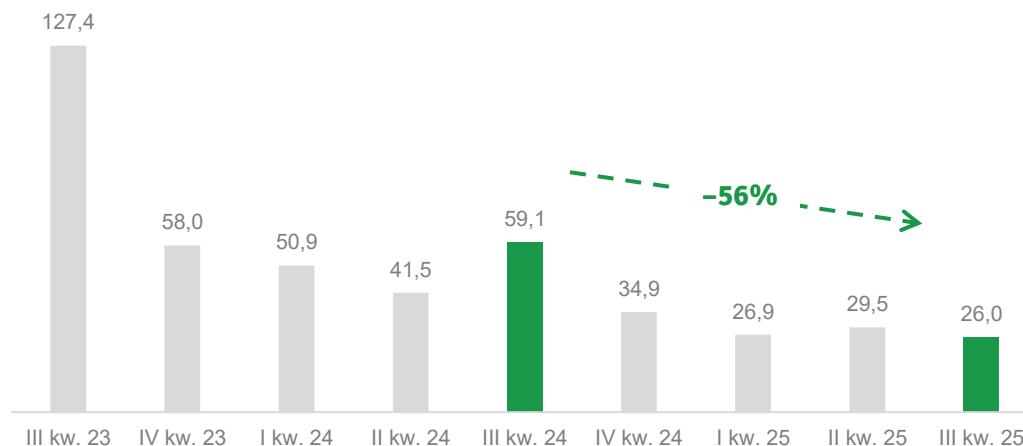
Prawa majątkowe „zielone”, na rynku sesyjnym TGE, w III kwartale 2025 r. charakteryzowały się zdecydowanie niższymi cenami w porównaniu z analogicznym okresem 2024 r. Średnia cena w III kwartale 2025 r. wyniosła 26,01 zł/MWh, co stanowi spadek o 56% względem średniej ceny w tym samym okresie roku poprzedniego. Obserwowano również spadki cen w porównaniu do II kwartału 2025 r.

Maksymalna średnioważona cena PMOZE_A w analizowanym kwartale osiągnęła poziom 30,10 zł/MWh (29 lipca), podczas gdy w III kwartale 2024 r. ceny sięgały nawet 82,87 zł/MWh. Najdroższym miesiącem okazał się sierpień, ze średnioważoną ceną na poziomie 29,06 zł/MWh, natomiast najniższe ceny odnotowano we wrześniu - średnioważona cena wyniosła wtedy 23,23 zł/MWh. Szczególnie niską wartość zanotowano 18 września, gdy cena praw majątkowych „zielonych” spadła do historycznego minimum 18,58 zł/MWh.

Uprawnienia do emisji CO₂ (DEC-25) [EUR/t]



Ceny praw majątkowych „zielonych” (PMOZE_A) (zł/MWh)



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o powszechnie dostępne dane giełdowe

Ceny uprawnień
w III kwartale 2025 r. były
kształtowane przez
dane o wzroście emisji
w UE w br. oraz
ograniczenie podaży EUA
w związku
z mechanizmem MSR

Zmiany poziomów cen były związane z procentem obowiązku umorzenia „zielonych” certyfikatów wskazywanym w projekcie rozporządzenia oraz ostatecznym rozporządzeniu Ministerstwa Klimatu i Środowiska. Pod koniec lipca na stronie Rządowego Centrum Legislacji został opublikowany „Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska 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” ustalający procenty obowiązku umorzenia „zielonych” certyfikatów w latach 2026, 2027 i 2028 odpowiednio na poziomach 13%, 12% oraz 11%. Ostatecznie jednak w dniu 29 sierpnia zostało opublikowane rozporządzenie, które określa obowiązek umorzenia „zielonych” certyfikatów na poziomie 9% w latach 2026–2028 (w 2025 r. obowiązek wynosił 8,5%).

W III kwartale 2025 r. wystawiono 2,7 TWh oraz umorzono 0,4 TWh „zielonych” świadectw pochodzenia, pozostawiając w rejestrze ponad 24 TWh aktywnych uprawnień na koniec września br. (o 8,5 TWh więcej niż na koniec września 2024 r.).

Prawa majątkowe
„zielone”
w III kwartale 2025 r.
charakteryzowały się
wyraźnie niższymi cenami
w porównaniu do
analogicznego okresu
2024 r.

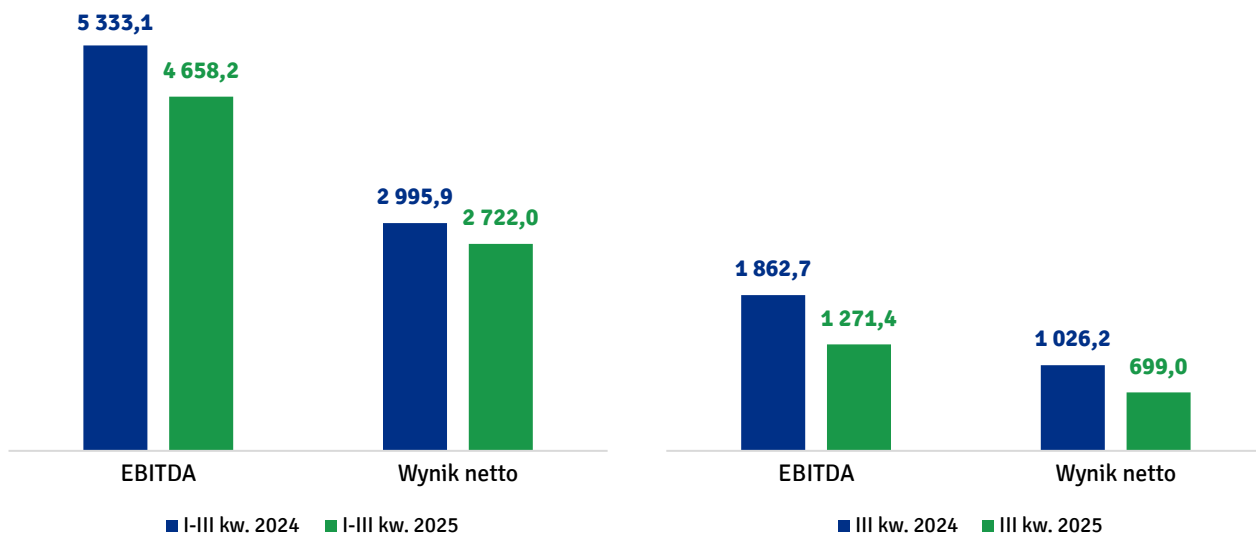
4. Informacje o wynikach operacyjnych i finansowych

4.1. Wybrane dane finansowe GK Enea

[tys. zł]	I-III kw. 2024	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	24 161 342	20 683 782	-3 477 560	-14,4%	8 019 341	6 589 180	-1 430 161	-17,8%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	4 221 727	3 644 033	-577 694	-13,7%	1 477 691	911 761	-565 930	-38,3%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	3 752 013	3 356 830	-395 183	-10,5%	1 319 915	864 415	-455 500	-34,5%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	2 995 862	2 722 026	-273 836	-9,1%	1 026 165	698 995	-327 170	-31,9%
EBITDA	5 333 075	4 658 237	-674 838	-12,7%	1 862 654	1 271 437	-591 217	-31,7%
CAPEX	2 060 451	4 436 079	2 375 628	115,3%	728 214	983 175	254 962	35,0%
Dług netto	194 267	-750 599	-944 866	-486,4%	194 267	-750 599	-944 866	-486,4%
Ekonomiczny dług netto ¹	4 242 313	2 065 083	-2 177 230	-51,3%	4 242 313	2 065 083	-2 177 230	-51,3%
Zysk / (strata) netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	3 251 515	2 672 449	-579 066	-17,8%	970 789	747 062	-223 727	-23,0%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	529 731 093	529 731 093	-	-	529 731 093	529 731 093	-	-
Zysk / (strata) netto na akcję [zł]	6,14	5,04	-1,10	-17,9%	1,83	1,41	-0,42	-23,0%
Rozwodniony zysk / (strata) na akcję [zł]	6,14	5,04	-1,10	-17,9%	1,83	1,41	-0,42	-23,0%

¹ Zadłużenie skorygowane o przyszłe płatności i rozliczenia za CO₂

mln zł



[tys. zł]	31 grudnia 2024	30 września 2025	Zmiana	Zmiana %
Aktywa razem	39 467 853	39 209 566	-258 287	-0,7%
Zobowiązania razem	23 135 035	20 477 634	-2 657 401	-11,5%
Zobowiązania długoterminowe	10 561 619	10 886 561	324 942	3,1%
Zobowiązania krótkoterminowe	12 573 416	9 591 073	-2 982 343	-23,7%
Kapitał własny	16 332 818	18 731 932	2 399 114	14,7%
Kapitał zakładowy	676 306	676 306	-	-
Wartość księgowa na akcję [zł]	30,83	35,36	4,53	14,7%
Rozwodniona wartość księgowa na akcję [zł]	30,83	35,36	4,53	14,7%

4.2. Skonsolidowany rachunek zysków i strat

[tys. zł]	I-III kw. 2024	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	17 188 050	13 996 627	-3 191 423	-18,6%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	457 153	516 224	59 071	12,9%
Przychody ze sprzedaży gazu	166	2 348	2 182	1 314,5%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	3 468 762	3 863 612	394 850	11,4%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	132 944	102 063	-30 881	-23,2%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	7 523	3 865	-3 658	-48,6%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	299 906	280 544	-19 362	-6,5%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	25 143	53 082	27 939	111,1%
Przychody ze sprzedaży węgla	370 309	349 798	-20 511	-5,5%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	816 929	919 854	102 925	12,6%
Przychody z tytułu oświetlenia drogowego	110 915	120 302	9 387	8,5%
Przychody ze sprzedaży netto	22 877 800	20 208 319	-2 669 481	-11,7%
Rekompensaty	1 270 064	462 228	-807 836	-63,6%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	13 478	13 235	-243	-1,8%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	24 161 342	20 683 782	-3 477 560	-14,4%
Amortyzacja	1 127 967	1 014 061	-113 906	-10,1%
Koszty świadczeń pracowniczych	2 500 692	2 448 538	-52 154	-2,1%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	7 295 396	5 382 258	-1 913 138	-26,2%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	7 265 970	6 446 618	-819 352	-11,3%
Usługi przesyłowe	469 866	489 979	20 113	4,3%
Inne usługi obce	883 126	975 675	92 549	10,5%
Podatki i opłaty	409 058	443 660	34 602	8,5%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	19 952 075	17 200 789	-2 751 286	-13,8%
Pozostałe przychody operacyjne	154 513	291 948	137 435	88,9%
Pozostałe koszty operacyjne	139 326	170 309	30 983	22,2%
Zmiana rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	20 682	48 191	27 509	133,0%
Zysk/ (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(40 028)	(8 647)	31 381	78,4%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	(16 619)	143	16 762	100,9%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	4 221 727	3 644 033	-577 694	-13,7%
Koszty finansowe	399 133	401 875	2 742	0,7%
Przychody finansowe	204 940	255 407	50 467	24,6%
Zyski/ (straty) z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń	(234 942)	(141 336)	93 606	39,8%
Przychody z tytułu dywidend	14	0	-14	-100,0%
Udział w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	-40 593	601	41 194	101,5%
Zysk/ (strata) przed opodatkowaniem	3 752 013	3 356 830	-395 183	-10,5%
Podatek dochodowy	756 151	634 804	-121 347	-16,0%
Zysk/ (strata) netto okresu sprawozdawczego	2 995 862	2 722 026	-273 836	-9,1%
EBITDA	5 333 075	4 658 237	-674 838	-12,7%

Główne czynniki zmiany EBITDA GK Enea w kwartale I-III 2025 r. (spadek o 674,8 mln zł):

- (-) spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 3 191,4 mln zł wynika głównie ze spadku średniej ceny oraz wolumenu sprzedaży energii, przy jednoczesnym wzroście przychodów z Mocy Bilansujących
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 59,1 mln zł wynika głównie ze wzrostu wolumenu oraz wzrostu średniej ceny sprzedaży
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 394,9 mln zł wynika głównie z wyższych stawek opłat w zatwierdzonej taryfie na 2025 r. oraz wyższym wolumenie dystrybucji energii
- (-) spadek przychodów z tytułu opłat przyłączeniowych o 30,9 mln zł wynika głównie z mniejszej ilości przyłączonych OZE i odbiorców w III grupie przyłączeniowej oraz OSDn w II grupie, przy jednocześnie większej ilości przyłączonych OZE w II grupie oraz odbiorców w V grupie
- (+) wzrost przychodów z tytułu Rynku Mocy o 102,9 mln zł głównie w wyniku waloryzacji ceny obowiązku mocowego
- (-) spadek przychodów z tytułu rekompensat o 807,8 mln zł - zgodnie z zapisami *Ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. oraz w 2024 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej* [ustawa o limitach zużycia] oraz *ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w latach 2023 - 2025 r.* [ustawa o limitach cen], a w przypadku paliwa gazowego zgodnie z zapisami *ustawy z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o postępowaniu egzekucyjnym w administracji*
 - (-) w kwartale I-III 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej cen energii elektrycznej w wysokości 1 257,3 mln zł
 - (-) w kwartale I-III 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej usługi dystrybucji w wysokości 12,2 mln zł
 - (-) w kwartale I-III 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej paliwa gazowego w wysokości 0,5 mln zł
 - (+) w kwartale I-III 2025 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej energii elektrycznej w wysokości 462,1 mln zł
 - (+) w kwartale I-III 2025 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej usługi dystrybucji w wysokości 0,1 mln zł
- (+) spadek kosztów świadczeń pracowniczych o 52,2 mln zł wynika głównie ze zmiany stanu rezerw pracowniczych
- (+) spadek kosztów zużycia materiałów i surowców oraz wartości sprzedanych towarów o 1 913,1 mln zł wynika ze spadku kosztów zużycia węgla oraz kosztów emisji CO₂, przy jednoczesnym wzroście kosztów zużycia biomasy dla całego Obszaru Wytwarzania
- (+) spadek kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 819,4 mln zł wynika głównie z niższego wolumenu zakupu energii oraz niższych średnich cen zakupu
- (-) wzrost kosztów usług przesyłowych o 20,1 mln zł wynika głównie z wyższych kosztów usług dystrybucji dotyczących obowiązującego modelu rozliczenia z prosumentami
- (-) wzrost kosztów usług obcych o 92,5 mln zł wynika głównie ze wzrostu kosztów zadań zleczanych firmom zewnętrznym
- (-) wzrost kosztów podatków i opłat o 34,6 mln zł wynika głównie z wyższego podatku od nieruchomości oraz wyższych opłat środowiskowych
- (+) wpływ zmiany rezerw dotyczących umów rodzących obciążenia o 27,5 mln zł:
 - (+) w kwartale I-III 2025 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy w wysokości 48,2 mln zł na stratę wynikającą z rozliczenia przez ENEA S.A. jako sprzedawcy z urzędu opustu na opłatach dystrybucyjnych w zakresie energii wprowadzonej do sieci przez prosumentów
 - (-) w kwartale I-III 2024 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy w wysokości 20,7 mln zł na stratę wynikającą z rozliczenia przez ENEA S.A. jako sprzedawcy z urzędu opustu na opłatach dystrybucyjnych w zakresie energii wprowadzonej do sieci przez prosumentów
- (+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 137,8 mln zł:
 - (+) wzrost przychodów z tytułu odszkodowań, kar i grzywien o 144,4 mln zł, głównie wypłata odszkodowania za szkodę powstałą w wyniku wylewu wód podziemnych, która miała miejsce w lutym 2023 r.
 - (+) wzrost wyniku na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 31,4 mln zł
 - (+) spadek o 21,3 mln zł odpisu aktualizującego uprawnienia do emisji CO₂ (wg wyceny na koniec września 2025 r.)
 - (-) wzrost rezerw na potencjalne roszczenia o 21,4 mln zł
 - (-) spadek wyceny transakcji terminowych energii i gazu o 9,4 mln zł
 - (-) wzrost rezerw na bezumowne korzystanie z korytarzy przesyłowych o 9,1 mln zł
 - (-) spadek nieodpłatnie przyjętych środków trwałych o 6,7 mln zł

Istotne zmiany wpływające na wynik netto:

- (+) wpływ niższej amortyzacji o 113,9 mln zł w związku z dokonywanymi odpisami aktualizującymi bilansową wartość posiadanych aktywów
- (+) wpływ zmiany wyniku z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń o 93,6 mln zł
- (+) zmiana udziału w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych o 41,2 mln zł
- (-) wpływ odwróconego w I półroczu 2024 r. odpisu w segmencie Wytwarzania w wysokości 16,7 mln zł

[tys. zł]	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	5 745 498	4 459 537	-1 285 961	-22,4%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	97 682	111 512	13 830	14,2%
Przychody ze sprzedaży gazu	-5	203	208	4 160,0%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	1 195 110	1 277 999	82 889	6,9%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	62 292	22 922	-39 370	-63,2%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	781	823	42	5,4%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	129 147	98 112	-31 035	-24,0%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	-3 079	22 291	25 370	824,0%
Przychody ze sprzedaży węgla	100 893	82 356	-18 537	-18,4%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	276 835	325 360	48 525	17,5%
Przychody z tytułu oświetlenia drogowego	37 527	42 489	4 962	13,2%
Przychody ze sprzedaży netto	7 642 681	6 443 604	-1 199 077	-15,7%
Rekompensaty	372 315	141 899	-230 416	-61,9%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	4 345	3 677	-668	-15,4%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	8 019 341	6 589 180	-1 430 161	-17,8%
Amortyzacja	384 963	359 676	-25 287	-6,6%
Koszty świadczeń pracowniczych	798 339	777 629	-20 710	-2,6%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	2 352 943	1 745 233	-607 710	-25,8%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	2 437 201	2 190 505	-246 696	-10,1%
Usługi przesyłowe	156 816	161 472	4 656	3,0%
Inne usługi obce	280 281	348 086	67 805	24,2%
Podatki i opłaty	134 935	142 872	7 937	5,9%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	6 545 478	5 725 473	-820 005	-12,5%
Pozostałe przychody operacyjne	35 008	60 170	25 162	71,9%
Pozostałe koszty operacyjne	41 231	32 311	-8 920	-21,6%
Zmiana rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	15 737	20 299	4 562	29,0%
Zysk/ (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(5 686)	(104)	5 582	98,2%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	1 477 691	911 761	-565 930	-38,3%
Koszty finansowe	143 940	123 242	-20 698	-14,4%
Przychody finansowe	95 392	98 117	2 725	2,9%
Zyski/ (straty) z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń	(99 226)	(30 639)	68 587	69,1%
Udział w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	-10 002	8 418	18 420	184,2%
Zysk/ (strata) przed opodatkowaniem	1 319 915	864 415	-455 500	-34,5%
Podatek dochodowy	293 750	165 420	-128 330	-43,7%
Zysk/ (strata) netto okresu sprawozdawczego	1 026 165	698 995	-327 170	-31,9%
EBITDA	1 862 654	1 271 437	-591 217	-31,7%

Główne czynniki zmiany EBITDA GK Enea w III kwartale 2025 r. (spadek o 591,2 mln zł):

- (-) spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 1 286,0 mln zł wynika głównie ze spadku średniej ceny, spadku wolumenu sprzedaży energii oraz spadku przychodów z Mocy Bilansujących
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 13,8 mln zł wynika głównie ze wzrostu wolumenu oraz wzrostu średniej ceny sprzedaży
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 82,9 mln zł wynika głównie z wyższych stawek opłat w zatwierdzonej taryfie na 2025 r. oraz wyższym wolumenie dystrybucji energii
- (-) spadek przychodów z tytułu opłat przyłączeniowych o 39,4 mln zł wynika głównie z mniejszej ilości przyłączonych odbiorców w III grupie przyłączeniowej, OZE w II i III grupie oraz OSDn w II grupie
- (+) wzrost przychodów z tytułu Rynku Mocy o 48,5 mln zł głównie w wyniku waloryzacji ceny obowiązku mocowego
- (-) spadek przychodów z tytułu rekompensat o 230,4 mln zł - zgodnie z zapisami *Ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. oraz w 2024 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej* [ustawa o limitach zużycia] oraz *ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w latach 2023 - 2025 r.* [ustawa o limitach cen], a w przypadku paliwa gazowego zgodnie z zapisami *ustawy z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o postępowaniu egzekucyjnym w administracji*
 - (-) w III kwartale 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej cen energii elektrycznej w wysokości 359,8 mln zł
 - (-) w III kwartale 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej usługi dystrybucji w wysokości 12,2 mln zł
 - (-) w III kwartale 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej paliwa gazowego w wysokości 0,5 mln zł
 - (+) w III kwartale 2025 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej energii elektrycznej w wysokości 141,9 mln zł
- (+) spadek kosztów świadczeń pracowniczych o 20,7 mln zł wynika głównie ze zmiany stanu rezerw pracowniczych
- (+) spadek kosztów zużycia materiałów i surowców oraz wartości sprzedanych towarów o 607,7 mln zł wynika ze spadku kosztów zużycia węgla oraz kosztów emisji CO₂, przy jednoczesnym wzroście kosztów zużycia biomasy dla całego Obszaru Wytwarzania
- (+) spadek kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 246,7 mln zł wynika głównie z niższego wolumenu zakupu energii oraz niższych średnich cen zakupu
- (-) wzrost kosztów usług obcych o 67,8 mln zł wynika głównie ze wzrostu kosztów zadań zleczanych firmom zewnętrznym
- (+) wpływ zmiany rezerw dotyczących umów rodzących obciążenia o 4,6 mln zł:
 - (+) w III kwartale 2025 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy w wysokości 20,3 mln zł na stratę wynikającą z rozliczenia przez ENEA S.A. jako sprzedawcy z urzędu opustu na opłatach dystrybucyjnych w zakresie energii wprowadzonej do sieci przez prosumentów
 - (-) w III kwartale 2024 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy w wysokości 15,7 mln zł na stratę wynikającą z rozliczenia przez ENEA S.A. jako sprzedawcy z urzędu opustu na opłatach dystrybucyjnych w zakresie energii wprowadzonej do sieci przez prosumentów
- (+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 39,7 mln zł - - głównie: spadek odpisu aktualizującego uprawnienia do emisji CO₂ (wg wyceny na koniec września 2025 r.), wzrost aktualizacja wyceny kontraktów CO₂, wzrost wyniku na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych

Istotne zmiany wpływające na wynik netto:

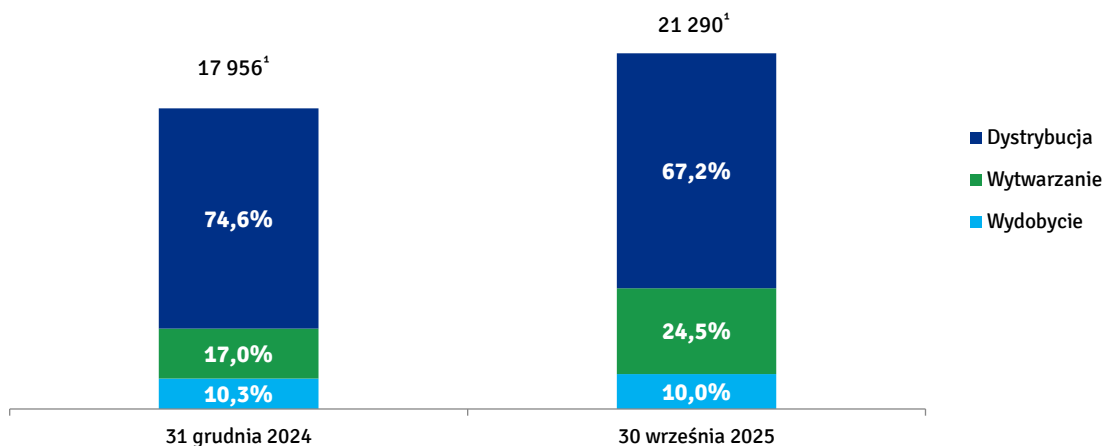
- (+) wpływ niższej amortyzacji o 25,3 mln zł w związku z dokonywanymi odpisami aktualizującymi bilansową wartość posiadanych aktywów
- (+) wpływ zmiany wyniku z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń o 68,6 mln zł
- (+) zmiana udziału w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych o 18,4 mln zł

4.3. Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów

Aktywa [tys. zł]	Na dzień		Zmiana	Zmiana %
	31 grudnia 2024	30 września 2025		
Aktywa trwałe	20 339 356	24 352 270	4 012 914	19,7%
Rzeczowe aktywa trwałe	17 955 724	21 290 252	3 334 528	18,6%
Prawo do korzystania ze składnika aktywów	834 829	885 105	50 276	6,0%
Wartości niematerialne	317 912	332 656	14 744	4,6%
Nieruchomości inwestycyjne	20 746	13 598	-7 148	-34,5%
Inwestycje w jednostki stowarzyszone i współkontrolowane	105 711	111 413	5 702	5,4%
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	851 582	1 363 365	511 783	60,1%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	44 920	51 997	7 077	15,8%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	17 306	111 974	94 668	547,0%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	11 586	12 639	1 053	9,1%
Należności z tytułu leasingu i subleasingu finansowego	1 646	1 129	-517	-31,4%
Środki zgromadzone w ramach Funduszu Likwidacji Kopalń	177 394	178 142	748	0,4%
Aktywa obrotowe	19 128 497	14 857 296	-4 271 201	-22,3%
Prawa do emisji CO ₂	6 952 783	399 435	-6 553 348	-94,3%
Zapasy	1 384 643	1 298 774	-85 869	-6,2%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	4 647 741	4 158 114	-489 627	-10,5%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	16 836	16 148	-688	-4,1%
Aktywa z tytułu umów z klientami	455 963	459 625	3 662	0,8%
Należności z tytułu leasingu i subleasingu finansowego	2 188	2 050	-138	-6,3%
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	1 210 095	117 885	-1 092 210	-90,3%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	46 111	14 236	-31 875	-69,1%
Inne inwestycje krótkoterminowe	0	613 884	613 884	100,0%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	4 412 137	7 777 145	3 365 008	76,3%
Razem aktywa	39 467 853	39 209 566	-258 287	-0,7%

mln zł

Struktura rzeczowych aktywów trwałych


¹ w tym wyłączenia

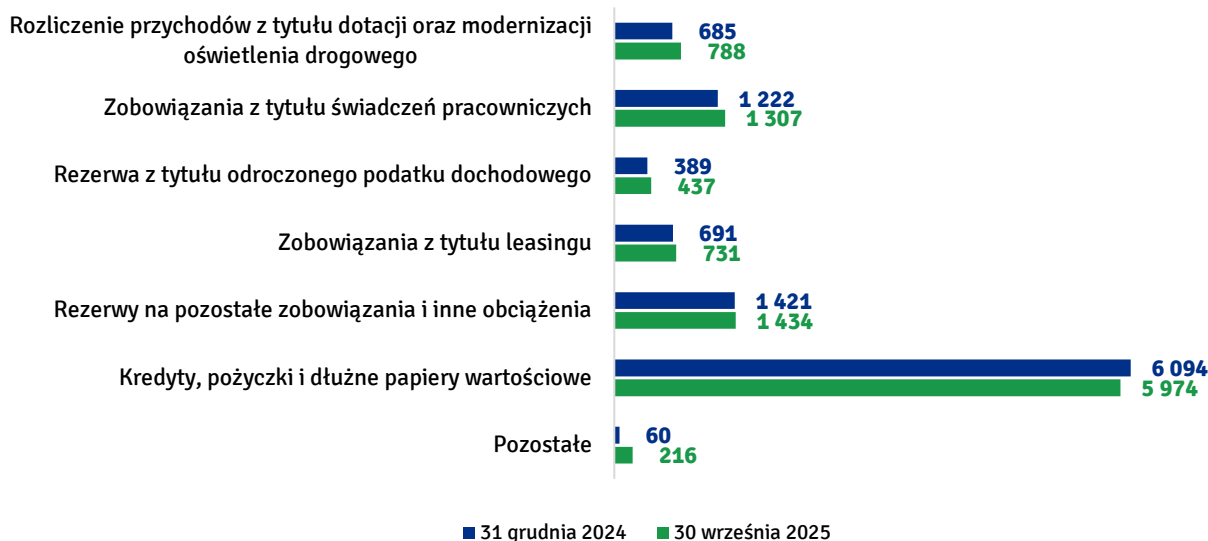
Główne czynniki zmian aktywów trwałych (wzrost o 4 012,9 mln zł):

- 3 334,5 mln zł wzrost rzeczowych aktywów trwałych - w tym: wzrost wartości środków trwałych o 3 781 mln zł (głównie efekt nabytych w II kwartale 2025 r. nowych źródeł wytwórczych), przy jednoczesnym wzroście wartości umorzenia i odpisów o 446 mln zł
- 511,8 mln zł wzrost aktywów z tytułu odroczonego podatku - głównie wpływ zmiany wysokości rezerw na uprawnienia do emisji CO₂
- 94,7 mln zł wzrost należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności - głównie wzrost wartości depozytów zabezpieczających transakcje futures zakupu uprawnień do emisji CO₂
- 50,3 mln zł wzrost wartości praw do korzystania ze składników aktywów - głównie efekt nabytych w II kwartale 2025 r. nowych źródeł wytwórczych

Główne czynniki zmian aktywów obrotowych (spadek o 4 271,2 mln zł):

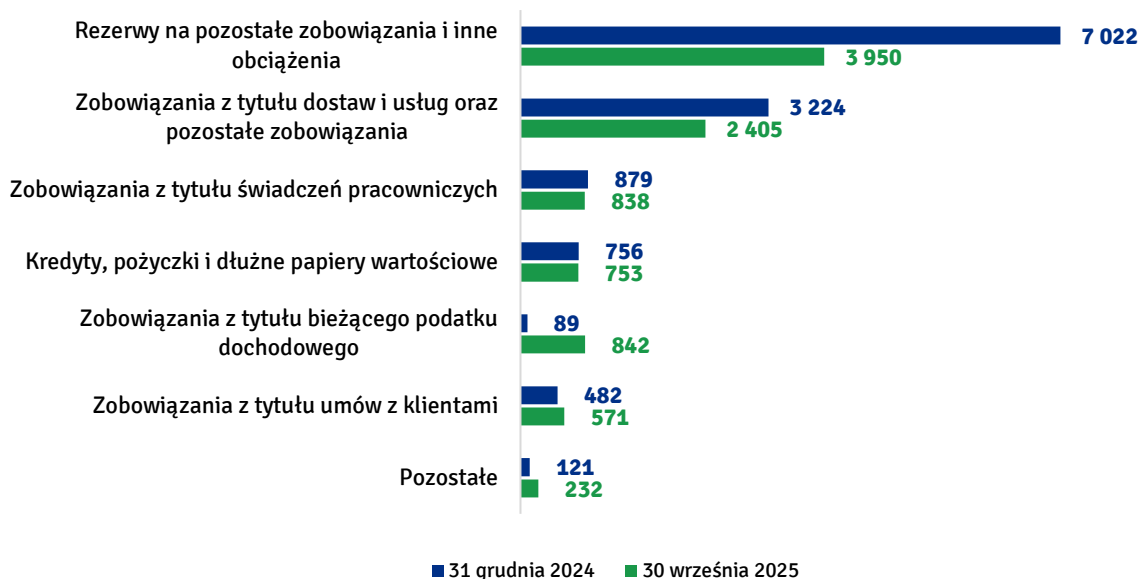
- 6 553,3 mln zł spadek wartości praw do emisji CO₂ - w tym: wzrost wartości umorzenia i odpisów o 6 481,6 mln zł
- 1 092,2 mln zł spadek pozycji należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego - zmiana rozliczeń z tytułu bieżącego podatku dochodowego (zwrot podatku CIT)
- 489,6 mln zł spadek należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności - głównie spadek należności handlowych oraz spadek należności z tytułu podatków (z wyłączeniem podatku dochodowego)
- 85,9 mln zł spadek wartości zapasów - głównie spadek zapasów węgla
- 3 365,0 mln zł wzrost poziomu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów - głównie wzrost środków na rachunku bieżącym, przy jednoczesnym spadku środków na rachunku VAT oraz zmianie wysokości środków celowych z tytułu handlu prawami do emisji CO₂
- 613,9 mln zł wzrost pozycji innych inwestycji krótkoterminowych - utworzenie lokaty z terminem zapadalności powyżej 3 miesięcy

Pasywa [tys. zł]	Na dzień		Zmiana	Zmiana %
	31 grudnia 2024	30 września 2025		
Razem kapitał własny	16 332 818	18 731 932	2 399 114	14,7%
Kapitał zakładowy	676 306	676 306	-	-
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną akcji	3 348 670	3 348 670	-	-
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych	-7 273	-7 273	-	-
Kapitał rezerwowy z wyceny instrumentów zabezpieczających	15 043	-7 703	-22 746	-151,2%
Zyski zatrzymane	11 276 846	13 651 785	2 374 939	21,1%
Udziały niekontrolujące	1 023 226	1 070 147	46 921	4,6%
Razem zobowiązania	23 135 035	20 477 634	-2 657 401	-11,5%
Zobowiązania długoterminowe	10 561 619	10 886 561	324 942	3,1%
Zobowiązania krótkoterminowe	12 573 416	9 591 073	-2 982 343	-23,7%
Razem pasywa	39 467 853	39 209 566	-258 287	-0,7%

Struktura zobowiązań długoterminowych [mln zł]


Główne czynniki zmian zobowiązań długoterminowych (wzrost o 324,9 mln zł):

- 120,4 mln zł spadek pozycji kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe - głównie spłata transzy kredytu odnawialnego (z Bankiem Pekao S.A. oraz PKO Bankiem Polskim S.A.) i reklasyfikacja części zobowiązań długoterminowych na krótkoterminowe, przy jednoczesnym uruchomieniu transzy kredytu EBI i BGK (pożyczka KPO)
- 126,5 mln zł wzrost zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych zobowiązań - głównie wzrost wartości zobowiązań dotyczących rozliczenia transakcji futures zakupu uprawnień do emisji CO₂
- 103,4 mln zł wzrost rozliczeń przychodów z tytułu dotacji i modernizacji oświetlenia drogowego
- 84,3 mln zł wzrost zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych
- 47,2 mln zł wzrost rezerw z tytułu odroczonego podatku dochodowego
- 39,8 mln zł wzrost zobowiązań z tytułu leasingu

Struktura zobowiązań krótkoterminowych [mln zł]


■ 31 grudnia 2024 ■ 30 września 2025

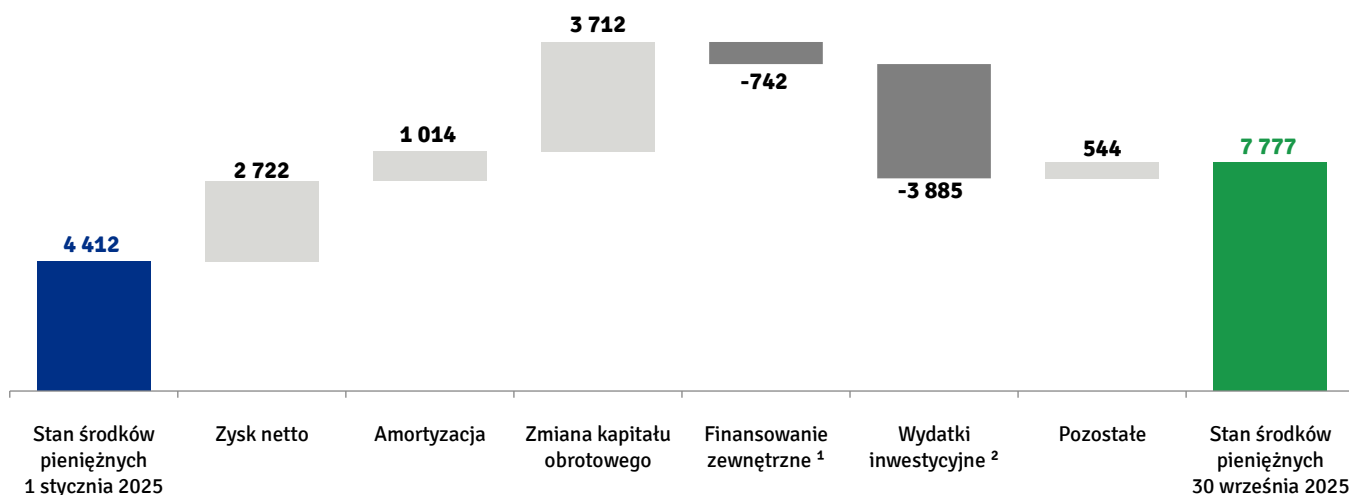
Główne czynniki zmian zobowiązań krótkoterminowych (spadek o 2 982,3 mln zł):

- 3 071,5 mln zł spadek rezerw na zobowiązania i inne obciążenia - głównie spadek rezerw na zakup praw do emisji CO₂
- 818,8 mln zł spadek zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych zobowiązań - głównie spadek zobowiązań inwestycyjnych, spadek zobowiązań handlowych, przy jednoczesnym wzroście wartości zobowiązań dotyczących rozliczenia transakcji futures zakupu uprawnień do emisji CO₂ oraz zobowiązań z tytułu podatków (z wyłączeniem podatku dochodowego)
- 753,6 mln zł wzrost zobowiązań z tytułu bieżącego podatku dochodowego - zmiana rozliczeń z tytułu bieżącego podatku dochodowego
- 106,7 mln zł wzrost zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej - głównie zmiana wyceny kontraktów FX Forward
- 88,5 mln zł wzrost zobowiązań z tytułu umów z klientami - głównie zmiana zaliczek na opłaty przyłączeniowe

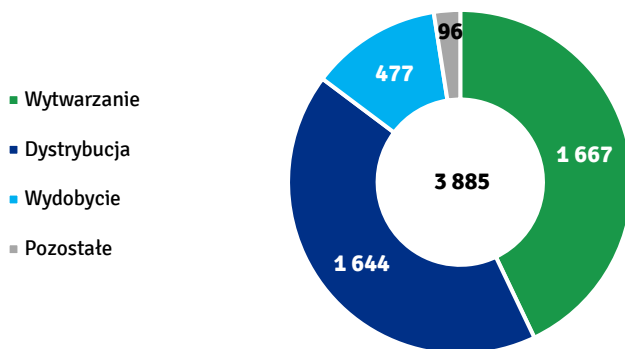
4.4. Sytuacja pieniężna

Rachunek przepływów pieniężnych [tys. zł]	I-III kw. 2024	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Przeptywy pieniężne netto z działalności operacyjnej	7 781 706	9 202 746	1 421 040	18,3%
Przeptywy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(2 059 515)	(4 450 540)	-2 391 025	-116,1%
Przeptywy pieniężne netto z działalności finansowej	(1 362 059)	(1 387 198)	-25 139	-1,8%
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	4 360 132	3 365 008	-995 124	-22,8%
Stan środków pieniężnych na początek okresu sprawozdawczego	3 026 133	4 412 137	1 386 004	45,8%
Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego	7 386 265	7 777 145	390 880	5,3%

Przepływy pieniężne w kwartale I-III 2025 r. [mln zł]



Wydatki inwestycyjne ² GK Enea w kwartałach I-III 2025 r. [mln zł]

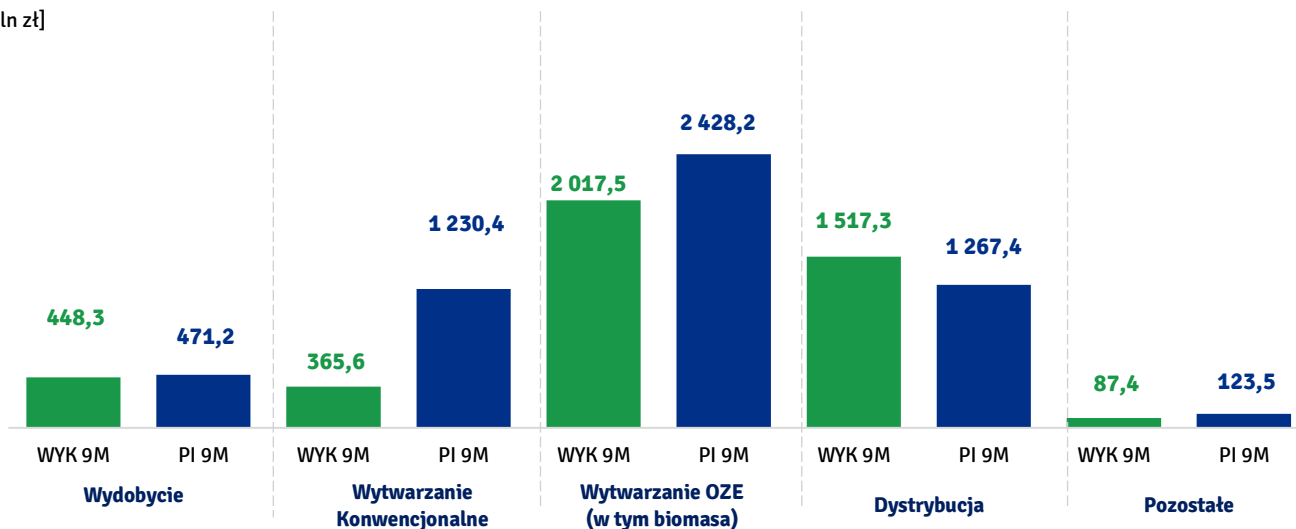


¹ Otrzymane kredyty i pożyczki, emisja obligacji, spłata kredytów i pożyczek, wykup obligacji

² Nabycie/ zbycie rzeczowych i niematerialnych aktywów trwałych oraz nabycie/ zbycie jednostek zależnych, stowarzyszonych i współkontrolowanych

4.5. CAPEX – nakłady inwestycyjne GK Enea

[mln zł]



[mln zł]	Wykonanie III kw. 2024	Wykonanie III kw. 2025	Wykonanie III kw. 2025/ Plan III kw. 2025	Wykonanie I-III kw. 2024	Wykonanie I-III kw. 2025	Wykonanie I-III kw. 2025/ Plan I-III kw. 2025	Plan 2025 r.	Wykonanie I-III kw. 2025 r./ Plan 2025 r.
Wydobycie	168,8	149,0	87,7%	645,3	448,3	95,1%	697,5	64,3%
Wytwarzanie konwencjonalne	100,3	114,5	20,3%	199,3	365,6	29,7%	1 760,6	20,8%
Wytwarzanie OZE	46,5	66,7	70,0%	127,6	2 017,5	83,1%	2 535,7	79,6%
Dystrybucja	396,2	617,5	130,3%	1 042,0	1 517,3	119,7%	2 718,1	55,8%
Pozostałe	16,4	35,5	64,8%	46,3	87,4	70,8%	223,8	39,1%
Razem	728,2	983,2	72,4%	2 060,5	4 436,1	80,4%	7 935,7	55,9%

Plan inwestycyjny na 2025 r. uwzględnia aspiracje w zakresie nowych źródeł OZE, w tym akwizycje.

Inwestycje związane z ochroną środowiska

Wyszczególnienie [mln zł]	Wykonanie III kw. 2025	Wykonanie I-III kw. 2025
Grupa Kapitałowa Lubelski Węgiel Bogdanka – inwestycje środowiskowe	5,5	13,1
Enea Elkogaz – budowa bloków gazowo-parowych	5,9	38,2
Enea Ciepło - modernizacja kotłów węglowych w Ciepłowni Zachód w celu dostosowania do wymagań środowiskowych - etap II	0,0	51,2
Dostosowanie Elektrowni Połaniec do wymagań Rynku Mocy po 1 lipca 2025 r.	24,3	48,8
Wymiana modułów SCR w Elektrowni Połaniec	0,0	4,9
Pozostałe	0,9	2,0
Łącznie inwestycje związane z ochroną środowiska	36,6	158,2

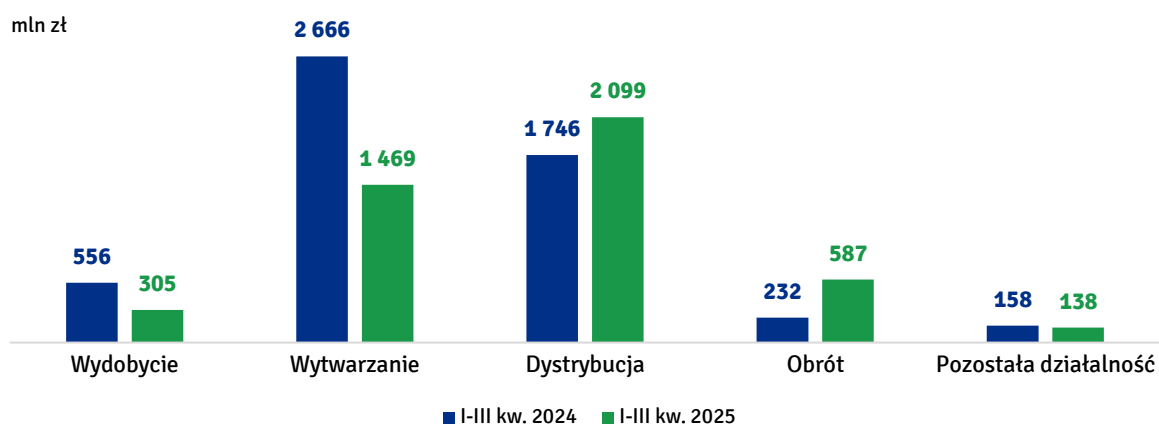
Realizacja kluczowych projektów/kierunków inwestycyjnych w kwartałach I-III 2025 r.:

- nowe źródła i rozwój OZE 1 997,9 mln zł (Enea Nowa Energia i jej spółki zależne),
- modernizacja i odtworzenie majątku 706,9 mln zł (Enea Operator),
- przyłączanie nowych odbiorców i nowych źródeł 618,8 mln zł (Enea Operator),
- wyrobiska 313,8 mln zł (LWB),
- modernizacje i remonty bloków 118,5 mln zł (Elektrownia Kozienice i Elektrownia Połaniec),
- dostosowanie Elektrowni Połaniec do wymagań Rynku Mocy po 1 lipca 2025 r. 48,8 mln zł (Elektrownia Połaniec),
- budowa bloków gazowo-parowych 38,2 mln zł (Enea Elkogaz).

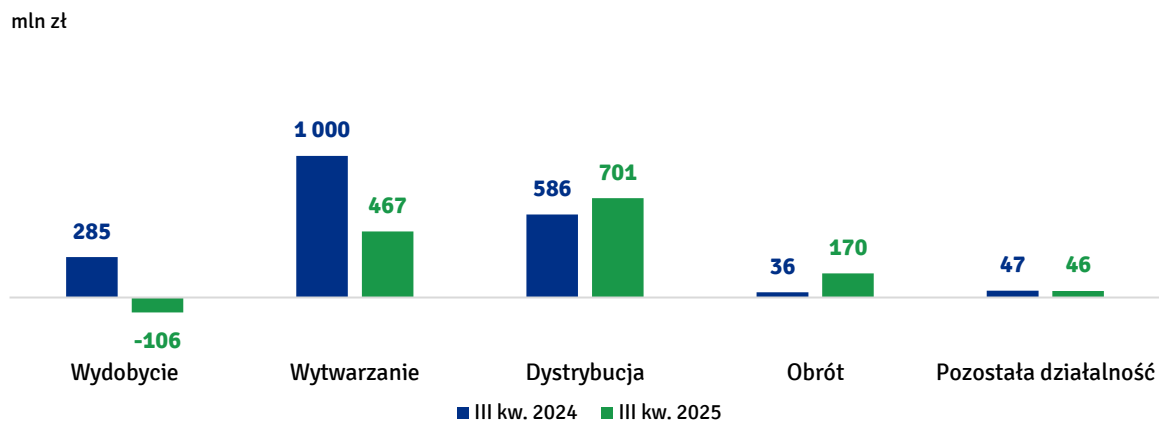
4.6. Dane operacyjne, finansowe i realizacja kluczowych projektów inwestycyjnych w poszczególnych obszarach działalności GK Enea

4.6.1. Wyniki finansowe w obszarach

EBITDA [tys. zł]	I-III kw. 2024	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Wydobycie	555 851	304 879	-250 972	-45,2%
Wytwarzanie	2 665 537	1 469 416	-1 196 121	-44,9%
Dystrybucja	1 746 185	2 098 937	352 752	20,2%
Obrót	232 050	587 354	355 304	153,1%
Pozostała działalność	157 697	138 095	-19 602	-12,4%
Pozycje nieprzypisane i wyłączenia	-24 245	59 556	83 801	345,6%
Razem	5 333 075	4 658 237	-674 838	-12,7%



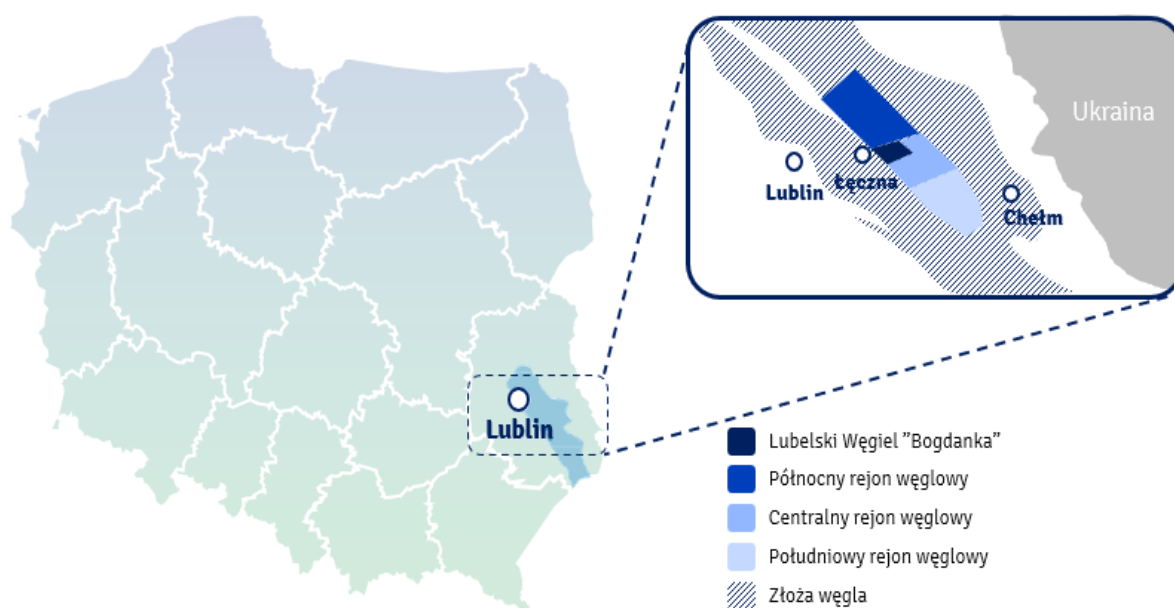
EBITDA [tys. zł]	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Wydobycie	285 050	-106 416	-391 466	-137,3%
Wytwarzanie	1 000 228	466 689	-533 539	-53,3%
Dystrybucja	586 491	700 739	114 248	19,5%
Obrót	36 122	170 386	134 264	371,7%
Pozostała działalność	47 131	45 985	-1 146	-2,4%
Pozycje nieprzypisane i wyłączenia	-92 368	-5 946	86 422	93,6%
Razem	1 862 654	1 271 437	-591 217	-31,7%



4.6.2. Obszar Wydobywania

W GK Enea działalność w przemyśle wydobywczym prowadzona jest przez spółkę zależną LW Bogdanka, która jest jednym z liderów rynku producentów węgla kamiennego w Polsce, wyróżniającym się na tle branży pod względem osiąganych wyników finansowych, wydajności wydobywania węgla kamiennego oraz planów inwestycyjnych, zakładających udostępnienie nowych złóż. Głównymi odbiorcami LW Bogdanka są energetyka zawodowa i przemysłowa. Sprzedawany przez LWB węgiel kamienny energetyczny stosowany jest przede wszystkim do produkcji energii elektrycznej, ciepłej i produkcji cementu.

W Obszarze Wydobywania prezentowane są wyniki finansowe GK LW Bogdanka z jednostką dominującą – Lubelskim Węglem Bogdanka S.A. oraz jej spółkami zależnymi.



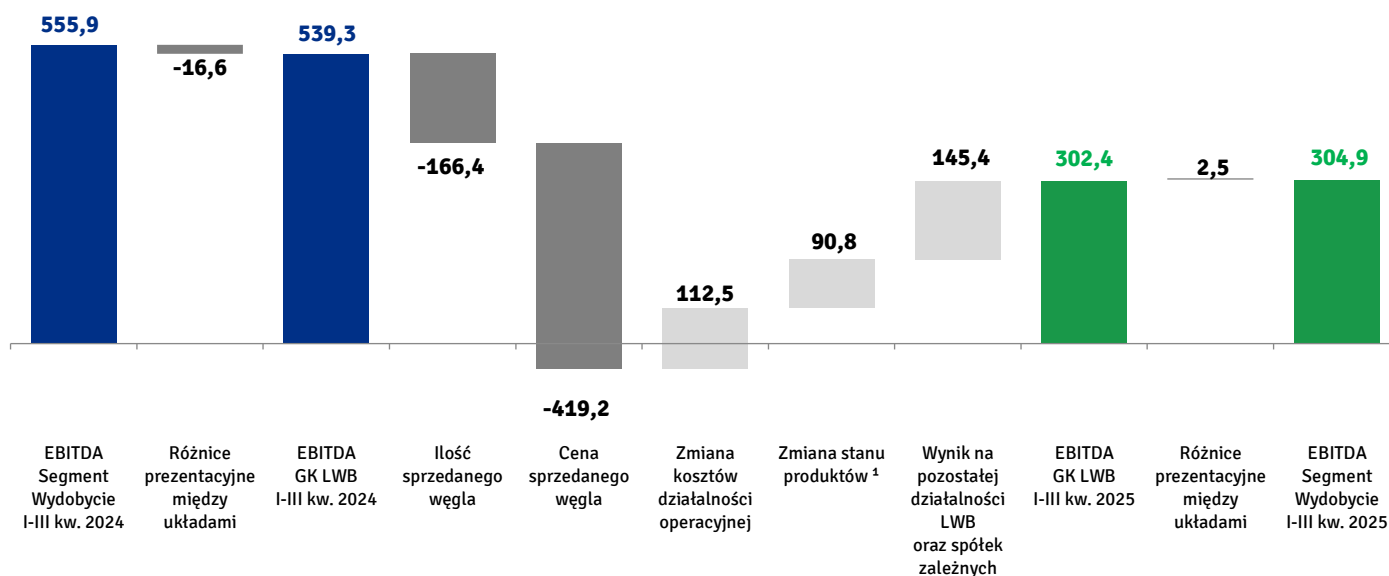
Dane operacyjne

	I-III kw. 2024	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Produkcja netto [tys. t]	5 370	5 198	-172	-3,2%	1 873	1 326	-547	-29,2%
Sprzedaż węgla [tys. t]	5 705	5 332	-373	-6,5%	2 077	1 330	-747	-36,0%
Zapasy na koniec okresu [tys. t]	36	26	-10	-27,8%	36	26	-10	-27,8%
Roboty chodnikowe [km]	16,40	13,90	-2,50	-15,2%	4,70	4,95	0,25	5,3%

Dane finansowe

[tys. zł]	I-III kw. 2024	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	2 592 098	2 000 581	-591 517	-22,8%	926 804	483 721	-443 083	-47,8%
węgiel	2 537 055	1 953 173	-583 882	-23,0%	910 590	473 125	-437 465	-48,0%
pozostałe produkty i usługi	41 921	37 038	-4 883	-11,6%	11 357	7 892	-3 465	-30,5%
towary i materiały	13 122	10 370	-2 752	-21,0%	4 857	2 704	-2 153	-44,3%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	8 014	8 659	645	8,0%	2 727	2 932	205	7,5%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	2 600 112	2 009 240	-590 872	-22,7%	929 531	486 653	-442 878	-47,6%
EBIT	287 242	140 947	-146 295	-50,9%	191 518	-169 677	-361 195	-188,6%
Amortyzacja	268 537	163 789	-104 748	-39,0%	93 532	63 261	-30 271	-32,4%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	72	143	71	98,6%	-	-	-	-
EBITDA	555 851	304 879	-250 972	-45,2%	285 050	-106 416	-391 466	-137,3%
Marża EBITDA	21,4%	15,2%	-6,2 p.p.	-	30,7%	-21,9%	-52,6 p.p.	-
CAPEX	645 261	448 291	-196 970	-30,5%	168 823	148 969	-19 854	-11,8%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	6,5%	6,7%	0,2 p.p.	-	7,8%	5,2%	-2,6 p.p.	-

mln zł


¹ wpływ na prezentowane koszty = techniczny koszt wytworzenia węgla rozdzielony wg aktualnej struktury * ilościowa zmiana zapasu węgla w analizowanym okresie

Główne czynniki zmiany EBITDA w kwartale I- III 2025 r. (spadek o 251,0 mln zł):

(-) spadek przychodów ze sprzedaży węgla: niższa ilościowa sprzedaż węgla (-373 tys. t), przy jednocześnie niższych cenach sprzedaży węgla

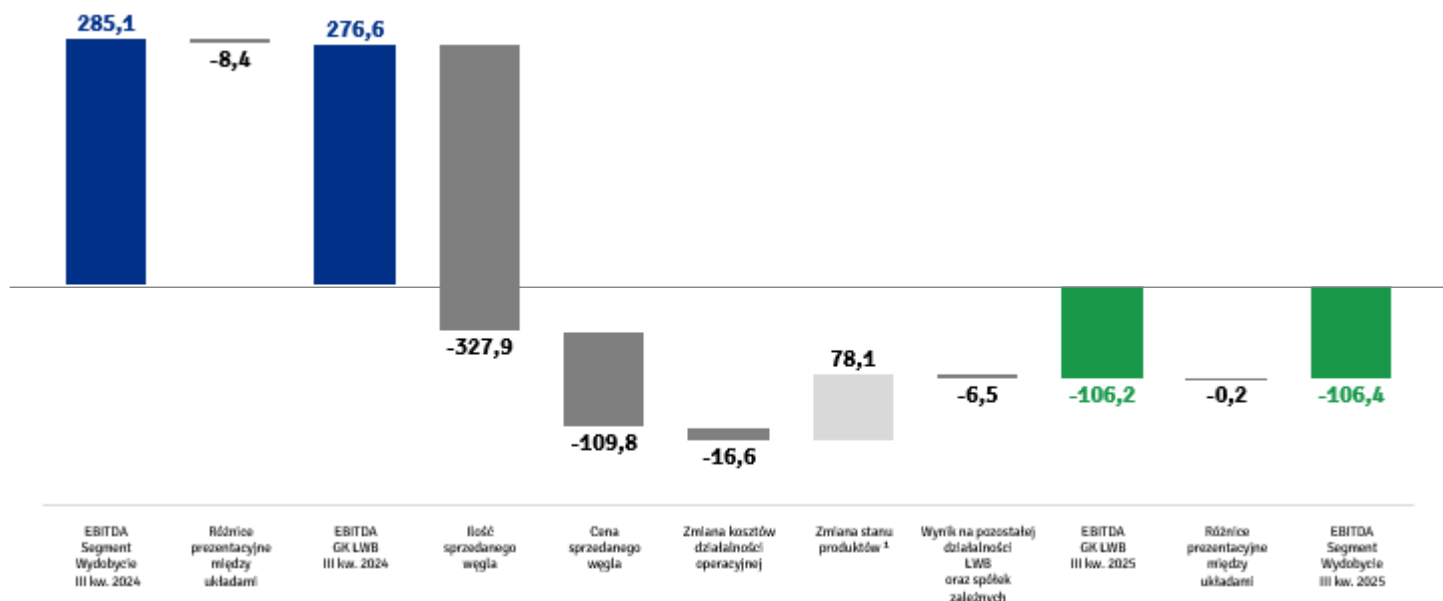
(+) wypłata odszkodowania za szkodę powstałą w wyniku wylewu wód podziemnych, która miała miejsce w lutym 2023 r. w ścianie 3/VII/385 (zdarzenie jednorazowe w kwocie 144,85 mln zł)

(+) spadek wartości poniesionych kosztów działalności operacyjnej - spadek kosztów pracowniczych (spadek przeciętnego zatrudnienia, spadek rezerw pracowniczych), spadek cen zużytej energii elektrycznej

(+) w kwartałach I-III 2025 r. wartość zapasów spadła o 43,6 mln zł, tj. 133 tys. t (nastąpiło zwiększenie kosztów operacyjnych okresu), podczas gdy w kwartałach I-III 2024 r. wartość zapasów spadła o 134,4 mln zł, tj. 335 tys. t (nastąpiło zwiększenie kosztów operacyjnych okresu)

Różnice prezentacyjne dotyczą sprawozdawczości finansowej GK Enea i GK LW Bogdanka w zakresie amortyzacji.

mln zł


¹ wpływ na prezentowane koszty = techniczny koszt wytworzenia węgla rozdzielony wg aktualnej struktury * ilościowa zmiana zapasu węgla w analizowanym okresie

Główne czynniki zmiany EBITDA w III kwartale 2025 r. (spadek o 391,5 mln zł):

(-) spadek przychodów ze sprzedaży węgla: niższa ilościowa sprzedaż węgla (-747 tys. t), przy jednocześnie niższych cenach sprzedaży węgla

(+) w III kwartale 2025 r. wartość zapasów spadła o 0,2 mln zł, tj. 3 tys. t (nastąpiło zwiększenie kosztów operacyjnych okresu), podczas gdy w III kwartale 2024 r. wartość zapasów spadła o 78,2 mln zł, tj. 204 tys. t (nastąpiło zwiększenie kosztów operacyjnych okresu)

Różnice prezentacyjne dotyczą sprawozdawczości finansowej GK Enea i GK LW Bogdanka w zakresie amortyzacji.

CAPEX - realizacja kluczowych projektów [mln zł]

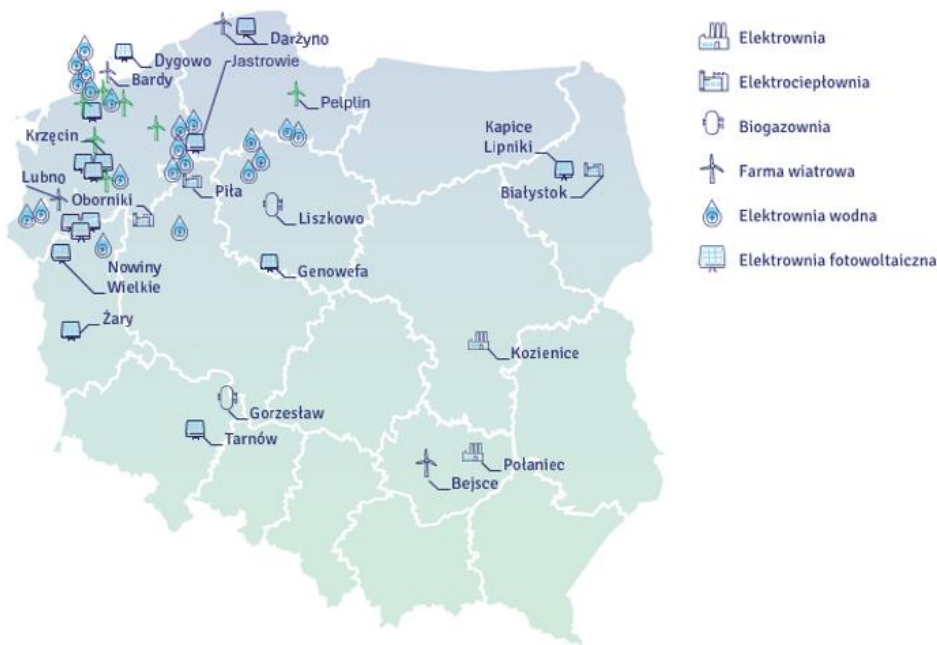
Wyszczególnienie	Wykonanie I-III kw. 2025	Plan I-III kw. 2025	Plan 2025
Lubelski Węgiel Bogdanka	448,3	471,2	697,5
park maszynowy (zakup, modernizacja i remonty maszyn, urządzeń i gotowych dóbr)	67,2	64,5	136,2
nowe wyrobiska	255,5	264,9	363,6
modernizacja i przebudowy wyrobisk	58,4	49,0	67,2
pozostałe	67,2	92,8	130,5

Budowa farmy fotowoltaicznej

LW Bogdanka realizuje projekt pn. Budowa farmy fotowoltaicznej EPV II. Obecnie trwają prace związane z przygotowaniem wielobranżowej dokumentacji projektowej budowy farmy fotowoltaicznej oraz określenie warunków przyłączenia.

4.6.3. Obszar Wytwarzania

W Obszarze Wytwarzania prezentowane są dane finansowe spółek: Enea Wytwarzanie, Enea Elektrownia Połaniec, Enea Nowa Energia, Enea Ciepło, MEC Piła, PEC Oborniki, Enea Elkogaz, Enea Bioenergia, PV Genowefa, PRO-WIND, PV-Tykocin, Farma Wiatrowa Bejsce, WMC SPV 2, WMC SPV 4, FW Pelplin, EKO-EN Skibno, EE Liskowo, EE Pomorze.



Dane operacyjne

Obszar	Wyszczególnienie	Moc zainstalowana elektryczna [MW _e]	Moc osiągalna elektryczna [MW _e]	Moc zainstalowana cieplna [MW _t]	Moc zainstalowana w OZE [MW _e]
Elektrownie konwencjonalne	Elektrownia Kozienice	4 071,8	4 004,0	125,4	-
Elektrownie konwencjonalne	Elektrownia Połaniec	1 679,0	1 674,0	130,0	230,0
Farmy wiatrowe	Bardzy, Darżyno i Baczyna (Lubno I i Lubno II), Kołobrzeg, Drawsko, Siemysł, Białogard, Grzmiąca, Rąbino (EE Liskowo), Pelplin, Skibno, Bejsce ¹	155,1	153,6	-	155,1
Elektrownie fotowoltaiczne	PV Jastrowie I, PV Likowo, PV Lubno I, PV Lubno II, PV Krzęcin 1,2 i 7, PV FW Lubno I, PV Tarnów, PV Kapice Lipniki, PV Genowefa, PV Nowiny Wielkie, PV Żary, PV Darżyno, PV Jastrowie II, PV Dygowo, PV Krzęcin III ²	81,0	81,0	-	81,0
Biogazownie	Biogazownie Liskowo, Gorzestaw	3,8	3,8	3,1	3,8
Elektrownie wodne	Elektrownie Wodne	58,8	55,8	-	58,8
Elektrociepłownie	MEC Piła	20,4	18,4	118,5	-
Elektrociepłownie	PEC Oborniki	-	-	27,4	-
Elektrociepłownie	Enea Ciepło (Elektrociepłownia Białystok, Ciepłownia Zachód)	203,5	156,6	682,1 ^{3 4}	55,0
Razem		6 273,4	6 147,2	1 086,5	583,7

¹ GK Enea nabyła 100% udziałów w spółce FW Pelplin (83,2 MW). Obecnie spółka jest na etapie uzyskiwania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, której wydanie spółka spodziewa się w IV kwartale 2025 r. GK Enea nabyła 100% udziałów w spółce EKO-EN SKIBNO 2 sp. z o.o. (FW Skibno) (10 MW). Obecnie spółka jest na etapie uzyskiwania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, której wydanie spółka spodziewa się w I kwartale 2026 r. Farma Wiatrowa Bejsce sp. z o.o. (19,8 MW) jest na etapie uzyskiwania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, której wydanie spółka spodziewa się w I kwartale 2026 r. Po uzyskaniu koncesji dla powyższych instalacji, łączna moc zainstalowana w obszarze farm wiatrowych wyniesie 268,1 MW.

² Farma PV Dygowo i PV Krzęcin III łącznie o mocy 11,6 MW są obecnie na etapie rozruchu technologicznego i po uzyskaniu koncesji łączna moc zainstalowana w obszarze farm fotowoltaicznych wyniesie 92,6 MW_e.

³ Decyzją z 5 września 2025 r. Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki została zmieniona koncesja na wytwarzanie ciepła nr WCC/68/165/U/2/98/RS, w której została zwiększona moc zainstalowana cieplna w Ciepłowni Zachód ze 103,0 MW na 183,0 MW - oddanie do użytkowania kotłów gazowo-olejowych K4 i K5.

⁴ W tym układ Odzysku Ciepła o mocy 18,7 MW: znajdującej się w Elektrociepłowni Białystok.

Elektrownia Kozienice

Blok	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11
Moc zainstalowana elektryczna [MW]	230	230	230	230	230	230	230	230	560	560	1 112
Planowany ostatni rok produkcji ¹	2028	2028	2028	2028	2035	2035	2035	2035	2034	2034	2035

¹ Zakłada się, że dniem wyłączenia z eksploatacji będzie 31 grudnia wskazanego roku. Planowany ostatni rok produkcji jest zgodny ze *Strategią Rozwoju GK Enea do 2035 r.* Wskazany planowany ostatni rok produkcji nie należy utożsamiać z okresem technicznej użyteczności bloków. Nie jest to jednoznaczne z tym, że bloki zostaną wyłączone, ani z tym, że ich możliwości techniczne nie pozwolą na dalsze użytkowanie.

Elektrownia Połaniec

Blok	B2	B3	B4	B5	B6	B7	GU (B9)
Moc zainstalowana elektryczna [MW]	242	242	242	242	242	239	230
Planowany ostatni rok produkcji ¹	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2042

¹ Zakłada się, że dniem wyłączenia z eksploatacji będzie 31 grudnia wskazanego roku.

Enea Ciepło

Blok	B1	B2	B3	B4 ¹
Moc zainstalowana elektryczna [MW]	55	55	70	23,5
Moc termiczna [MW _t]	98,4	108	108	0
Planowany ostatni rok produkcji ²	2038	2055	2065	2065

¹ Turbozespół kondensacyjny zasilany z upustów bloku B1,B2,B3 (przed 1 stycznia 2024 r. turbina TZ4 [blok B4] zasilana była parą tylko z bloku biomasowego B1, pod koniec 2023 r. został zmieniony układ technologiczny elektrociepłowni polegający na możliwości podawania pary do TZ4 ze wszystkich bloków B1, B2 i B3 [biomasowego i węglowych])

² Zakłada się, że dniem wyłączenia z eksploatacji będzie 31 grudnia wskazanego roku. W związku z zawieszeniem realizacji projektu pn. *Budowa biomasowego bloku kogeneracyjnego w Enea Ciepło sp. z o.o. Oddział Elektrociepłownia Białystok* wydłużono okresy eksploatacji dla każdego z urządzeń wytwarzających. Planowane są inwestycje, które pozwolą na wykorzystanie poszczególnych urządzeń w procesie dekarbonizacji.

Kotły wodne ³	K1	K2	K3	K4	K5
Moc zainstalowana cieplna [MW _t]	33	35	35	40	40
Moc termiczna [MW _t]	33	35	35	40	40

³ Decyzją z 5 września 2025 r. Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki została zmieniona koncesja na wytwarzanie ciepła nr WCC/68/165/U/2/98/RS, w której została zwiększona moc zainstalowana cieplna w Ciepłowni Zachód ze 103,0 MW na 183,0 MW - oddanie do użytkowania kotłów gazowo-olejowych K4 i K5

Emisja CO₂, przydział bezpłatnych uprawnień CO₂, koszty z tytułu uprawnień

		Emisja CO ₂ ¹ [t]	Przydział bezpłatnych uprawnień CO ₂ [t]	Koszty z tytułu uprawnień [tys. zł]
Elektrownia Kozienice	I-III kw. 2024	8 865 374	5 232 ²	3 977 340
	I-III kw. 2025	8 478 531	3 576 ³	2 662 460
MEC Piła	I-III kw. 2024	23 693	4 893 ²	5 910
	I-III kw. 2025	22 987	4 181 ³	5 508
Białystok - Elektrociepłownia	I-III kw. 2024	240 353	42 073 ²	86 620
	I-III kw. 2025	130 589	40 901 ³	36 960
Białystok - Ciepłownia Zachód	I-III kw. 2024	7 231	2 064 ²	2 532
	I-III kw. 2025	8 539	1 788 ³	2 620
Elektrownia Połaniec	I-III kw. 2024	3 470 050	83 022 ²	1 471 181
	I-III kw. 2025	3 176 694	68 494 ³	962 723
Łęczyńska Energetyka ⁴	I-III kw. 2024	26 298	11 150 ²	6 935
	I-III kw. 2025	27 455	9 796 ³	6 380
Razem I-III kw. 2024		12 632 999	148 434	5 550 518
Razem I-III kw. 2025		11 844 795	128 736	3 676 651

¹ Wskazano emisyjność dla produkcji energii elektrycznej oraz dla produkcji ciepła łącznie

² Darmowe uprawnienia przyznane na 2024 r.

³ Darmowe uprawnienia przyznane na 2025 r.

⁴ Podmiot w GK LW Bogdanka, posiadający uprawnienia do emisji CO₂

Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej i ciepła

	I-III kw. 2024	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej netto [GWh], w tym:	14 726	14 716	-10	-0,1%	4 972	4 547	-425	-8,5%
ze źródeł konwencjonalnych	13 132	12 580	-552	-4,2%	4 420	3 815	-605	-13,7%
Enea Wytwarzanie	9 609	9 415	-194	-2,0%	3 249	2 851	-398	-12,2%
Enea Elektrownia Połaniec	3 309	3 022	-287	-8,7%	1 132	949	-183	-16,2%
Enea Ciepło	141	80	-61	-43,3%	26	1	-25	-96,2%
MEC Piła	72	63	-9	-12,5%	13	14	1	7,7%
z biomasy	1 031	1 106	75	7,3%	347	327	-20	-5,8%
Enea Elektrownia Połaniec	967	973	6	0,6%	347	284	-63	-18,2%
Enea Ciepło	64	133	69	107,8%	-	43	43	100,0%
współspalanie biomasy	264	640	376	142,4%	119	247	128	107,6%
Enea Elektrownia Połaniec	264	640	376	142,4%	119	247	128	107,6%
z odnawialnych źródeł energii	299	390	91	30,4%	86	157	71	82,6%
elektrownie wodne	116	85	-31	-26,7%	26	23	-3	-11,5%
farmy wiatrowe	116	238	122	105,2%	31	107	76	245,2%
biogazownie	7	-	-7	-100,0%	1	-	-1	-100,0%
farmy PV	61	67	6	9,8%	27	28	1	3,7%
Wytwarzanie ciepła brutto [TJ]	4 419	4 830	411	9,3%	819	972	153	18,7%
Enea Wytwarzanie	251	308	57	22,7%	15	29	14	93,3%
Enea Elektrownia Połaniec	1 275	1 567	292	22,9%	390	511	121	31,0%
Enea Ciepło	2 383	2 407	24	1,0%	352	362	10	2,8%
PEC Oborniki	69	76	7	10,1%	8	10	2	25,0%
MEC Piła	440	473	33	7,5%	53	59	6	11,3%
Sprzedaż energii elektrycznej [GWh], w tym:	18 311	17 190	-1 121	-6,1%	5 817	5 290	-527	-9,1%
z produkcji	14 726	14 648	-78	-0,5%	4 972	4 479	-493	-9,9%
z zakupu	3 584	2 542	-1 042	-29,1%	845	811	-34	-4,0%
Sprzedaż ciepła [TJ]	3 973	4 339	366	9,2%	688	833	145	21,1%

Zaopatrzenie w paliwa

Podstawowym paliwem używanym do wytwarzania energii elektrycznej w Elektrowni Kozienice jest węgiel kamienny w sortymencie miał, a w Elektrowni Połaniec i Elektrociepłowni Białystok dodatkowo także biomasa. W Ciepłowni Zachód do produkcji zużywa się miał węglowy i gaz ziemny.

Dostawy węgla

	Elektrownia Kozienice	Elektrownia Połaniec	Enea Ciepło
Dostawcy węgla w I-III kw. 2025 r.	LW Bogdanka (90,7%) JSW (5,6%) PKW (2,0%) Węgllokoks (1,6%) PGG (0,1%)	LW Bogdanka (63%) PGG (31%) JSW (4%) Węglzbyt (2%)	LW Bogdanka (ok. 85%) CZW Węglzbyt (ok. 15%)
Przewoźnicy realizujący dostawy w I-III kw. 2025 r.	PKP CARGO (100%)	PKP CARGO (42%) CD Cargo Poland (26%) DB Cargo Polska (11%) LW Bogdanka – transport własny (21%)	LW Bogdanka (ok. 85%) PKP CARGO (ok. 15%)

Zakup paliwa

Typ paliwa	Obszar Wytwarzania			
	I-III kw. 2024 r.		I-III kw. 2025 r.	
	Ilość [tys. ton]	Koszt [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt [mln zł]
Węgiel kamienny	5 982	2 781	5 457	1 962
Biomasa	1 137	439	1 449	660
Olej opałowy (ciężki) ¹	15	37	10	22
Olej opałowy (lekki) ^{2 5}	6	25	5	18
Gaz [tys. m ³] ^{3 4}	18 524	61	17 226	46
Razem		3 343		2 708

¹ Paliwo rozpałkowe w B1-10 Elektrowni Kozienice i B2-7 Elektrowni Połaniec.

² Paliwo rozpałkowe w B11 Elektrowni Kozienice, B9 Elektrowni Połaniec, MEC Piła (kotłownia KO Staszycze, w której jest możliwość zasilania paliwem gazowym i olejem opałowym), Elektrociepłowni Białystok.

³ Używany do produkcji energii elektrycznej i ciepłej w MEC Piła.

⁴ Używany do produkcji ciepła w Ciepłowni Zachód: jednostka objętości gazu w tys. Nm³

⁵ Uwzględniono zakup oleju opałowego lekkiego w I kwartale 2025 r. na potrzeby rozruchu zmodernizowanych kotłów w Ciepłowni Zachód.

Rynek Mocy

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. przeprowadziły lub są w trakcie przeprowadzania od 2018 r. m.in. następujących procesów Rynku Mocy:

- certyfikacji ogólnych,
- certyfikacji do aukcji głównych dla lat dostaw 2021-2029,
- certyfikacji do aukcji dodatkowych dla lat dostaw 2021-2026,
- certyfikacji do aukcji uzupełniającej na okres dostaw od 1 lipca 2025 r. do 31 grudnia 2025 r.,
- certyfikacji do aukcji uzupełniającej na okres dostaw 2026,
- certyfikacji do aukcji dogrywkowej na okres dostaw 2029,
- aukcji głównych dla lat dostaw 2021-2029, dodatkowych dla lat dostaw 2021-2026, aukcji uzupełniającej na okres dostaw od 1 lipca 2025 r. do 31 grudnia 2025 r., aukcji uzupełniającej na okres dostaw 2026 r., aukcji dogrywkowej na okres dostaw 2029 r.

W szczególności od początku 2025 r. istotne dla wytwórców energii elektrycznej były m.in. następujące wydarzenia dotyczące procesów Rynku Mocy:

- certyfikacja ogólna, która odbyła się w dniach 2 stycznia – 14 marca 2025 r.,
- zakończenie certyfikacji do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku 2026 – 25 lutego 2025 r.,
- aukcje dodatkowe na kwartały roku 2026 – 27 marca 2025 r.,
- zakończenie certyfikacji do aukcji uzupełniającej na okres dostaw od 1 lipca 2025 r. do 31 grudnia 2025 r. – 1 kwietnia 2025 r.
- aukcja uzupełniająca na okres dostaw od 1 lipca 2025 r. do 31 grudnia 2025 r. – 15 maja 2025 r.
- zakończenie certyfikacji do aukcji dogrywkowej na rok dostaw 2029 – 30 maja 2025 r.
- zakończenie certyfikacji do aukcji uzupełniającej na rok dostaw 2026 – 11 lipca 2025 r.
- aukcja dogrywkowa na rok dostaw 2029 – 17 lipca 2025 r.
- aukcja uzupełniająca na rok dostaw 2026 – 11 września 2025 r.

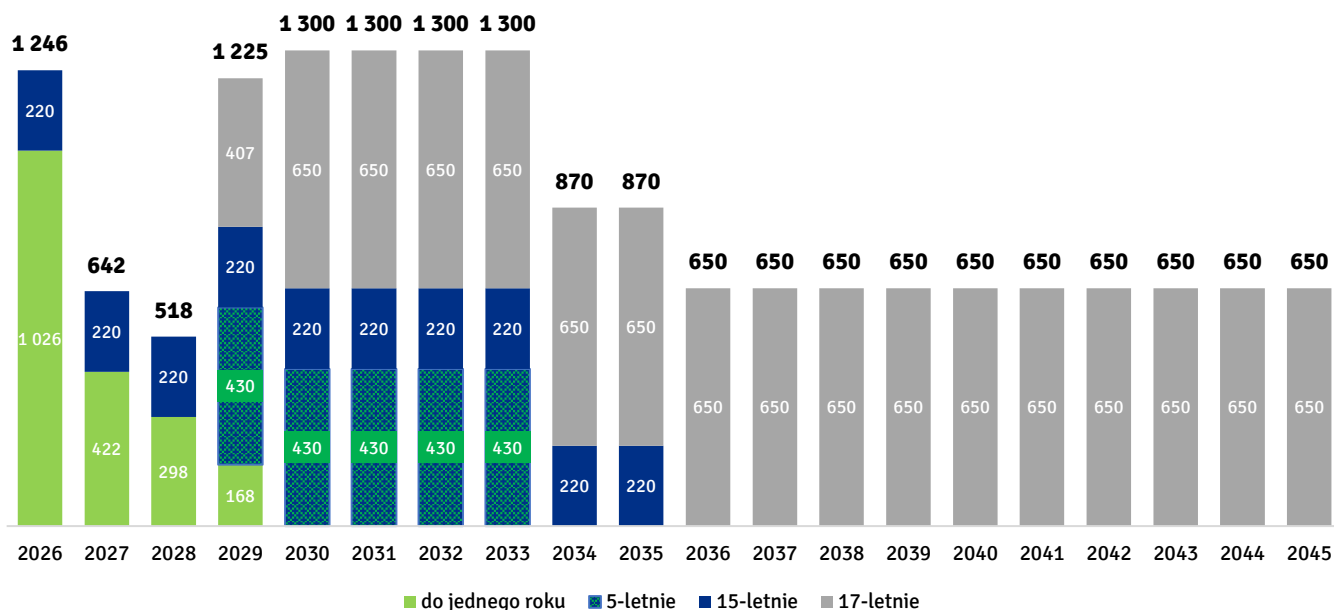
**Uzupełniająca aukcja
Rynku Mocy na rok
dostaw 2026 zakończyła
się dla Enei **zawarciem
umów mocowych
opiewających
na sumaryczną moc
1 735 MW.****

8 sierpnia 2025 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłosił ostateczne wyniki dogrywkowej aukcji Rynku Mocy. Zakończyła się ona dla Enei sukcesem. Korzystne rozstrzygnięcia Rynku Mocy będą wspierać inwestycje Enei, w tym przede wszystkim budowę dwóch nowoczesnych bloków gazowo-parowych o mocy 2x668 MW w Elektrowni Kozienice. Strategia aukcyjna Enei zapewniła w dogrywkowej aukcji łącznie 2 024 MW obowiązku mocowego. Dla nowych jednostek gazowych to 1 218 MW na 17 lat. W całym okresie obowiązywania kontraktów dla jednostek nowych łączne przychody wyniosą blisko 11 mld zł. Cena zamknięcia aukcji wyniosła 534,09 zł/kW/rok. Ostateczne wyniki aukcji dogrywkowej Rynku Mocy stanowią ważny krok w kierunku zapewnienia stabilności i bezpieczeństwa energetycznego kraju. Korzystne dla Grupy Enea rozstrzygnięcia wspierają realizację naszego ambitnego planu inwestycyjnego.

Pakiet kontraktów mocowych Grupy Enea został uzupełniony również w segmencie energetyki konwencjonalnej dla modernizowanych, istniejących już elektrowni. W ramach kontraktów 5-letnich Elektrownia Połaniec uzyskała wsparcie dla 806 MW i przychody na poziomie ponad 2,1 mld zł. Na rok dostaw 2029, Grupa będzie posiadała łącznie 3 573 MW obowiązków mocowych.

Dodatkowo bloki nr 1-10 w Elektrowni Kozienice będą mogły uczestniczyć w aukcjach uzupełniających Rynku Mocy na okres dostaw 2026-2028, organizowanych dla każdego roku tego okresu oddzielnie w ramach przewidzianej derogacji dla jednostek, niespełniających standardu emisyjnego 550 g CO₂/kWh lub na rynku wtórnym w zakresie przejmowania obowiązków mocowych ze źródeł niespełniających ww. standardu emisyjnego. Pierwsza z nich, aukcja na rok 2026, odbyła się 11 września 2025 r.

Szacowane przychody z Rynku Mocy – wartości nieindeksowane [mln zł]



Moc zakontraktowana w Rynku Mocy [MW]

Spółka	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Enea Wytwarzanie																					
Blok 1	194	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 2	189	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 4	193	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 5	193	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 6	193	192	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 7	189	186	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 8	193	189	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 9	476	485	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 10	480	488	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 11	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enea Elektrownia Połaniec																					
Blok 2	207	202	202	202	202	202	202	202	202	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 3	-	-	-	-	202	202	202	202	202	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 4	-	202	202	202	202	202	202	202	202	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 5	-	200	200	200	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 6	-	200	200	200	200	200	200	200	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 7	203	200	200	200	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok Zielony	192 ¹	-	-	191	191	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enea Ciepło																					
Blok 1	9 ¹	15 ²	9	-	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 2	21 ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 3	37 ⁴	27 ⁶	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MEC Piła																					
EC Koszyce	6 ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enea Nowa Energia																					
Koronowo I	12	12	-	12	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Koronowo II	12	12	12	-	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Koronowo III	13	12 ⁵	12	10	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enea Elkogaz																					
BGP1 Kozienice	-	-	-	-	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609
BGP2 Kozienice	-	-	-	-	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609
Razem	3 921	3 733	1 952	2 132	3 574	2 939	2 939	2 939	2 939	2 133	2 133	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218

¹ Umowa mocowa na rok 2025 obowiązuje dla IV kwartału.

² Umowa mocowa na rok 2026 obowiązuje dla I kwartału i IV kwartału.

³ Umowa mocowa z aukcji uzupełniającej na II półrocze 2025 r. Przeniesienie obowiązku mocowego na III kwartał od Enea Ciepło na MEC Piła w wysokości 6 MW. Przeniesienie obowiązku mocowego w ramach rynku wtórnego.

⁴ Umowa mocowa obowiązuje od 1 stycznia 2025 r. do 30 czerwca 2025 r.

⁵ Umowa mocowa na rok 2026 obowiązuje dla I kwartału i IV kwartału.

⁶ Umowa mocowa z aukcji uzupełniającej na 2026 r. Przeniesienia zakontraktowanych w aukcji 12 MW z 27 MW obowiązku mocowego z bloku 3 w okresie od 1 kwietnia do 30 kwietnia 2026 r. na jednostkę Koronowo III ENEA Nowa Energia. Przeniesienia zakontraktowanych w aukcji 6 MW z 27 MW obowiązku mocowego z bloku 3 w okresie od 1 maja do 31 sierpnia 2026 r. na Koronowo III ENEA Nowa Energia. Przeniesienia zakontraktowanych w aukcji 6MW z pozostałych 21 MW obowiązku mocowego z bloku 3 w okresie od 1 maja do 30 września 2026 r. na jednostkę MEC Piła EC Koszyce.

Zakontraktowane obowiązki mocowe Enei Wytwarzanie i Enei Elektrownia Połaniec

[MW]	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Umowa na pół roku	192 ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 1 rok	-	2 739	1 004	1 195	591	-	-	-	-	-	-
Umowa na 5 lat (modernizowane)	2 711	-	-	-	806	806	806	806	806	-	-
Umowa na 15 lat (nowe)	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915
Razem	3 818	3 654	1 919	2 110	2 312	1 721	1 721	1 721	1 721	915	915

¹ Umowa mocowa na rok 2025 obowiązuje od dnia 1 lipca 2025 r. do 31 grudnia 2025 r.

Szacowane przychody z Rynku Mocy Enei Wytwarzanie i Enei Elektrownia Połaniec

[mln zł] ¹	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Umowa na pół roku	42 ²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 1 rok	-	1 003	408	293	157	-	-	-	-	-	-
Umowa na 5 lat (modernizowane)	652	-	-	-	430	430	430	430	430	-	-
Umowa na 15 lat (nowe)	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
Razem	914	1 223	628	513	807	650	650	650	650	220	220

¹ Wartość nieindeksowana

² Umowa mocowa na rok 2025 obowiązuje od dnia 1 lipca 2025 r. do 31 grudnia 2025 r.

Enea Elektrownia Połaniec i Enea Wytwarzanie zawarły umowę o przedsięwzięciu w sprawie wspólnego działania na Rynku Mocy i wzajemnego rezerwowania

Jednostki Rynku Mocy Enea Elektrownia Połaniec i Enea Wytwarzanie uczestniczyły w ww. procesach.

W wyniku przyjętej Strategii Grupy Enea zatwierdzanej decyzjami zarządu Enei przed poszczególnymi aukcjami głównymi Enea Elektrownia Połaniec zawarła dwie umowy mocowe na 5-letnie okresy dostaw w latach 2021-2025, dla bloków nr 2 i nr 7. Z kolei Enea Wytwarzanie zawarła:

- dziewięć umów mocowych na 5-letnie okresy dostaw w latach 2021 – 2025, dla bloków nr 1- 10 bez bloku nr 3,
- jedną umowę mocową na 15-letni okres dostaw w latach 2021 – 2035 dla bloku nr 11,
- umowy jednoroczne na lata dostaw 2021 – 2023 dla trzech jednostek Rynku Mocy z Segmentu OZE (elektrownie wodne) o łącznej mocy około 37 MW, które zostały przeniesione na dostawcę mocy Enea Nowa Energia.

Enea Elektrownia Połaniec i Enea Wytwarzanie zawarły umowę o wspólnym przedsięwzięciu w obszarze Rynku Mocy w sprawie wspólnego działania na Rynku Mocy i wzajemnego rezerwowania.

Enea Elektrownia Połaniec w 2021 r. i 2022 r. uczestniczyła w aukcjach głównych na lata dostaw odpowiednio 2026 i 2027. W wyniku czego zawarła dla bloków 2, 4, 5, 6 i 7 jednoroczne umowy mocowe na lata dostaw 2026 i 2027, opiewające na sumaryczną moc 1 004 MW. Blok nr 3 stanowi backup dla ww. jednostek.

W 2023 r. Enea Elektrownia Połaniec uczestniczyła w aukcji głównej na rok dostaw 2028. W wyniku czego zawarła dla bloków 2, 4, 5, 6, 7 i 9 jednoroczne umowy mocowe na rok dostaw 2028, opiewające na sumaryczną moc 1 195 MW. Blok nr 3 stanowi backup dla ww. jednostek.

Z kolei w ostatniej aukcji głównej - w 2024 r. Enea Elektrownia Połaniec uczestniczyła w aukcji głównej na rok dostaw 2029. W wyniku czego zawarła dla bloków 5, 7 i 9 jednoroczne umowy mocowe na rok dostaw 2029, opiewające na sumaryczną moc 591 MW.

W 2025 r. w wyniku aukcji uzupełniającej na okres dostaw od 1 lipca 2025 r. do 31 grudnia 2025 r. Enea Elektrownia Połaniec zawarła dla bloku „zielonego” umowę mocową opiewającą na moc 192 MW.

17 lipca 2025 r. odbyła się aukcja dogrywkowa na rok dostaw 2029, w której Enea Elektrownia Połaniec brała udział z blokami 2, 3, 4 i 6, w wyniku której otrzymała kontrakty mocowe 5-letnie opiewające na sumaryczną moc 806 MW.

11 września 2025 r. w wyniku aukcji uzupełniającej na rok dostaw 2026 Enea Wytwarzanie zawarła umowy mocowe opiewające na sumaryczną moc 1 735 MW.

Zakontraktowane obowiązki mocowe Enei Ciepło

[MW]	2025				2026				2027	2028	2029
	I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.	I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.			
Umowy kwartalne (istniejące)	-	-	-	9 ¹	15 ²	-	-	15 ²	-	-	-
Umowa na pół roku	37 ³	37 ³	15 ⁴	21 ⁴	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 1 rok	-	-	-	-	27 ⁵	27 ⁵	27 ⁵	27 ⁵	9	-	9
Razem	37	37	15	30	42	27	27	42	9	-	9

¹ Umowa mocowa na rok 2025 obowiązuje dla IV kwartału.

² Umowa mocowa na rok 2026 obowiązuje dla I kwartału i IV kwartału.

³ Umowa mocowa obowiązuje od 1 stycznia 2025 r. do 30 czerwca 2025 r.

⁴ Umowa mocowa z aukcji uzupełniającej na II półrocze 2025 r. Przeniesienie obowiązku mocowego na III kwartał od Enea Ciepło na MEC Piła w wysokości 6 MW. Przeniesienie obowiązku mocowego w ramach rynku wtórnego.

⁵ Umowa mocowa z aukcji uzupełniającej na 2026 r. Przeniesienia zakontraktowanych w aukcji 12 MW z 27 MW obowiązku mocowego z bloku 3 w okresie od 1 kwietnia do 30 kwietnia 2026 r. na jednostkę Koronowo III ENEA Nowa Energia. Przeniesienia zakontraktowanych w aukcji 6 MW z 27 MW obowiązku mocowego z bloku 3 w okresie od 1 maja do 31 sierpnia 2026 r. na Koronowo III ENEA Nowa Energia. Przeniesienia zakontraktowanych w aukcji 6MW z pozostałych 21 MW obowiązku mocowego z bloku 3 w okresie od 1 maja do 30 września 2026 r. na jednostkę MEC Piła EC Koszyce.

Szacowane przychody z Rynku Mocy Enei Ciepło

[mln zł] ¹	2025	2026	2027	2028	2029
Umowy kwartalne (istniejące)	0,5	3	-	-	-
Umowa na pół roku	6,3 ²	-	-	-	-
Umowa na 1 rok	-	7,4 ³	4	-	2
Razem	6,8	10,4	4	-	2

¹ Wartość nieindeksowana.

² Umowa mocowa obowiązuje od 1 stycznia 2025 r. do 30 czerwca 2025 r. oraz umowa mocowa z aukcji uzupełniającej na II półrocze 2025 r., po uwzględnieniu przeniesienia obowiązku mocowego na III kwartał od Enea Ciepło na MEC Piła w ramach rynku wtórnego.

³ Umowa mocowa z aukcji uzupełniającej na 2026 r., po uwzględnieniu wyżej opisanych przeniesień obowiązku mocowego.

Enea Ciepło uczestniczyła w ww. procesach aukcji Rynku Mocy i w ich wyniku zawarła umowy mocowe na:

- na rok 2025, na I i II kwartał w wysokości 37 MW, na IV kwartał w wysokości 9 MW,
- na rok 2025 na III i IV w wysokości 21 MW, z czego zgodnie z opracowaną strategią przeniesienie obowiązku mocowego na III kwartał od Enea Ciepło na MEC Piła w wysokości 6 MW (przeniesienie obowiązku mocowego w ramach rynku wtórnego),
- na rok 2026 w wysokości 27 MW, z czego zgodnie z opracowaną strategią: przeniesienia obowiązku mocowego z bloku 3 w okresie od 1 kwietnia do 30 kwietnia 2026 r. na jednostkę Koronowo III ENEA Nowa Energia w wysokości 12 MW, przeniesienia obowiązku mocowego z bloku 3 w okresie od 1 maja do 31 sierpnia 2026 r. na jednostkę Koronowo III ENEA Nowa Energia w wysokości 6 MW, przeniesienia obowiązku mocowego z bloku 3 w okresie od 1 maja do 30 września 2026 r. na jednostkę MEC Piła EC Koszyce w wysokości 6 MW,
- na rok dostaw 2026, na I i IV kwartał w wysokości 15 MW,
- na rok dostaw 2027, na cały rok w wysokości 9 MW,
- na rok dostaw 2029, na cały rok w wysokości 9 MW.

Zakontraktowane obowiązki mocowe MEC Piła

[MW]	2025			
	I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.
Umowa (rynek wtórny)	-	-	6 ¹	-
Razem	-	-	6	-

¹ Umowa mocowa z aukcji uzupełniającej na II półrocze 2025 r. Przejęcie obowiązku mocowego na III kwartał od Enea Ciepło. Przeniesienie obowiązku mocowego w ramach rynku wtórnego.

Dodatkowo, w ramach umowy mocowej z aukcji uzupełniającej na 2026 r. przeniesienia obowiązku mocowego z bloku 3 Enea Ciepło w okresie od 1 maja do 30 września 2026 r. na jednostkę MEC Piła EC Koszyce w wysokości 6 MW.

Szacowane przychody z Rynku Mocy MEC Piła

[mln zł] ¹	2025
Umowa (rynek wtórny)	0,7 ²
Razem	0,7

¹ Wartość nieindeksowana

² Umowa mocowa z aukcji uzupełniającej na II półrocze 2025 r. Przejęcie obowiązku mocowego na III kwartał od Enea Ciepło. Przeniesienie obowiązku mocowego w ramach rynku wtórnego.

Zakontraktowane obowiązki mocowe Enei Nowa Energia

[MW]	2025	2026				2027	2028	2029
		I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.			
Umowa na 1 rok (istniejące)	37	24				24	22	34
Umowy kwartalne (istniejące)	-	12	-	-	12	-	-	-
Razem	37	36	24	24	36	24	22	34

Dodatkowo, w ramach umowy mocowej z aukcji uzupełniającej na 2026 r. przeniesienia obowiązku mocowego z bloku 3 Enea Ciepło w okresie od 1 kwietnia do 30 kwietnia 2026 r. na jednostkę Koronowo III ENEA Nowa Energia w wysokości 12 MW oraz przeniesienia obowiązku mocowego z bloku 3 Enea Ciepło w okresie od 1 maja do 31 sierpnia 2026 r. na jednostkę Koronowo III ENEA Nowa Energia w wysokości 6 MW.

Szacowane przychody z Rynku Mocy Enei Nowa Energia

[mln zł]	2025	2026	2027	2028	2029
Umowa na 1 rok (istniejące)	6	10	10	5	9
Umowy kwartalne (istniejące)	-	3	-	-	-
Razem	6	13	10	5	9

Enea Nowa Energia (wcześniej: Enea Wytwarzanie Segment OZE) uczestniczyła we wszystkich aukcjach głównych Rynku Mocy i w ich wyniku zawarła umowy mocowe na jednoroczne okresy dostaw:

- na lata 2021-2025, dla trzech jednostek o średniej mocy ok. 37 MW w danym roku dostaw,
- na rok 2026, dla dwóch jednostek o łącznej mocy 24 MW,
- na rok 2027, dla dwóch jednostek o łącznej mocy 24 MW,
- na rok 2028, dla dwóch jednostek o łącznej mocy 22 MW,
- na rok 2029, dla trzech jednostek o łącznej mocy 34 MW.

Spółka uczestniczyła również w aukcji dodatkowej Rynku Mocy i w ich wyniku zawarła umowy mocowe na kwartalne okresy dostaw:

- na rok 2026 na I i IV kwartał, dla jednej jednostki o mocy 12,4 MW.

Zakontraktowane obowiązki mocowe Elkogaz

[MW]	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Umowa na 17 lat (nowe)	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218
Razem	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218	1 218

Szacowane przychody z Rynku Mocy Elkogaz

[mln zł] ¹	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Umowa na 17 lat (nowe)	407	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
Razem	407	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650

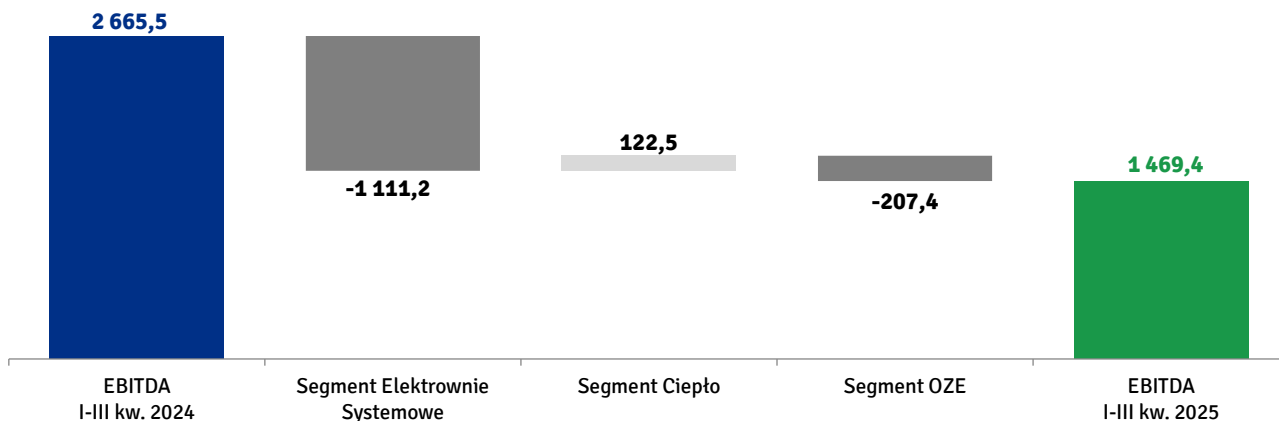
¹ Wartość nieindeksowana

17 lipca 2025 r. w wyniku aukcji dogrywkowej Rynku Mocy na rok dostaw 2029 spółka zawarła umowy mocowe dla jednostek nowych 1 218 MW w ramach kontraktów 17-letnich.

Dane finansowe

[tys. zł]	I-III kw. 2024	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	14 013 295	10 094 733	-3 918 562	-28,0%	4 550 333	3 101 449	-1 448 884	-31,8%
<i>energia elektryczna</i>	12 488 189	8 421 072	-4 067 117	-32,6%	4 074 444	2 586 479	-1 487 965	-36,5%
<i>Rynek Mocy</i>	816 929	919 854	102 925	12,6%	276 835	325 360	48 525	17,5%
<i>świadczenia pochodzenia</i>	63 709	24 685	-39 024	-61,3%	23 003	-977	-23 980	-104,2%
<i>ciepło</i>	446 529	508 532	62 003	13,9%	96 397	112 128	15 731	16,3%
<i>pozostałe</i>	197 939	220 590	22 651	11,4%	79 654	78 459	-1 195	-1,5%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	871	1 011	140	16,1%	264	346	82	31,1%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	14 014 166	10 095 744	-3 918 422	-28,0%	4 550 597	3 101 795	-1 448 802	-31,8%
EBIT	2 457 165	1 289 781	-1 167 384	-47,5%	923 552	399 829	-523 723	-56,7%
Amortyzacja	225 063	179 635	-45 428	-20,2%	76 676	66 860	-9 816	-12,8%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	(16 691)	-	16 691	100,0%	-	-	-	-
EBITDA	2 665 537	1 469 416	-1 196 121	-44,9%	1 000 228	466 689	-533 539	-53,3%
Marża EBITDA	19,0%	14,6%	-4,4 p.p.	-	22,0%	15,0%	-7,0 p.p.	-
CAPEX	326 898	2 383 125	2 056 227	629,0%	146 821	181 246	34 425	23,4%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	35,1%	33,7%	-1,4 p.p.	-	38,4%	33,2%	-5,2 p.p.	-

mln zł



Główne czynniki zmiany EBITDA w kwartale I-III 2025 r. (spadek o 1 196,1 mln zł):

Segment Elektrownie Systemowe – spadek o 1 111,2 mln zł

- (-) spadek marży na obrocie 470,5 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 424,5 mln zł, w tym głównie aktualizacja wyceny CO₂
- (-) spadek wyniku koncesji na wytwarzaniu energii elektrycznej o 419,2 mln zł
- (-) spadek przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 63,6 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 10,2 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Mocy Bilansujących o 184,1 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 92,7 mln zł

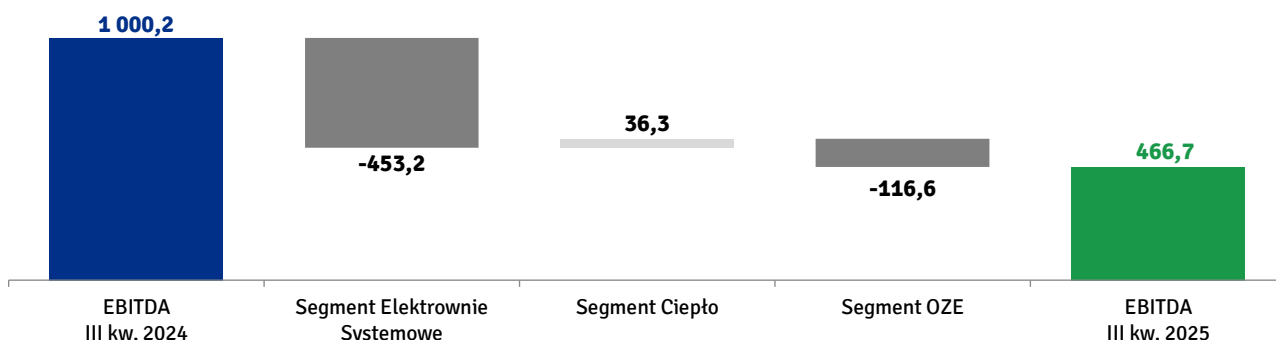
Segment Ciepło – wzrost o 122,5 mln zł

- (+) wzrost marży I stopnia o 124,4 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 1,2 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 1,6 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 1,5 mln zł

Segment OZE – spadek o 207,4 mln zł

- (-) Obszar Biomasa - Zielony Blok (-158,8 mln zł, w tym +5,5 mln zł ENEA Bioenergia): -157,8 mln zł spadek marży na produkcji energii z OZE, -10,2 mln zł spadek przychodów ze sprzedaży gwarancji pochodzenia, -5,3 mln zł wzrost kosztów stałych, +11,9 mln zł wzrost przychodów z Rynku Mocy
- (-) Obszar Woda (-30,6 mln zł): -30,8 mln zł spadek przychodów ze sprzedaży energii, -2,6 mln zł spadek przychodów z Rynku Mocy, +2,5 mln zł spadek kosztów stałych
- (-) Obszar Wiatr (-16,8 mln zł): głównie spadek wyniku obszaru (spadek przychodów ze sprzedaży energii, wzrost kosztów stałych), dodatkowo efekt bazy analogicznego okresu roku ubiegłego dotyczącego braku produkcji i sprzedaży energii z nabytych w II kwartale 2025 r. nowych źródeł wytwórczych

mln zł



Główne czynniki zmiany EBITDA w III kwartale 2025 r. (spadek o 533,5 mln zł):

Segment Elektrownie Systemowe – spadek o 453,2 mln zł

- (-) spadek wyniku koncesji na wytwarzaniu energii elektrycznej o 230,9 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 168,5 mln zł, w tym głównie aktualizacja wyceny CO₂
- (-) spadek marży na obrocie 54,1 mln zł
- (-) spadek przychodów z Mocy Bilansujących o 47,6 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 36,3 mln zł
- (+) spadek kosztów stałych o 10,3 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 1,3 mln zł

Segment Ciepło – wzrost o 36,3 mln zł

- (+) wzrost marży I stopnia o 34,7 mln zł
- (+) spadek kosztów stałych o 1,5 mln zł
- (+) spadek przychodów z Rynku Mocy o 1,4 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 1,3 mln zł

Segment OZE - spadek o 116,6 mln zł

(-) Obszar Biomasa - Zielony Blok (-97,1 mln zł, w tym +2,5 mln zł ENEA Bioenergia): -95,2 mln zł spadek marży na produkcji energii z OZE, -9,1 mln zł wzrost kosztów stałych, -3,3 mln zł spadek przychodów ze sprzedaży gwarancji pochodzenia, +11,9 mln zł wzrost przychodów z Rynku Mocy

(-) Obszar Woda (-7,2 mln zł): -7,0 mln zł spadek przychodów ze sprzedaży energii, -0,9 mln zł spadek przychodów z Rynku Mocy, +1,1 mln zł spadek kosztów stałych

(-) Obszar Wiatr (-9,7 mln zł): głównie spadek wyniku obszaru (spadek przychodów ze sprzedaży energii, wzrost kosztów stałych), efekt bazy analogicznego okresu roku ubiegłego dotyczącego braku produkcji i sprzedaży energii z nabytych w II kwartale 2025 r. nowych źródeł wytwórczych

CAPEX - realizacja kluczowych projektów [mln zł]

Wyszczególnienie		Wykonanie I-III kw. 2025	Plan I-III kw. 2025	Plan 2025
Wytwarzanie		2 383,1	3 658,6	4 296,2
Wytwarzanie konwencjonalne		274,7	1 129,9	1 619,0
Enea Wytwarzanie	modernizacje i remonty bloków	48,9	63,8	71,8
	modernizacje i remonty pozostałej infrastruktury	62,6	74,7	140,7
	pozostałe	0,5	1,1	4,5
Enea Elektrownia Połaniec	modernizacje i remonty bloków	69,6	91,6	151,2
	modernizacje i remonty pozostałej infrastruktury	2,3	10,7	25,0
	zazielenienie (dostosowanie do Rynku Mocy po 01.07.2025)	48,8	151,4	322,7
	pozostałe	3,7	4,9	6,8
Enea Elkogaz	budowa bloków gazowo-parowych w Kozienicach	38,2	731,6	896,2
Ciepło		91,0	100,4	141,6
Enea Ciepło	modernizacja i remonty źródeł oraz pozostałej infrastruktury	56,1	58,6	62,8
	modernizacja sieci ciepłych	9,1	9,9	10,8
	przyłączanie odbiorców	9,8	9,6	15,6
	pozostałe	3,0	6,1	11,8
MEC Piła, PEC Oborniki	modernizacja i remonty majątku ciepłowniczego	13,0	16,3	40,6
OZE		2 017,5	2 428,2	2 535,7
Enea Nowa Energia (w tym spółki zależne)	nowe źródła i rozwój OZE	1 998,0	2 407,3	2 480,2
	modernizacje i remonty infrastruktury OZE	9,1	14,9	37,8
	pozostałe	0,6	0,9	3,6
Enea Elektrownia Połaniec (biomasa)	modernizacje i remonty bloku biomasowego	9,8	5,1	14,1

W Segmencie Wytwarzania istotną część planu inwestycyjnego w roku 2025 (około 59%) stanowi CAPEX w OZE (wartościowo ponad 2,5 mld zł), a pozostała część (wartościowo blisko 1,8 mld zł) przeznaczona jest na budowę, modernizacje i remonty majątku wytwórczego opierającego się na energetyce konwencjonalnej wytwarzającej energię elektryczną i ciepło. Kluczowymi projektami w tym zakresie są: *Budowa bloków gazowo-parowych w Kozienicach o mocy 2x700 MW* (w planie na 2025 r. wartościowo ponad 896 mln zł) oraz *Dostosowanie Enei Elektrowni Połaniec S.A. do wymagań Rynku Mocy po 1.07.2025 r.*, polegający na dostosowaniu bloków węglowych nr 2-7 w Elektrowni Połaniec do zwiększonego współspalania biomasy w ilościach umożliwiających spełnienie wymogów emisyjnych CO₂ wymaganych przez Rynek Mocy po 1 lipca 2025 r. i skorzystania ze wsparcia (w planie na 2025 r. wartościowo ponad 320 mln zł). W Elektrowni Połaniec prowadzone są obecnie prace analityczne oraz przygotowawcze związane z podobnym zakresem inwestycji jak bloki gazowo-parowe w Kozienicach. Enea Elektrownia Połaniec uzyskała warunki przyłączenia do sieci gazowej dla przedmiotowego projektu oraz oczekuje na wydanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Ponadto, w obydwu lokalizacjach elektrowni systemowych tj. w Elektrowni

Kozienice oraz Elektrowni Połaniec przygotowywane są projekty związane z budową wielkoskalowych magazynów energii elektrycznej >200 MW każdy, dla których w obydwu przypadkach obecnie trwa procedura wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W Elektrowni Kozienice trwają prace analityczne związane ze wstępnym studium wykonalności projektu dostosowania bloków klasy 500 MW tj. nr 9 oraz nr 10 do współspalania biomasy w celu obniżenia wskaźnika emisyjności CO₂ dla wytwarzanej w nich energii elektrycznej <550g/kWh.

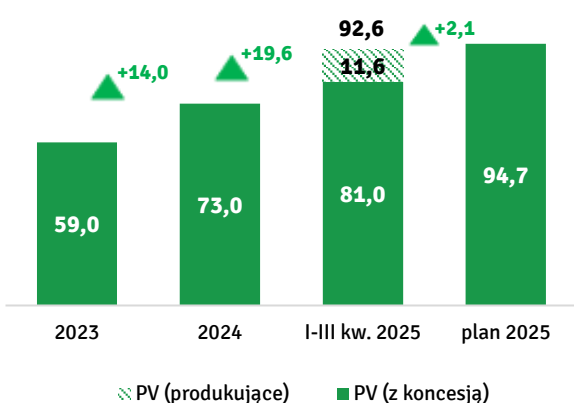
W marcu 2025 r. zakupiono od European Energy sześć farm wiatrowych o łącznej mocy 83,5 MW, zlokalizowanych w województwie zachodniopomorskim, co podwoiło stan posiadania aktywów wiatrowych. Pod koniec kwietnia 2025 r. zakupiono od Grupy Greenvolt farmę wiatrową zlokalizowaną w województwie pomorskim o łącznej mocy 83,2 MW. Pod koniec maja zakupiono cztery farmy wiatrowe o łącznej mocy 33,2 MW. Zakończono budowę farmy wiatrowej Bejsce o mocy 20 MW. Energetyzacja farmy została zrealizowana i wszystkie turbiny są już w eksploatacji. Uzyskano prawomocne pozwolenie na użytkowanie. Enea Nowa Energia oczekuje na przyznanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.

Grupa intensywnie pracuje także nad budową magazynów energii i to zarówno z przeznaczeniem do współpracy z istniejącymi i planowanymi instalacjami OZE, jak również przeznaczonych do świadczenia usług na rzecz poprawy elastyczności pracy sieci dystrybucyjnej.

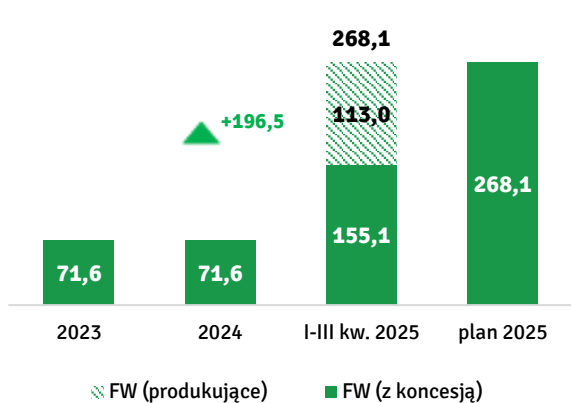
Nowe źródła OZE w latach 2024 - 2025 r. i ich postęp zaawansowania

Nazwa i opis projektu		Moc [MW]	Rok zakończenia projektu
FW Bejsce	akwizycja SPV posiadającej FW w budowie	19,8	2025 - pozwolenie na użytkowanie, brak koncesji (spodziewana w I kw. 2026 r.)
PV Żary i PV Nowiny Wielkie	akwizycje SPV posiadających gotowe instalacje	12,0	2024
PV Darżyno I	budowa instalacji (greenfield) przyłączonej poprzez istniejącą FW Darżyno (6,3 MW) w formule cable pooling	2,0	2024
PV Dygowo I	budowa instalacji (greenfield)	8,0	2025 - pozwolenie na użytkowanie, brak koncesji (spodziewana w IV kw. 2025 r.)
PV Jastrowie II	budowa instalacji (greenfield)	8,0	2025
PV Krzęcin	budowa instalacji jako kontynuacja projektu akwizycyjnego ze wszystkimi pozwoleniami	6,6	3 MW - 2023 3,6 MW - brak koncesji (spodziewana w IV kw. 2025 r.)
FW Grzmiąca 6 MW, Białogard I 7,9 MW, Drawsko II 5,25 MW, Kołobrzeg 19,25 MW, Siemysł 6,3 MW, Liskowo 38,8 MW	akwizycja SPV posiadających działające farmy wiatrowe	83,5	2025
FW Pelplin	akwizycja SPV posiadających działającą farmę wiatrową (na etapie uzyskania koncesji)	83,2	2025 - farma produkująca, brak koncesji (spodziewana w IV kw. 2025 r.)
FW Jabłonowo Pomorskie 6,6 MW, FW Nowe Miasto Lubawskie 6,6 MW, FW Zaklików 10 MW, FW Skibno 10 MW	akwizycja czterech farm wiatrowych będących na różnych etapach rozwoju	33,2	2025 - farma produkująca 10 MW, brak koncesji (spodziewana w I kw. 2026 r.) 2026 - farmy nieprodukujące 23,2 MW

Moce w farmach fotowoltaicznych [MW]



Moce w farmach wiatrowych [MW]





Do końca roku Enea planuje posiadać ok. 95 MW mocy fotowoltaicznych (wobec 81 MW obecnie posiadanych koncesji). Nie planujemy akwizycji OZE do końca roku 2025, koncentrujemy się na własnych projektach.

Bartosz Krysta, Wiceprezes Enei ds. handlowych

Realizacja projektu gazowego w Enea Elkogaz

17 lipca 2025 r. Enea Elkogaz sp. z o.o. zakończyła negocjacje i podpisała z Çalk Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş. umowę warunkową na zaprojektowanie, dostawę, budowę i uruchomienie dwóch bloków gazowo-parowych wraz z infrastrukturą towarzyszącą w formule „pod klucz” (EPC), pracujących w cyklu kombinowanym (CCGT) o nominalnej mocy elektrycznej brutto 668 MWe każdy oraz na świadczenie usług serwisu w ramach eksploatacji bloków (LTSA). Szczegółowe informacje, na temat podpisanej umowy zostały zawarte w raporcie bieżącym nr 28/2025 z 17 lipca 2025 r.

4.6.4. Obszar Dystrybucji



- 5 Oddziałów Dystrybucji
- 31 Rejonów Dystrybucji
- 114 Posterunków Energetycznych

Enea Elkogaz
podpisała umowę na
zaprojektowanie,
dostawę, budowę
i uruchomienie **dwóch**
bloków gazowo-
parowych o nominalnej
mocy elektrycznej brutto
668 MWe każdy

114 posterunków
energetycznych
zapewniających
niezawodność dostaw

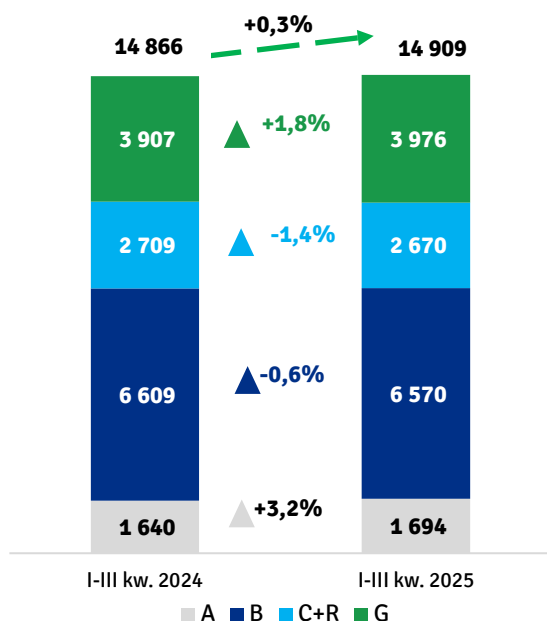
Enea Operator odpowiada za dystrybucję energii elektrycznej do 2,8 mln klientów w zachodniej i północno-zachodniej Polsce na obszarze 58,2 tys. km². Podstawowym zadaniem Enei Operator jest dostarczanie energii w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu odpowiednich parametrów jakościowych.

W Obszarze Dystrybucji prezentowane są dane finansowe spółek: Enea Operator, Enea Serwis, Enea Pomiary i Enea Logistyka.

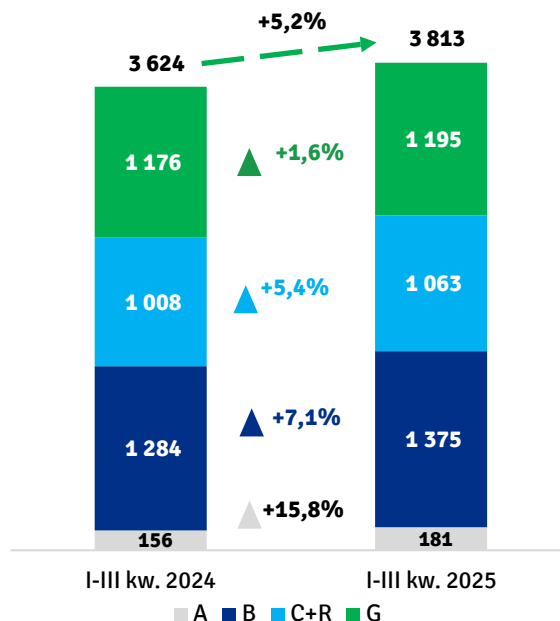
Dane operacyjne

	I-III kw. 2024	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom końcowym [GWh]	14 866	14 909	43	0,3%	4 877	4 910	33	0,7%
Liczba klientów (stan na koniec okresu sprawozdawczego) [tys.]	2 816	2 857	41	1,5%	2 816	2 857	41	1,5%

Sprzedaż usług dystrybucyjnych [GWh]



Sprzedaż usług dystrybucyjnych [mln zł]

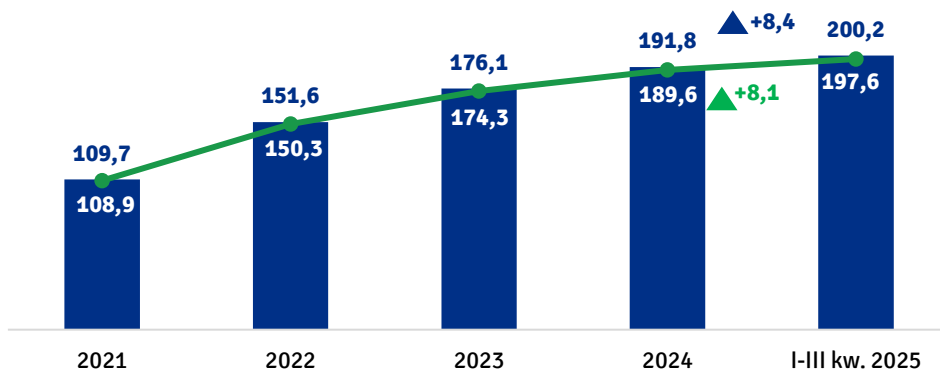


Przyłączone źródła OZE na terenie działania Enei Operator w okresie 2020 – 2025 r.

	Liczba przyłączonych źródeł OZE (z wyłączeniem mikroinstalacji), narastająco [szt.]	Liczba przyłączonych mikroinstalacji wynikająca ze złożonych zgłoszeń i wniosków, narastająco [szt.]	Liczba przyłączonych źródeł OZE łącznie, narastająco [szt.]	Suma mocy przyłączonych źródeł OZE (z wyłączeniem mikroinstalacji), narastająco [MW]	Suma mocy przyłączonych mikroinstalacji wynikająca ze złożonych zgłoszeń i wniosków, narastająco [MW]	Suma mocy przyłączonych źródeł OZE łącznie, narastająco [MW]
2020	586	61 990	62 576	1 896	435	2 331
2021	840	108 873	109 713	2 411	830	3 241
2022	1 274	150 283	151 557	3 100	1 257	4 357
2023	1 808	174 278	176 086	4 316	1 559	5 875
2024	2 208	189 569	191 777	5 446	1 764	7 210
I-III kw. 2025	2 522	197 646	200 168	6 398	1 901	8 299

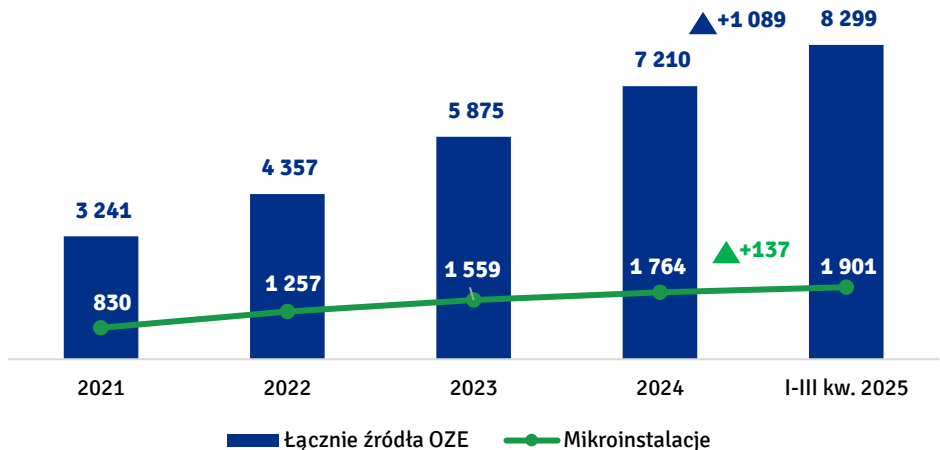
i Liczba przyłączonych źródeł OZE w kwartałach I-III 2025 r. wzrosła o **8,4 tys. szt.**

Liczba przyłączonych źródeł OZE, łącznie z mikroinstalacjami dane narastające [tys. szt.]



i Moc przyłączonych źródeł OZE w kwartałach I-III 2025 r. wzrosła o **1 089 MW**

Moc przyłączonych źródeł OZE, łącznie z mikroinstalacjami dane narastające [MW]



Liczba i długość przyłączy

Wyszczególnienie	2024		I-III kw. 2025	
	Liczba [szt.]	Długość [km]	Liczba [szt.]	Długość [km]
Napowietrzne	363 523	6 923	362 293	6 895
Kablowe	747 877	6 625	760 550	6 629
Razem	1 111 400	13 548	1 122 843	13 524

Liczba stacji elektroenergetycznych [szt]

Wyszczególnienie	2024.	I-III kw. 2025.
110 kV	267	267
SN	40 147	40 316
Razem	40 414	40 583

Długość linii [km]

Długość linii w przeliczeniu na jeden tor [km]	2024			I-III kw. 2025		
	WN	SN	nN ¹	WN	SN	nN ¹
linie napowietrzne	5 440	32 515	26 774	5 490	32 247	26 652
linie kablowe	74	14 816	32 391	96	15 001	33 051
Razem	5 514	47 331	59 165	5 586	47 248	59 703

¹ bez przyłączy

Ponad **112 tys. km** posiadanych linii dystrybucyjnych na koniec III kwartału 2025 r.

Enea Operator jest operatorem systemu dystrybucyjnego, czyli przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialnym za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych zobowiązani są do przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, podstawowego dokumentu regulującego ich działalność, jakim jest taryfa. Dokument ten stanowi zestawienie stawek opłat za świadczone usługi dystrybucji energii elektrycznej oraz określa zasady ich stosowania, jest więc podstawowym elementem kształtującym przychody przedsiębiorstwa energetycznego.

Taryfa ustalana jest stosownie do zakresu wykonywanej działalności związanej z dystrybucją energii elektrycznej, w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej (kosztów ponoszonych z tytułu pełnienia funkcji operatora systemu dystrybucyjnego) wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność.

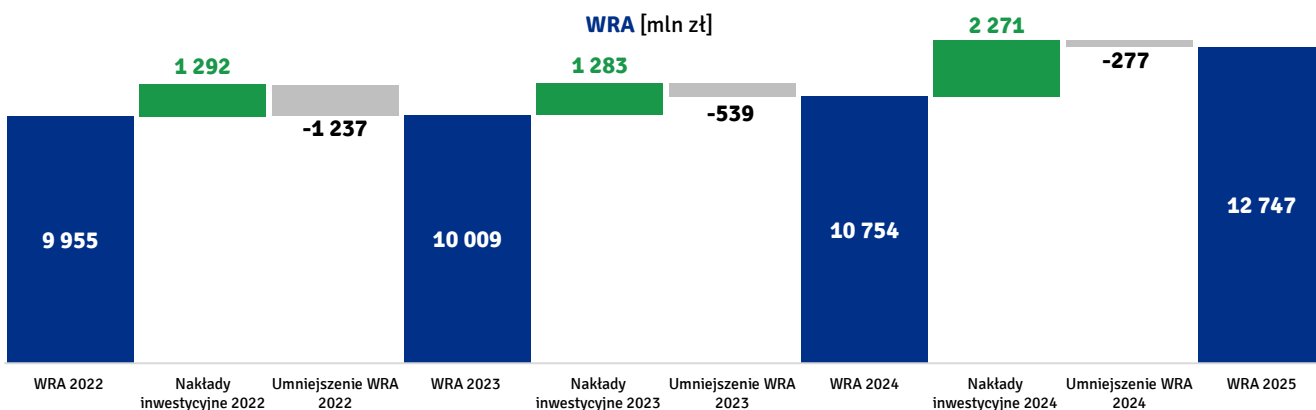
Zwrot z kapitału jest kluczowym elementem, kształtującym wynik finansowy i decydującym o przyszłych zdolnościach inwestycyjnych oraz rozwojowych przedsiębiorstwa. Jest on kalkulowany w oparciu o średnioważoną stopę zwrotu z kapitału (WACC) oraz wartość regulacyjną aktywów (WRA). WRA jest corocznie określana w szczególności w oparciu o realizowane inwestycje z uwzględnieniem ich amortyzacji.

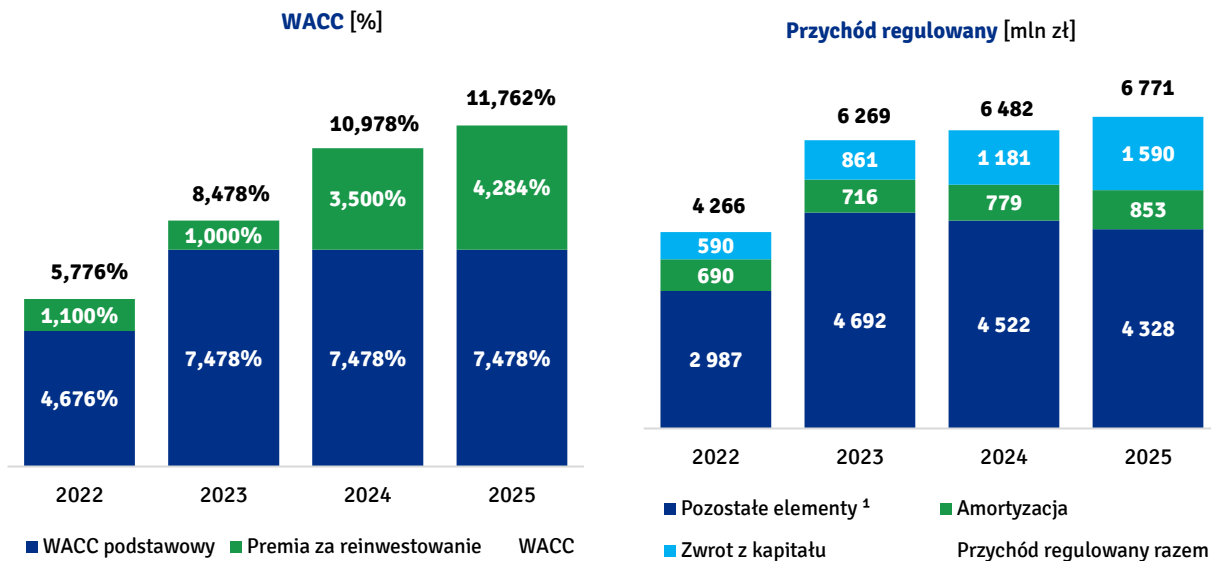
Dodatkowo, począwszy od roku 2025, zwrot z kapitału jest powiększany o zwrot z inwestycji planowanych na dany rok taryfowy.

WACC ustalany jest przez Prezesa URE, przy czym uwzględnia m.in. konieczność zapewnienia finansowania rosnących potrzeb inwestycyjnych OSD określonych w *Karcie Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki (KET)*, zwłaszcza związanych z przyłączaniem OZE. Przy ustalaniu wysokości WACC na dany rok, uwzględniana jest dodatkowa premia za reinwestowanie w roku 2024 zależna od przyjętych przez OSD priorytetów inwestycyjnych, w tym planowanych do poniesienia nakładów na poszczególne kategorie inwestycyjne wynikające z *KET*.

Łączna wartość regulacyjna aktywów (WRA) uwzględniona w kalkulacji taryfy na rok 2025 wyniosła: 12 747 147 tys. zł, natomiast wysokość nakładów inwestycyjnych będąca podstawą do wyliczenia dodatkowego zwrotu z inwestycji planowanych na dany rok taryfowy wyniosła: 772 270 tys. zł.

Zwrot z kapitału
kluczowym elementem
kształtującym
wynik i możliwości
inwestycyjne Enei
Operator





¹ Koszty operacyjne, podatki, koszty zakupu energii elektrycznej, koszty zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych, opłaty "przenoszone", konto regulacyjne

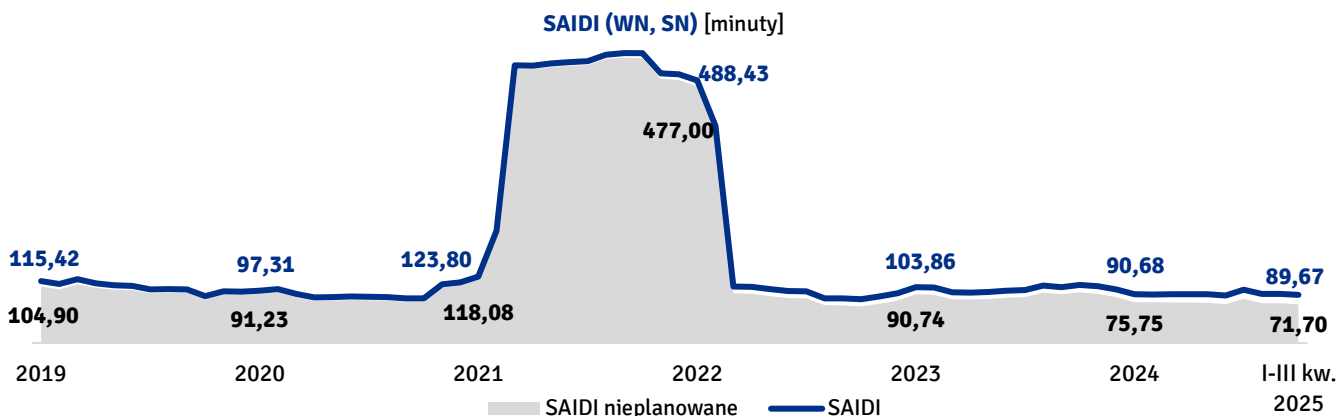
Premia za reinwestowanie WACC w taryfie 2025 r. jest wyższa niż w 2024 r.

Działania polegające na utrzymaniu modelu regulacyjnego opartego na kosztach rzeczywistych i planowanych kosztach uzasadnionych Enei Operator oraz optymalizacja i zwiększenie efektywności prac realizowanych przez brygady własne, przyczyniło się do uzyskania poziomu kosztów operacyjnych zbliżonego do kosztów uznanych w taryfie. Dodatkowo, poprzez koncentrację działań inwestycyjnych zgodnie z projektem obowiązującym dla wszystkich OSD pod nazwą *Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki (KET)*, spółka Enea Operator buduje wartość swojego majątku, co wpłynęło na wzrost WRA o ok. 2 mld zł oraz zapewniło uzyskanie premii za reinwestowanie WACC w taryfie 2025 na poziomie wyższym niż poziom WACC uznany w taryfie 2024. Powyższe przyczyniło się do zwiększenia zwrotu z kapitału i tym samym do optymalnego zarządzania źródłami finansowania oraz budowania wartości spółki.

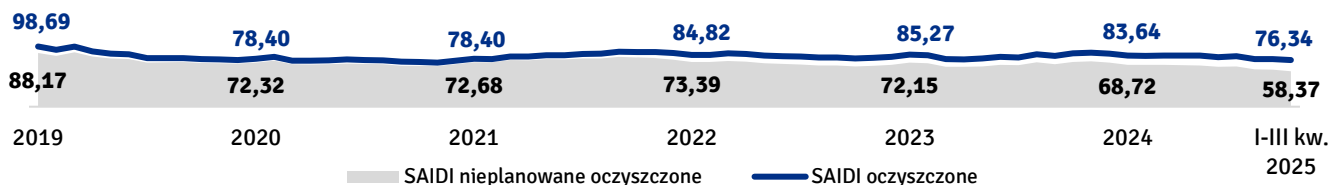
Czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (SAIDI) oraz częstota przerw (SAIFI)

Poniższe porównanie obejmuje zdarzenia, które wystąpiły w sieci wysokiego i średniego napięcia. Łączne wskaźniki SAIDI i SAIFI liczone zgodnie z metodologią URE są sumą wskaźnika dla przerw nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz przerw planowanych na wysokim i średnim napięciu.

Wartości wskaźników zostały wyliczone z ostatnich 12 miesięcy.

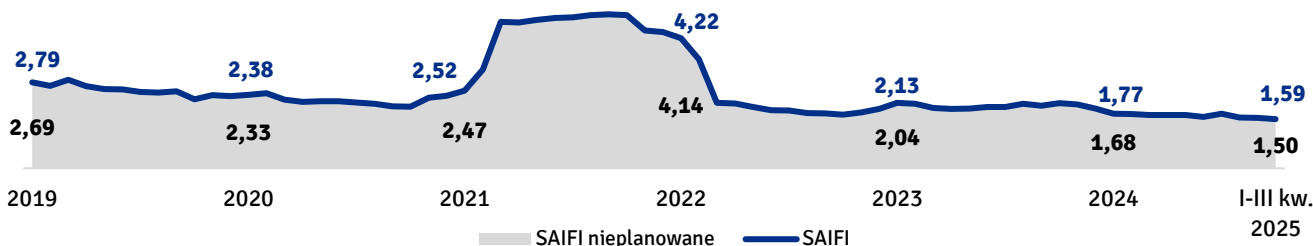


SAIDI oczyszczone (WN, SN) [minuty]

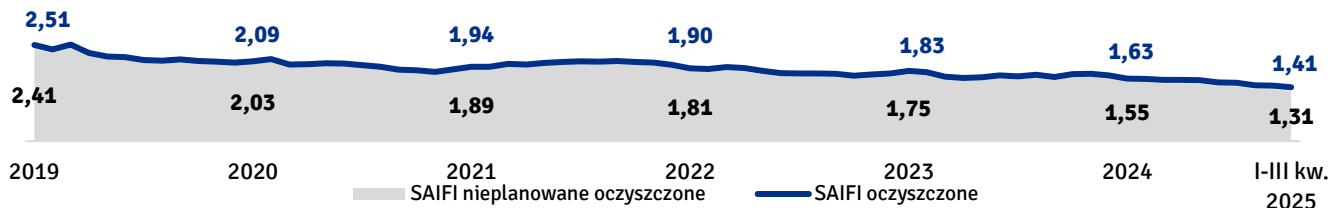


Porównanie wskaźnika SAIDI wyznaczonego zgodnie z metodologią Urzędu Regulacji Energetyki zawartą w dokumencie *Regulacja Jakościowa w latach 2016–2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (dotycząca operatorów, którzy z dniem 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności)* z oczyszczonym wskaźnikiem SAIDI, stanowiącym zagregowaną do poziomu spółki wartość obszarowych wskaźników dotyczących czasu trwania przerw (CTP) w dostarczaniu energii elektrycznej. Wskaźnik CTP został wyznaczony dla obszarów: wieś, miasto oraz miasto na prawach powiatu, zgodnie z metodologią URE zawartą w dokumencie *Regulacja Jakościowa w latach 2018–2022 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych*. Oczyszczone wskaźniki CTP stanowią podstawę oceny wykonania przez OSD wskaźników regulacji jakościowej.

SAIFI (WN, SN) [liczba]



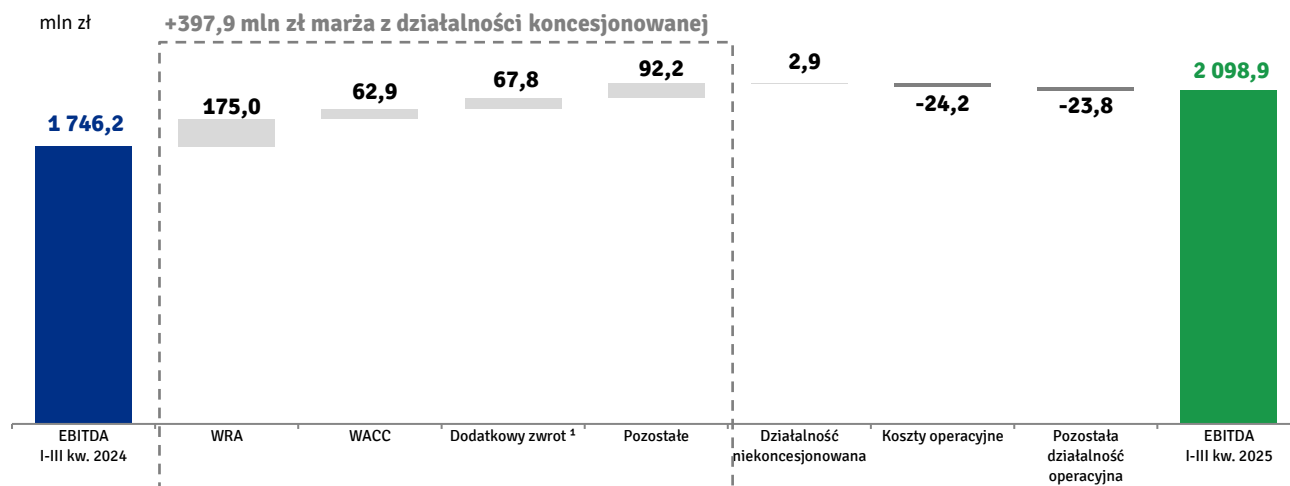
SAIFI oczyszczone (WN, SN) [liczba]



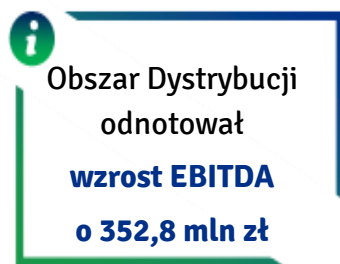
Porównanie wskaźnika SAIFI wyznaczonego zgodnie z metodologią Urzędu Regulacji Energetyki zawartą w dokumencie *Regulacja Jakościowa w latach 2016–2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (dotycząca operatorów, którzy z dniem 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności)* z oczyszczonym wskaźnikiem SAIFI, stanowiącym zagregowaną do poziomu spółki wartość obszarowych wskaźników dotyczących częstości przerw (CP) w dostarczaniu energii elektrycznej. Wskaźnik CP został wyznaczony dla obszarów: wieś, miasto oraz miasto na prawach powiatu, zgodnie z metodologią URE zawartą w dokumencie *Regulacja Jakościowa w latach 2018–2022 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych*. Oczyszczone wskaźniki CP stanowią podstawę oceny wykonania przez OSD wskaźników regulacji jakościowej.

Dane finansowe

[tys. zł]	I-III kw. 2024	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	3 707 734	4 079 043	371 309	10,0%	1 291 615	1 339 360	47 745	3,7%
usługi dystrybucyjne do odbiorców końcowych	3 408 015	3 801 620	393 605	11,5%	1 172 532	1 259 785	87 253	7,4%
opłaty za przyłączenie do sieci	132 427	101 656	-30 771	-23,2%	62 112	22 922	-39 190	-63,1%
pozostałe	167 292	175 767	8 475	5,1%	56 971	56 653	-318	-0,6%
Rekompensaty	197 435	-1 657	-199 092	-100,8%	- 198	-	198	100,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	3 905 169	4 077 386	172 217	4,4%	1 291 417	1 339 360	47 943	3,7%
EBIT	1 148 841	1 466 020	317 179	27,6%	384 378	483 337	98 959	25,7%
Amortyzacja	597 344	632 917	35 573	6,0%	202 113	217 402	15 289	7,6%
EBITDA	1 746 185	2 098 937	352 752	20,2%	586 491	700 739	114 248	19,5%
Marża EBITDA	44,7%	51,5%	6,8 p.p.	-	45,4%	52,3%	6,9 p.p.	-
CAPEX	1 041 962	1 517 252	475 290	45,6%	396 222	617 494	221 272	55,8%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	9,8%	13,6%	3,8 p.p.	-	10,9%	14,3%	3,4 p.p.	-



¹ Wynagrodzenie inwestycji



Główne czynniki zmiany EBITDA w kwartale I-III 2025 r. (wzrost o 352,8 mln zł):

Marża z działalności koncesjonowanej (wzrost o 397,9 mln zł)

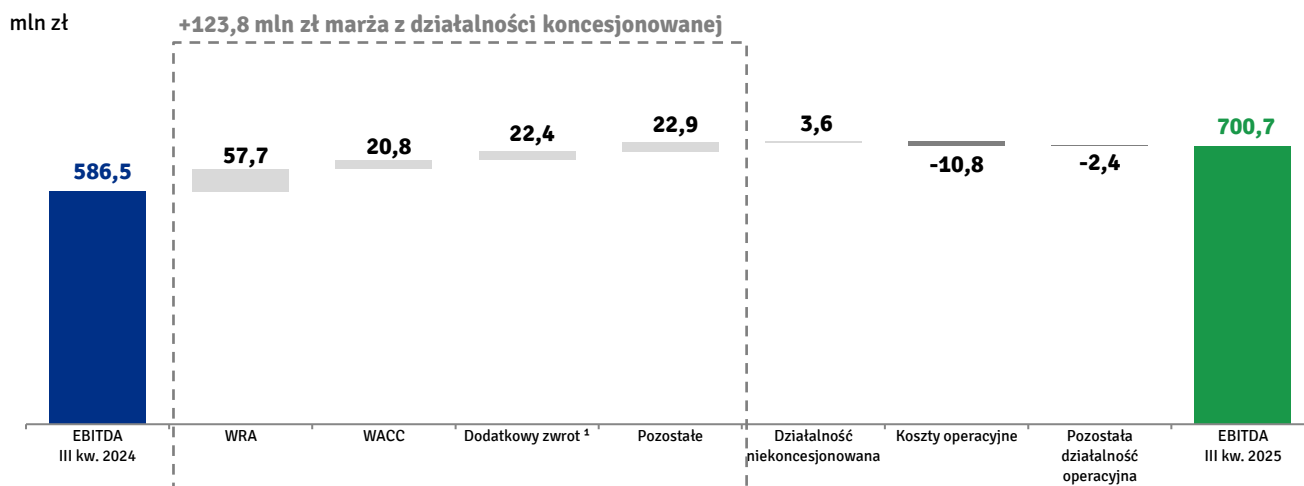
- (+) 175,0 mln zł wpływ wzrostu WRA
- (+) 62,9 mln zł wpływ zmiany WACC
- (+) 67,8 mln zł dodatkowy zwrot z kapitału od inwestycji w 2025 r.
- (+) 92,2 mln zł zmiana pozostałych czynników

Koszty operacyjne (wzrost o 24,2 mln zł)

- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 26,6 mln zł
- (-) wzrost kosztów podatków i opłat o 18,4 mln zł
- (+) zmiana pozostałych czynników o 20,8 mln zł

Pozostała działalność operacyjna (spadek o 23,8 mln zł)

- (-) zmiana stanu rezerw dotyczących majątku sieciowego o 20,9 mln zł
- (-) spadek przychodów z tytułu usuwania kolizji infrastruktury sieciowej o 5,3 mln zł
- (+) zmiana pozostałych czynników o 2,4 mln zł


¹ Wynagrodzenie inwestycji

Główne czynniki zmiany EBITDA w III kwartale 2025 r. (wzrost o 114,2 mln zł):

Marża z działalności koncesjonowanej (wzrost o 123,8 mln zł)

- (+) 57,7 mln zł wpływ wzrostu WRA
- (+) 20,8 mln zł wpływ zmiany WACC
- (+) 22,4 mln zł dodatkowy zwrot z kapitału od inwestycji w 2025 r.
- (+) 22,9 mln zł zmiana pozostałych czynników

Koszty operacyjne (wzrost o 10,8 mln zł)

- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 13,9 mln zł
- (-) wzrost kosztów podatków i opłat o 6,3 mln zł
- (+) zmiana pozostałych czynników o 9,4 mln zł

Obszar Dystrybucji
odnotował
wzrost EBITDA
o 114,2 mln zł

CAPEX - realizacja kluczowych projektów [mln zł]

Wyszczególnienie	Wykonanie I-III kw. 2025	Plan I-III kw. 2025	Plan 2025
Enea Operator	1 517,3	1 267,4	2 698,3
modernizacja i odtworzenie majątku	706,9	556,0	1 316,2
przyłącza nowych odbiorców, źródeł i OSD	618,8	539,8	833,4
liczniki i układy pomiarowe	46,5	33,9	347,8
teleinformatyka	48,6	80,2	102,8
pozostałe	93,4	47,7	98,2

W kwartałach I-III 2025 r. Enea Operator realizowała szereg projektów i działań, nakierowanych na rozwój i zapewnienie bezpieczeństwa sieci dystrybucyjnej, a związanych przede wszystkim z transformacją energetyczną, nowymi wyzwaniami i potrzebami, a także obowiązkami prawnymi. Wśród nich należy wskazać:

- Zakończenie kluczowych inwestycji w obszarze infrastruktury sieciowej: budowa nowej linii napowietrznej 110 kV relacji Zielona Góra Braniborska – Nowa Sól Graniczna przebudowa stacji 110/15 kV Jastrowie w celu przyłączenia do sieci FW Jastrowie, przebudowa linii napowietrznej WN 110 kV Pakość – Mątwy relacji GPZ Pakość – stanowisko nr 32, z budową wyprowadzeń 110 kV z nowo budowanej stacji 400/110 kV Baczyna, budowa rozdzielni sieciowej 110/110 kV Między jako wcięcie w linii 110 kV relacji Drawski Młyn-Wronki, przebudowa do wyższych parametrów pracy linii 110 kV relacji Marulewska – Gniewkowo oraz budowa nowej dwutorowej linii napowietrznej 110 kV relacji Nagradowice – Szczepankowo – Gądko – RS Garaszewo. Inwestycje te podniosą bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do klientów Enei Operator,

Inwestycje
w infrastrukturę sieciową
i **zwiększenie**
niezawodności dostaw
energii

dzięki skróceniu czasu trwania i częstotliwości przerw w dostawach energii. Zwiększą one również możliwości przyłączania źródeł OZE, a także poprawią elastyczność pracy sieci elektroenergetycznej i bezpieczeństwo energetyczne.

- W obszarze infrastruktury sieciowej kontynuacja i rozpoczęcie licznych nowych inwestycji, w tym przygotowanie do uruchomienia inwestycji wspierających transformację energetyczną z długoletnią perspektywą realizacji. W kwietniu br. spółka przestała do Prezesa URE projekt *Planu Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2026-2031*, który bazuje w dużej mierze na „Karcie Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki” (KET). Obecnie trwa proces uzgadniania Planu Rozwoju z Prezesem URE.
- Zawarcie w I kwartale 2025 r. umów z 4 producentami liczników zdalnego odczytu, wyłonionymi w ramach postępowania przetargowego w trybie partnerstwa innowacyjnego. W II i III kwartale 2025 r. realizowali oni prace badawczo-rozwojowe. W III kwartale zawarto umowę na dostawę modułów eSIM na potrzeby liczników zdalnego odczytu (LZO).
- Realizację projektu *Dostosowanie systemów informatycznych i procesów biznesowych do współpracy z Centralnym Systemem Informacji Rynku Energii*, dotyczącego przygotowania Enei Operator do wdrożenia przez PSE S.A., jako Operatora Informacji Rynku Energii, Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii.

W kwartałach I-III 2025 r. Enea Operator kontynuowała prace w ramach projektu oraz przeprowadziła następujące działania:

- w zakresie systemu pomiarowego – kontynuowano realizację umowy zawartej z wykonawcą i dokonano odbioru kolejnych prac. Odbiór wszystkich głównych funkcjonalności systemu planowany jest na IV kwartał 2025 r.
- w zakresie systemu bilansującego – kontynuowano realizację umowy zawartej z wykonawcą, dokonano odbioru etapu I umowy oraz kontynuowano prace związane z realizacją kolejnego etapu umowy. Zakończenie i odbiór podstawowych funkcjonalności planowane jest na IV kwartał 2025 r.
- w zakresie systemu bilingowego – kontynuowano realizację zawartej umowy z wykonawcą, a także dokonano odbioru kolejnych prac, związanych m.in. z uzgodnieniem zakresu funkcjonalnych zmian w systemie wynikających z opublikowanych przez PSE S.A. modyfikacji wymagań CSIRE, a także rozpoczęto testy pierwszych funkcjonalności systemowych w zakresie przedmiotowych zmian dla systemu bilingowego. Realizacja testów funkcjonalności objętych kolejnymi etapami prac zaplanowano na grudzień 2025 r.
- Enea Operator kontynuowała również zainicjowany w 2024 r. proces migracji danych do CSIRE, a także uzgadniania i uspoźniania danych z innymi uczestnikami rynku, z którymi spółka współpracuje. Istotnym czynnikiem wpływającym na realizację projektu jest wejście w życie *Ustawy z dnia 21 maja 2025 r. o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii i innych ustaw* – zmieniającej termin przystąpienia spółki do CSIRE. Nowy termin przystąpienia spółki ustalono w zapisach ustawowych na 19 października 2026 r.
- Intensyfikację działań ukierunkowanych na zwiększenie elastyczności sieci, a tym samym wzrost możliwości absorpcji energii ze źródeł odnawialnych poprzez efektywne zarządzanie dwukierunkowym przepływem energii i wykorzystanie jej w gospodarce. Zakończeniem prac przygotowawczych była publikacja 24 grudnia 2024 r. Karty aktualizacji nr 36/2024 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej Enea Operator w Biuletynie Informacji Publicznej URE. W jej zakres wchodziło wdrożenie nowych narzędzi, których wykorzystanie ma na celu zapewnienie prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego w warunkach dynamicznego rozwoju źródeł OZE. Należą do nich:
 - interwencyjna dostawa mocy czynnej (uruchomiona operacyjnie w I kwartale 2025 r.),
 - interwencyjna regulacja mocy biernej na polecenie Enei Operator (uruchomiona operacyjnie w sierpniu 2025 r.),

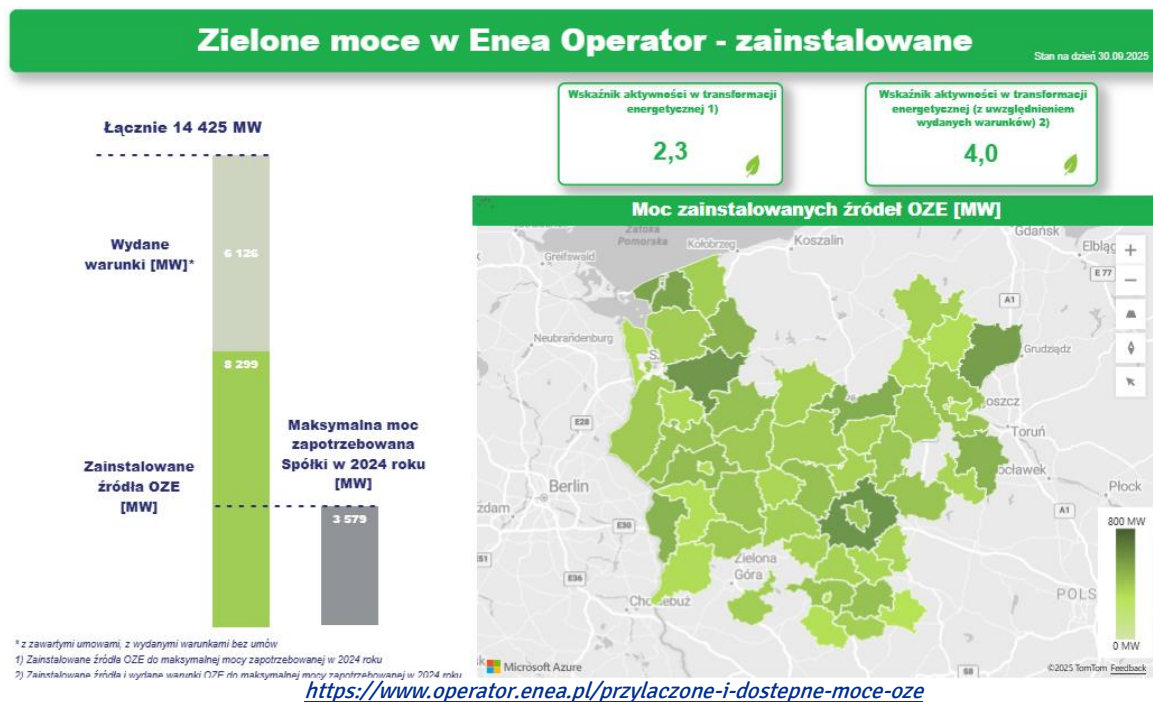
Fundamentem transformacji cyfrowej Enei Operator jest rozwój systemów pomiarowych i bilansujących

Enea Operator w stałym dialogu z ponad 400 wytwórcami OZE

- optymalizacja pracy sieci dystrybucyjnej z wykorzystaniem magazynowania energii (planowane uruchomienie operacyjne w 2026 r.).
- Realizację działań ukierunkowanych na zwiększenie efektywności i transparentności procesu przyłączania źródeł OZE do sieci Enei Operator, w szczególności wydawania warunków przyłączenia dla II i III grupy przyłączeniowej. Dynamika popytu na przyłączenia obserwowana na etapie składania wniosków, zmieniające się przepisy i regulacje oraz ograniczenia techniczne po stronie infrastruktury elektroenergetycznej, wpływają znacząco na przebieg i sprawność tego procesu. W związku z tym spółka:
 - usprawniła komunikację z wytwórcami OZE poprzez publikację na stronie internetowej: listy wniosków o przyłączenie do sieci oczekujących na rozpatrzenie, komunikatów dotyczących zmian w procesie obsługi wniosków o przyłączenie, a także sekcji Q&A odpowiadającej na najczęściej pojawiające się pytania,
 - udostępniła wykaz dostępnych mocy przyłączeniowych prezentowanych w formie dynamicznego raportu oraz interaktywnej mapy ze wskazaniem szczegółowych informacji przypisanych do poszczególnych GPZ,
 - zwiększyła częstotliwość aktualizacji publikacji dostępnych mocy przyłączeniowych na stronie internetowej z cyklu kwartalnego na miesięczny,
 - zorganizowała dwie dedykowane sesje komunikacyjno-informacyjne, w których łącznie udział wzięło ponad 400 reprezentantów wytwórców OZE, a których celem było nie tylko budowanie relacji, ale przede wszystkim dialog dotyczący działań na rzecz trwającej transformacji energetycznej,
 - uruchomiła nową funkcjonalność w Portalu Wytwórcy – możliwość elektronicznego potwierdzania świadectw i gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w OZE,
 - zorganizowała w lipcu 2025 r. cykl spotkań w formule online z odbiorcami z grup taryfowych A, B i C2, w tym przeznaczonych m.in. dla wytwórców w sprawie nowych produktów taryfowych: Taryfa Eco, Active i Pewna,
 - zorganizowała we wrześniu webinar online informujący o nowym produkcie zwiększającym elastyczność sieci - Interwencyjnej Regulacji Mocy Biernej (IRB).

Nowe narzędzie Enei Operator

Enea Operator wprowadziła na swojej stronie internetowej www.operator.enea.pl nowe narzędzia wspierające inwestorów OZE – interaktywną mapę nasycenia sieci „zieloną energią” oraz mapę dostępności sieci. Celem inicjatywy jest ułatwienie inwestorom podjęcie decyzji inwestycyjnych dotyczących lokalizacji odnawialnych źródeł energii.



4.6.5. Obszar Obrotu

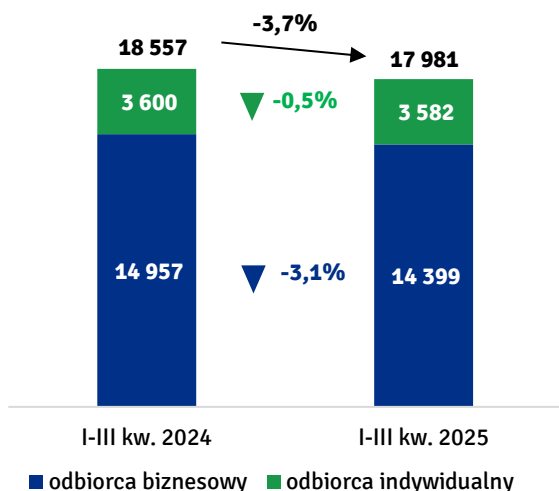
Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej realizowana jest przez Eneę S.A.

Dodatkowo, w Obszarze Obrotu prezentowane są dane finansowe Enei Trading i Enei Power&Gas Trading.

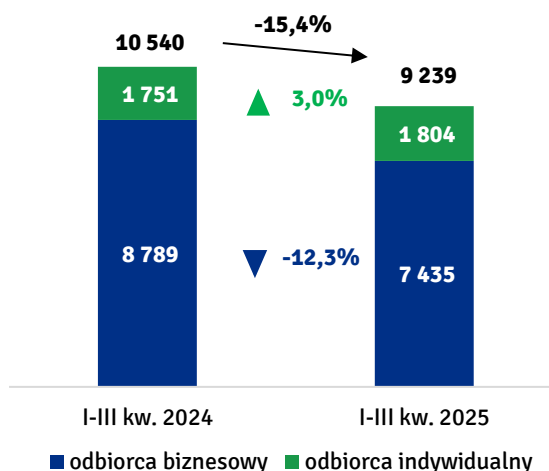
Dane operacyjne

	I-III kw. 2024	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym [GWh]	18 558	17 989	-569	-3,1%	6 063	5 939	-124	-2,0%
Liczba odbiorców (Punkty Poboru Energii) (stan na koniec okresu sprawozdawczego) [tys.]	2 746	2 780	34	1,2%	2 746	2 780	34	1,2%

Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom detalicznym ENEA S.A. [GWh]



Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom detalicznym ENEA S.A. [mln zł]



W kwartale I-III 2025 r., w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego, łączny wolumen sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego był niższy o 569 GWh, tj. o 3,1%. Spadek spowodowany był zmianą portfela klientów.

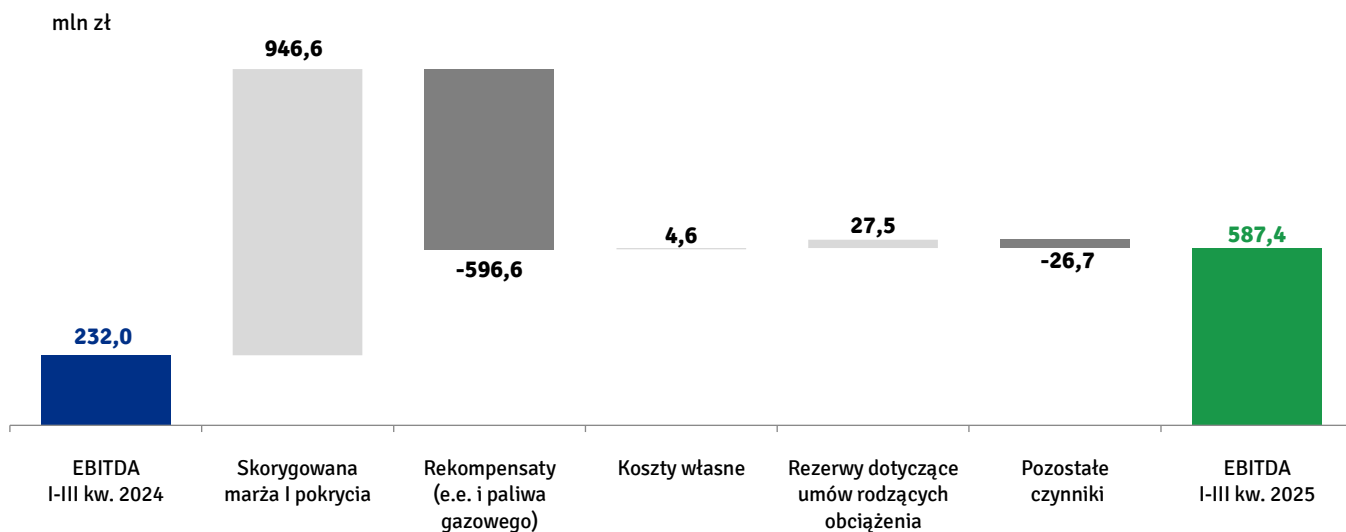
W segmencie odbiorców biznesowych odnotowano spadek wolumenu sprzedaży energii elektrycznej o 558 GWh, tj. o 3,7%, a w segmencie gospodarstw domowych spadek wolumenu o 18 GWh, tj. o 0,5%.

Wolumen sprzedaży paliwa gazowego w kwartale I-III 2025 r. wyniósł 8 GWh. W roku 2024 zaprzestano świadczenia usługi kompleksowej odbiorcom końcowym zużywającym paliwo gazowe na potrzeby gospodarstw domowych oraz małego biznesu.

Łączne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego w kwartale I-III 2025 r., w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego, spadły o 1 299 mln zł, tj. o 12,3%, co jest odzwierciedleniem spadku cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.

Dane finansowe

[tys. zł]	I-III kw. 2024	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	17 722 794	12 761 625	-4 961 169	-28,0%	4 522 688	4 093 587	-429 101	-9,5%
Rekompensaty	1 072 629	463 885	-608 744	-56,8%	372 513	141 899	-230 614	-61,9%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	18 795 423	13 225 510	-5 569 913	-29,6%	4 895 201	4 235 486	-659 715	-13,5%
EBIT	229 751	584 891	355 140	154,6%	35 315	169 529	134 214	380,0%
Amortyzacja	2 299	2 463	164	7,1%	807	857	50	6,2%
EBITDA	232 050	587 354	355 304	153,1%	36 122	170 386	134 264	371,7%
Marża EBITDA	1,2%	4,4%	3,2 p.p.	-	0,7%	4,0%	3,3 p.p.	-
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	47,1%	44,1%	-3,0 p.p.	-	41,3%	45,3%	4,0 p.p.	-



Główne czynniki zmiany EBITDA w kwartale I-III 2025 r. (wzrost o 355,3 mln zł):

Skorygowana marża I pokrycia (wzrost o 946,6 mln zł)

- (+) spadek średniej ceny zakupu energii o 18,4%
- (+) wznowienie sprzedaży paliwa gazowego w 2025 r.
- (-) spadek średniej ceny sprzedaży energii o 9,5%
- (-) wzrost kosztów obowiązków ekologicznych o 7,5%
- (-) spadek wolumenu sprzedaży energii o 3,1%
- (-) aktualizacja wyceny kontraktów CO₂, transakcji terminowych energii i gazu

Rekompensaty dotyczące energii elektrycznej (spadek o 596,6 mln zł)

zgodnie z zapisami *Ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. oraz w 2024 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej* [art. 12, ustawa o limitach zużycia] oraz *Ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r. oraz w 2024 r.* [art. 8, ustawa o limitach cen], a w przypadku paliwa gazowego zgodnie z zapisami *ustawy z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o postępowaniu egzekucyjnym w administracji*

(-) w kwartale I-III 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty energii elektrycznej w wysokości 1 059,9 mln zł

(-) w kwartale I-III 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty paliwa gazowego w wysokości 0,5 mln zł

(+) w kwartale I-III 2025 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty energii elektrycznej w wysokości 463,8 mln zł

Koszty własne (spadek o 4,6 mln zł)

(+) spadek kosztów bezpośrednich sprzedaży o 6,1 mln zł

(+) spadek kosztów usług wspólnych o 3,4 mln zł

(-) wzrost kosztów ogólnego zarządu o 4,9 mln zł

Rezerwy dotyczące umów rodzących obciążenia (wzrost wykorzystania rezerw o 27,5 mln zł)

(+) w kwartale I-III 2025 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy w wysokości 48,2 mln zł na stratę wynikającą z rozliczenia przez Enea S.A. jako sprzedawcy z urzędu opustu na opłatach dystrybucyjnych w zakresie energii wprowadzonej do sieci przez prosumentów

(-) w kwartale I-III 2024 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy w wysokości 20,7 mln zł na stratę wynikającą z rozliczenia przez Enea S.A. jako sprzedawcy z urzędu opustu na opłatach dystrybucyjnych w zakresie energii wprowadzonej do sieci przez prosumentów

Pozostałe czynniki (spadek o 26,7 mln zł)

(-) wzrost kosztów usług dystrybucji dotyczących obowiązującego modelu rozliczenia z prosumentami o 22,8 mln zł

(-) wzrost kosztów rezerw na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 5,4 mln zł

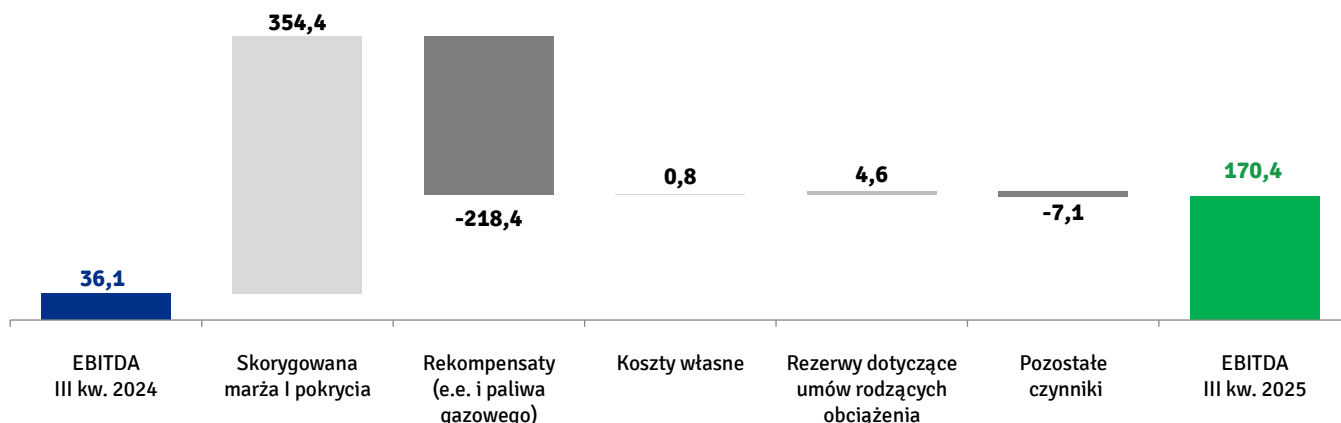
(-) wzrost odpisanych należności w koszty o 3,4 mln zł

(-) wzrost kosztów darowizn o 2,5 mln zł

(+) spadek odpisów aktualizujących należności o 5,5 mln zł

(+) wzrost przychodów z tytułu odszkodowań o 2,7 mln zł

mln zł



Główne czynniki zmiany EBITDA w III kwartale 2025 r. (wzrost o 134,3 mln zł):

Skorygowana marża I pokrycia (wzrost o 354,4 mln zł)

- (+) spadek średniej ceny zakupu energii o 19,8%
- (+) spadek kosztów obowiązków ekologicznych o 2,7%
- (-) spadek średniej ceny sprzedaży energii o 10,6%
- (-) spadek wolumenu sprzedaży energii o 2,1%
- (+) aktualizacja wyceny kontraktów CO₂, transakcji terminowych energii i gazu

Rekompensaty dotyczące energii elektrycznej i paliwa gazowego (spadek o 218,4 mln zł)

zgodnie z zapisami *Ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. oraz w 2024 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej* [art. 12, ustawa o limitach zużycia] oraz *Ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r. oraz w 2024 r.* [art. 8, ustawa o limitach cen], a w przypadku paliwa gazowego zgodnie z zapisami *ustawy z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o postępowaniu egzekucyjnym w administracji*

- (-) w III kwartale 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty energii elektrycznej w wysokości 359,8 mln zł
- (-) w III kwartale 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty paliwa gazowego w wysokości 0,5 mln zł
- (+) w III kwartale 2025 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty energii elektrycznej w wysokości 141,9 mln zł

Rezerwy dotyczące umów rodzących obciążenia (wzrost wykorzystania rezerw o 4,6 mln zł)

- (+) w III kwartale 2025 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy w wysokości 20,3 mln zł na stratę wynikającą z rozliczenia przez Enea S.A. jako sprzedawcę z urzędu opustu na opłatach dystrybucyjnych w zakresie energii wprowadzonej do sieci przez prosumentów
- (-) w III kwartale 2024 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy w wysokości 15,7 mln zł na stratę wynikającą z rozliczenia przez Enea S.A. jako sprzedawcę z urzędu opustu na opłatach dystrybucyjnych w zakresie energii wprowadzonej do sieci przez prosumentów

Pozostałe czynniki (spadek o 7,1 mln zł)

- (-) wzrost odpisanych należności w koszty o 6,5 mln zł
- (-) wzrost kosztów rezerw na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 4,1 mln zł

(-) wzrost kosztów usług dystrybucji dotyczące obowiązującego modelu rozliczenia z prosumentami o 3,8 mln zł

(+) spadek odpisów aktualizujących należności o 6,0 mln zł

(+) wzrost zysku ze sprzedaży prawa wieczystego użytkowania gruntu, sprzedaży lokali i innych środków trwałych o 1,2 mln zł

Kluczowe projekty:

Obszar Handlu Detalicznego i Obsługi Klienta

- Uruchomienie dla klientów Enei S.A. aplikacji Moja Enea, która umożliwi wygodny dostęp do danych, dokumentów elektronicznych, salda konta, szybkich płatności oraz otrzymywanie powiadomień o terminach i kwotach do zapłaty. Aplikację można pobrać z App Store lub sklepu Google Play.
- Kontynuacja prac nad wprowadzeniem automatyzacji obsługi z wykorzystaniem m.in. robotyzacji procesów biznesowych.
- Działania w ramach projektu *Dostosowania systemów obsługi klienta Grupy Kapitałowej Enea do zmian Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE)*. Celem CSIRE jest uproszczenie modelu wymiany informacji między uczestnikami rynku energii. GK Enea ma obowiązek dostosować swoją organizację, procesy oraz systemy IT do CSIRE do ustawowego terminu.
- Prace nad wdrożeniem rozwiązań do komunikacji z Krajowym Systemem eFaktur (KSeF) w zakresie systemów bilingowych Enei. Rozwiązanie musi zostać wdrożone do lutego 2026 r.
- Wznowienie ofertowania paliwa gazowego dużym klientom biznesowym.
- Kontynuacja prac nad realizacją postanowień ustaw cenowych mających wpływ na ceny energii i elektrycznej w II półroczu 2024 r. oraz w 2025 r., w tym zorganizowana na szeroką skalę akcja komunikacyjna do odbiorców uprawnionych o konieczności złożenia informacji o pomocy de minimis / publicznej oraz przekazanie do klientów faktur korygujących ceny maksymalne zastosowane w II półroczu 2024 r. na podstawie wcześniej złożonych oświadczeń.
- Uruchomienie projektu *Opracowanie modelu prognozowania poziomu zapotrzebowania na energię odbiorców i generacji źródeł wytwórczych*.
- Uruchomienie projektu *Zmiana modelu funkcjonowania sprzedaży i handlu hurtowego energią elektryczną wraz z wydzieleniem sprzedaży B2C i B2B do spółki zależnej Enei S.A.*
- Realizacja prac w ramach strategicznego *Programu wdrożenia innowacji i wzrostu efektywności obsługi klienta*. W ramach programu realizowane są m. in. następujące projekty i inicjatywy:
 - uruchomienie badań satysfakcji klientów w obszarze obsługi, mające na celu pomoc w zrozumieniu potrzeb i oczekiwań klientów i wysłuchanie ich głosu. Wdrożono pomiar NPS (Net Promoter Score – skłonność do polecenia Enei), CSAT (Customer Satisfaction Score – poziom satysfakcji z obsługi) oraz FCR (First Contact Resolution – poziom załatwienia sprawy przy pierwszym kontakcie). Obecnie trwają prace nad uruchomieniem pomiaru wskaźnika wysiłku (CES) oraz cyklicznego badania satysfakcji klientów (CSI).
 - zmiana sposobu zawierania umów z klientami (z papieru na cyfrowe) – realizacja prac projektowych w zakresie wdrożenia platformy dla umów on-line, które umożliwi zdalne zawieranie umów taryfowych i produktowych nowym klientom indywidualnym oraz biznesowym i przepisującym kontrakty na dane PPE z zastosowaniem elektronicznych sposobów autoryzacji klienta oraz automatyzację procesu zabudowy umowy w systemie bilingowym.
 - pilotażowe wdrożenie tabletów w BOK Bydgoszcz. W ramach pilotażu umowy w BOK zawierane są z wykorzystaniem tabletów i wraz z elektronicznymi załącznikami przesyłane na adres mailowy klientów, co odpowiada ich potrzebom i oczekiwaniom.
- Uruchomiono prace nad wdrożeniem sztucznej inteligencji (AI) w obsłudze klientów, która znajdzie zastosowanie w rozwiązaniach zwiększających efektywność obsługi, pozwoli szybciej reagować na potrzeby klientów oraz sprawniej automatyzować procesy.

Realizacja
kompleksowego programu
transformacji
i rozwoju, obejmującego
cyfryzację obsługi klienta

- Sprzedaż klientom „zielonej” energii: sprzedaż EKO Oferty z gwarancjami pochodzenia klientom z gospodarstw domowych i klientom biznesowym oraz sprzedaż gwarancji pochodzenia dużym klientom biznesowym w uzupełnieniu do zawartych kontraktów na energię elektryczną. Dotychczasowy poziom zakontraktowania przekroczył 1,3 TWh sprzedaży EKO Oferty. Zakontraktowanie gwarancji pochodzenia dla dużych klientów biznesowych na rok bieżący i kolejne lata przekracza 2,4 TWh.
- W ramach rozszerzenia oferty i odpowiedzi na oczekiwania części klientów biznesowych, wdrożono ofertę EKO w wariantach 3, 5 i 10-letnim oraz „zieloną” ofertę z ceną wyznaczoną według cen produktów notowanych na rynku terminowym Towarowej Giełdy Energii (dla największych klientów biznesowych).
- Enea rozszerzyła ofertę produktową o nowe grupy taryfowe Eco i Active, wprowadzone przez Eneę Operator Sp. z o. o. od 1 sierpnia b.r. Dla nowych grup taryfowych stosowane są preferencyjne ceny energii w godzinach zalecanego poboru, czyli w godzinach, w których występuje wysoka generacja w źródłach energii odnawialnej. Tym samym klienci mają możliwość reagowania na sygnały rynkowe i obniżenie kosztów energii poprzez dostosowywanie swojego poboru energii elektrycznej do sytuacji na rynku hurtowym.
- Uruchomienie przez Eneę Eko Oferty usług efektywności energetycznej i transformacji energetycznej dla przedsiębiorstw i jednostek samorządu oraz działań związanych z budową interaktywnych produktów edukacyjnych w zakresie transformacji energetycznej i zarządzania energią.

Obszar Handlu Hurtowego

- Realizacja projektu *Dostosowanie* Enea Elektrownia Połaniec S.A. do wymagań Rynku Mocy po 1 lipca 2025 r. oraz na potrzeby jednostek wytwórczych z GK Enea, w ramach którego prowadzona jest analiza rynku dostawców sortymentów biomasy wykorzystywanych na potrzeby współspalania, zdolności logistycznych dostaw paliwa do Elektrowni Połaniec i warunków kontraktacji umożliwiających pracę elektrowni w reżimie przewidzianym dla Jednostki Wytwórczej Centralnie Dysponowanej (JWCD). Docelowo projekt ma umożliwić zakontraktowanie paliwa biomasowego pozwalającego od 1 stycznia 2026 r. blokom 2-7 Elektrowni Połaniec pracę ze średnią emisyjnością na poziomie nie przekraczającym 550 g/kWh.
- Realizacja projektu *Integracji procesowo-funkcjonalnej Enea Trading sp. z o.o. i Enea Power&Gas Trading sp. z o.o.* mającego na celu konsolidację funkcji obsługi handlowej spółek GK Enea w strukturach jednego podmiotu. Proces integracji zakończono 1 lipca 2025 r.
- Kontynuacja kontraktacji energii elektrycznej z kontrahentami spoza GK Enea w ramach portfela origination na poziomie ponad 700 GWh w skali roku.
- Planowane uruchomienie projektu *Optymalizacja pracy źródeł OZE na rynku energii i rynku bilansującym w Polsce*.

Enea prowadzi działania
w obszarze wytwarzania
i handlu energią,
obejmujące dostosowanie
Elektrowni Połaniec do
wymogów Rynku Mocy

4.6.6. Obszar Pozostałej działalności

W Obszarze Pozostałej działalności prezentowane są dane finansowe spółek m.in.: Enea Centrum, Enea Oświetlenie i Enea Innowacje. 23 lipca 2024 r. na Nadzwyczajnym Zgromadzeniu Wspólników Enea Innowacje podjęto uchwałę o otwarciu likwidacji spółki oraz powołaniu likwidatora. 31 marca 2025 r. Zwyczajne Zgromadzenie Wspólników Enea Innowacje w likwidacji podjęło uchwałę w sprawie zakończenia procesu likwidacji spółki. 10 kwietnia 2025 r. spółka została wykreślona z KRS.

[tys. zł]	I-III kw. 2024	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	563 281	546 810	-16 471	-2,9%	181 036	180 191	-845	-0,5%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	5 208	4 110	- 1 098	-21,1%	1 529	583	-946	-61,9%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	568 489	550 920	- 17 569	-3,1%	182 565	180 774	-1 791	-1,0%
EBIT	102 241	77 106	- 25 135	-24,6%	28 332	26 052	- 2 280	-8,0%
Amortyzacja	55 456	60 989	5 533	10,0%	18 799	19 933	1 134	6,0%
EBITDA	157 697	138 095	- 19 602	-12,4%	47 131	45 985	-1 146	-2,4%
Marża EBITDA	27,7%	25,1%	-2,6 p.p.	-	25,8%	25,4%	-0,4 p.p.	-
CAPEX	40 923	80 732	39 809	97,3%	13 503	34 716	21 213	157,1%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	1,4%	1,8%	0,4 p.p.	-	1,5%	1,9%	0,4 p.p.	-

4.7. Prognozy wyników finansowych

Zarząd Enei nie publikował prognoz wyników finansowych na 2025 r.

4.8. Rating

Agencja ratingowa Fitch Ratings, w komunikacie z 11 kwietnia 2025 r. potwierdziła utrzymanie stabilnej perspektywy ratingu dla Enei S.A., a także potwierdziła długoterminowe ratingi Spółki w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie „BBB”. Pełna treść komunikatu agencji w języku angielskim dostępna jest na stronie internetowej: <https://www.fitchratings.com/research/corporate-finance/fitch-affirms-poland-enea-at-bbb-outlook-stable-11-04-2025>

Agencja Fitch Ratings
potwierdziła utrzymanie
stabilnej perspektywy
ratingu **Enei**
oraz długoterminowe ratingi
na poziomie „**BBB**”

4.9. Analiza wskaźnikowa

		I-III kw. 2024	I-III kw. 2025	III kw. 2024	III kw. 2025
Wskaźniki rentowności					
ROE - rentowność kapitału własnego ¹	Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego / Kapitał własny	21,7%	19,4%	22,3%	14,9%
ROA - rentowność aktywów ¹	Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego / Aktywa całkowite	10,4%	9,3%	10,7%	7,1%
Rentowność netto	Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego / Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	12,4%	13,2%	12,8%	10,6%
Rentowność operacyjna	Zysk (strata) z działalności operacyjnej / Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	17,5%	17,6%	18,4%	13,8%
Rentowność EBITDA	EBITDA / Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	22,1%	22,5%	23,2%	19,3%
Wskaźniki płynności i struktury finansowej					
Wskaźnik bieżącej płynności	Aktywa obrotowe / Zobowiązania krótkoterminowe	1,4	1,5	1,4	1,5
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi	Kapitał własny / Aktywa trwałe	78,4%	76,9%	78,4%	76,9%
Wskaźnik zadłużenia ogólnego	Zobowiązania ogółem / Aktywa całkowite	52,1%	52,2%	52,1%	52,2%
Dług netto / EBITDA LTM ²	(Kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe długo- i krótkoterminowe + zobowiązania z tyt. leasingu finansowego długo- i krótkoterminowe + zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej długo- i krótkoterminowe - środki pieniężne i ich ekwiwalenty - aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej długo- i krótkoterminowe - dłużne aktywa finansowe wyceniane w zamortyzowanym koszcie długo- i krótkoterminowe - inne inwestycje krótkoterminowe) / EBITDA LTM	0,02	-0,12	0,02	-0,12
Wskaźniki aktywności gospodarczej					
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach ³	Średni stan należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe x liczba dni / Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	69	68	70	72
Cykl rotacji zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych w dniach ^{4 5}	Średni stan zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych x liczba dni / Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów	54	56	55	55
Cykl rotacji zapasów w dniach ⁵	Średni stan zapasów x liczba dni / Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów	27	26	27	26

¹ Licznik wskaźnika tj. zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego podlega annualizacji

² EBITDA z ostatnich 12 miesięcy

³ Należności z tytułu dostaw i usług – handlowe, aktywa z tytułu umów z klientami i koszty doprowadzenia do zawarcia umowy

⁴ Zobowiązania z tytułu dostaw i usług – handlowe, zobowiązania z tytułu umów z klientami

⁵ Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów – suma pozycji kosztowych: zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów, zakup energii na potrzeby sprzedaży, usługi przesyłowe, inne usługi obce, podatki i opłaty, podatek akcyzowy

Enea jest
odpowiedzialnym
i aktywnym uczestnikiem
transformacji
energetycznej dbającym
o ochronę klimatu,
bezpieczeństwo
energetyczne Polski oraz
konkurencyjność
gospodarki

5. Realizacja Strategii

W listopadzie 2024 r. Spółka przyjęła do realizacji *Strategię Rozwoju Grupy Kapitałowej ENEA do 2035 roku*, której wykonanie monitorowane jest przez odpowiedzialny za ten projekt Komitet Strategiczny. Szczegółowe informacje o strategii przedstawione zostały w dokumencie *Sprawozdanie Zarządu z działalności Enea S.A. oraz Grupy Kapitałowej Enea w 2024 r.* w pkt 2.6.

Kierunki rozwoju

W strategii Spółka zdefiniowała 5 kluczowych kierunków rozwoju, stanowiących filary dla realizacji celu nadrzędnego, jakim jest utrzymanie pozycji rynkowej Grupy Kapitałowej Enea i wzrost jej wartości w wyniku transformacji aktywów węglowych, rozwoju odnawialnych źródeł energii i magazynowania, rozwoju i zapewnienia bezpieczeństwa sieci dystrybucyjnej, wprowadzenia innowacyjnych produktów i usług dla klientów oraz doskonałości operacyjnej.



„Spółka działa stabilnie, realizując swoją strategię. Enea to filar polskiej energetyki i wiarygodny pracodawca dla 18 tysięcy pracowników. To także firma, która realnie się zmienia i rozwija we wszystkich obszarach strategicznych. Od modernizacji aktywów, przez zieloną transformację i rozwój OZE, po budowę silnej pozycji rynkowej i nowoczesnej, profesjonalnej organizacji.

Grzegorz Kinelski, Prezes Zarządu Enei

Transformacja aktywów węglowych

Kluczowe działania stanowiące istotne kroki na drodze do realizacji strategii w zakresie transformacji aktywów węglowych obejmują m.in.:

- budowę nowoczesnych bloków gazowo-parowych w Elektrowni Kozienice (CCGT). Podpisanie umowy z Çalik Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş. umożliwiło udział w aukcji dogrywkowej Rynku Mocy, zakończonej w lipcu 2025 r. Zakontraktowano w niej 1 218 MW dla nowych jednostek w ramach kontraktów 17-letnich. Wygranie aukcji stanowiło jeden z warunków wejścia umowy w życie. Obejmuje ona zaprojektowanie, dostawę, budowę oraz uruchomienie dwóch bloków gazowo-parowych o mocy brutto 668 MWe każdy wraz z infrastrukturą towarzyszącą w formule „pod klucz”, a także usługi serwisowe zapewniające ich sprawne i efektywne funkcjonowanie. 29 sierpnia 2025 r. Enea Elkogaz wydała polecenie rozpoczęcia prac (NTP), umożliwiające realizację projektu w pełnym zakresie,
- przygotowanie do budowy nowoczesnych bloków gazowo-parowych w Enei Elektrowni Połaniec. 3 września 2025 r. uruchomiono postępowanie przetargowe na wybór wykonawcy dwóch bloków pracujących w cyklu kombinowanym (CCGT) każdy o nominalnej mocy elektrycznej brutto w zakresie 530-680 MWe. Otrzymano warunki przyłączeniowe zarówno od GAZ-System, jak i PSE. Ponadto zgłoszono udział jednostek do certyfikacji do Aukcji Głównej Rynku Mocy na rok 2030,
- dostosowanie bloków energetycznych nr 2-7 w Enei Elektrowni Połaniec do wymagań Rynku Mocy po 1 lipca 2025 r. („zazielenienie” bloków węglowych z udziałem energetycznym biomasy

Grupa Enea dąży do
zmniejszenia emisji CO₂
poprzez budowę bloków
gazowo-parowych,
„zazielenianie”
modernizację bloków
węglowych oraz rozwój
technologii współspalania
i dekarbonizację ciepła

w paliwie ogółem na poziomie 40%) w celu ograniczenia emisji poniżej 550 g CO₂/kWh – zakończona modernizacja bloku nr 6, zawarta umowa na dostosowanie obiektów, urządzeń oraz linii podawania paliwa, urządzeń z nimi współpracujących i urządzeń pomocniczych oraz ochronnych w Enei Elektrowni Połaniec do podawania biomasy, zawarta umowa na budowę wiaty wysokiego składowania wraz z infrastrukturą towarzyszącą na potrzeby magazynowania i podawania biomasy do bloków energetycznych nr 2-7 Enei Elektrowni Połaniec,

- „zazielenienie” bloków energetycznych klasy 500 MW w Elektrowni Kozienice, którego celem jest znaczące ograniczenie emisji dwutlenku węgla do poziomu poniżej 550 g CO₂/kWh. Rozpoczęto postępowanie na opracowanie projektu podstawowego oraz dokumentacji niezbędnej do uzyskania pozwolenia na budowę,
- dostosowanie wolumenów zapotrzebowania na węgiel w aktywach Grupy. W ramach podjętych działań zawarto aneksy do umów wieloletnich na dostawę węgla z LW Bogdanka S.A. do Enei Wytwarzanie oraz Enei Elektrowni Połaniec,
- budowę instalacji do wytwarzania produktów z mieszanki popiołowo-żuźłowej (MPŻ) zmagazynowanej na składowisku MPŻ w Enei Wytwarzanie. W ramach tego projektu zawiązano spółkę celową, której zadaniem jest realizacja całości przedsięwzięcia. Przeprowadzono już szczegółowe badania, w tym inwentaryzację mieszaniny popiołowo-żuźłowej zeszkłowanej na składowisku MPŻ w Enei Wytwarzanie. Obecnie trwają prace nad opracowaniem studium wykonalności, które pozwoli na dokładne określenie możliwości realizacji projektu oraz jego potencjalnych korzyści,
- dekarbonizację Obszaru Ciepła, obejmującą zdefiniowaną ścieżkę dekarbonizacyjną, która została opracowana w celu zidentyfikowania niezbędnych zmian w instalacjach w Enei Ciepło oraz MEC Piła. W ramach tego procesu opracowano Program Funkcjonalno-Użytkowy, który przewiduje modernizację kogeneracyjnego bloku biomasowego w Enei Ciepło. Celem tej modernizacji jest zwiększenie wydajności, a konkretnie mocy kotłów biomasowych K-5 i K-6. Dodatkowo, planowana jest budowa układu odzysku ciepła, który będzie wyposażony w pompę ciepła na układzie spalin kotła K5. Dzięki tym działaniom możliwe będzie znaczne zwiększenie efektywności energetycznej oraz redukcja emisji dwutlenku węgla.

Rozwój mocy OZE oraz magazynowania energii

Rozwój mocy odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz magazynowania energii obejmuje szereg kluczowych działań, w ramach których:

- zakupiono farmy wiatrowe, które są już w eksploatacji, o łącznej mocy ponad 176 MW. Dodatkowo zabezpieczono prawa do farm wiatrowych o łącznej mocy ponad 23 MW, które są w trakcie budowy,
- zakończono budowę farmy wiatrowej Bejsce o mocy 20 MW. Energetyzacja farmy została zrealizowana i wszystkie turbiny są już w eksploatacji. Uzyskano prawomocne pozwolenie na użytkowanie. Enea Nowa Energia oczekuje na przyznanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej,
- zakupione zostały spółki projektowe oraz prawa do projektów farm fotowoltaicznych o łącznej mocy ponad 190 MW, które zlokalizowane są w całej Polsce. Projekty te są rozwijane samodzielnie i znajdują się na różnym etapie zaawansowania,
- zakończono energetyzację dwóch farm fotowoltaicznych: PV Dygowo (8 MW) i PV Krzęcin (II etap: 3,6 MW). Obie instalacje są obecnie na etapie rozruchu technologicznego, trwa oczekiwanie na uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej,
- w zakresie magazynowania energii planowane są wielkoskalowe magazyny energii o mocy ok. 200 MW na terenie Enei Wytwarzanie oraz Enei Elektrowni Połaniec. Złożono wnioski do Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) o określenie warunków przyłączenia oraz wnioski do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) o dofinansowanie przedsięwzięć. Uzyskano również promesy koncesji na magazynowanie energii elektrycznej od Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE),

Grupa Enea aktywnie
rozwija się w obszarze **farm
wiatrowych
i fotowoltaicznych
oraz magazynów energii**

Grupa Enea modernizuje infrastrukturę sieciową, wprowadza innowacyjne liczniki, usprawnia przyłączenia OZE oraz pozyskała środki na rozwój sieci wspierającej transformację energetyczną.

- Enea Nowa Energia złożyła wnioski o określenie technicznych warunków przyłączenia na magazyny energii o łącznej mocy ok 1 GW.

Rozwój i zapewnienie bezpieczeństwa sieci dystrybucyjnej

Rozwój i zapewnienie bezpieczeństwa sieci dystrybucyjnej obejmuje szereg kluczowych działań, które mają na celu modernizację i rozbudowę infrastruktury sieciowej. W ramach tych działań:

- zakończono budowę nowej linii napowietrznej 110 kV relacji Zielona Góra Braniborska – Nowa Sól Graniczna oraz wyprowadzenia 110 kV z nowo budowanej stacji 400/110 kV w Baczynie, przebudowano stację 110/15 kV Jastrowie w celu przyłączenia do sieci FW Jastrowie, przebudowano linię napowietrzną WN 110 kV Pakość – Mątwy relacji GPZ Pakość – stanowisko nr 32, zbudowano rozdzielnię sieciową 110/110 kV Miały jako wcięcie w linię 110 kV relacji Drawski Młyn–Wronki, przebudowano do wyższych parametrów pracy linię 110 kV relacji Marulewska – Gniewkowo oraz zbudowano nową dwutorową linię napowietrzną 110 kV relacji Nagradowice – Szczepankowo – Gądko – RS Garaszewo,
- zawarto umowy z czterema producentami liczników zdalnego odczytu, wyłonionymi w ramach postępowania przetargowego w trybie partnerstwa innowacyjnego. Obecnie prowadzone są prace badawczo-rozwojowe. Dodatkowo, zawarto umowę na dostawę kart eSIM,
- trwają działania nad dostosowaniem systemów informatycznych i procesów biznesowych do Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE), obejmujące prace w zakresie integracji systemów pomiarowego, bilingowego i bilansującego. Wejście w życie *Ustawy z 21 maja 2025 r. o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii oraz innych ustaw* spowodowało zmianę terminu przystąpienia do CSIRE. Nowy termin ustalono na 19 października 2026 r.,
- wdrożono nowe narzędzia, które mają zapewnić prawidłowe funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego w warunkach dynamicznego rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE). W I kwartale 2025 r. uruchomiono operacyjnie Interwencyjną Dostawę Mocy Czynnej, a 25 sierpnia 2025 r. wdrożono Interwencyjną Regulację Mocy Biernej,
- zrealizowano działania mające na celu zwiększenie efektywności i transparentności procesu przyłączania OZE do sieci Enei Operator, w szczególności wydawania warunków przyłączenia dla II i III grupy przyłączeniowej. Usprawniono komunikację z wytwórcami OZE poprzez publikację na stronie internetowej listy wniosków o przyłączenie do sieci oczekujących na rozpatrzenie, komunikatów dotyczących zmian w procesie obsługi wniosków o przyłączenie oraz odpowiedzi na najczęściej pojawiające się pytania. Udostępniono również wykaz dostępnych mocy przyłączeniowych, prezentowanych w formie dynamicznego raportu oraz interaktywnej mapy ze wskazaniem szczegółowych informacji przypisanych do poszczególnych GPZ (główny punkt zasilania). Zorganizowano także dwie dedykowane sesje komunikacyjno-informacyjne dla reprezentantów wytwórców OZE, w których udział wzięło ponad 400 wytwórców,
- umożliwiono wytwórcom energii elektroniczne potwierdzanie świadectw i gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej z OZE za pomocą nowej funkcjonalności w Portalu Wytwórcy. Dzięki unifikacji procesu znacząco ograniczono liczbę błędów we wnioskach, co przelożyło się na większą poprawność dokumentacji już na etapie składania wniosku. Usprawniono również proces weryfikacji – automatyczna weryfikacja skróciła czas potrzebny na ocenę wniosków. Centralizacja procesu umożliwiła składanie dokumentów w jednym systemie, eliminując konieczność komunikacji z wieloma odbiorcami i usprawniając przepływ informacji,
- podpisano aneks do umowy pożyczki z Krajowego Planu Odbudowy (KPO) zwiększający kwotę finansowania z 9,13 mld zł do blisko 10 mld zł. Środki zostaną przeznaczone na rozwój elektroenergetycznej infrastruktury dystrybucyjnej na obszarze północno-zachodniej Polski. Celem tej inwestycji jest wzrost jakości i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz wsparcie procesu transformacji energetycznej poprzez zwiększenie zdolności sieci elektroenergetycznej Enei Operator do współpracy ze źródłami energii odnawialnej, w tym w oparciu o technologie sieci inteligentnej,

Grupa Enea **rozwija ekoprodukty**, konsoliduje handel energią, przeprowadziła także połączenie spółek tradingowych

- zaoferowano nowe produkty taryfowe: Eco, Active i Pewna. Łączą one korzyści dla odbiorców z potrzebami systemu energetycznego, sprzyjają wykorzystaniu „zielonej” energii i odciążają sieć w godzinach szczytu. Jest to odpowiedź Enei Operator na wyzwania współczesnej energetyki, integrację odnawialnych źródeł energii, wzrost elastyczności systemu oraz oczekiwania odbiorców wobec prostych i przejrzystych rozliczeń za usługi dystrybucyjne. Jednocześnie jest to ważny krok w rozwój nowoczesnych rozwiązań wspierających efektywność Krajowego Systemu Elektroenergetycznego,
- podpisano umowę z Motorola Solutions, dotyczącą wdrożenia systemu łączności opartego na standardzie TETRA dla całego obszaru koncesyjnego Enei Operator. Jest to europejski standard cyfrowej łączności dyspozytorskiej, który zapewnia ciągłość szyfrowanej łączności głosowej oraz transmisji danych. Enei Operator będzie aktywnie współpracować z Motorola Solutions nad zwiększeniem bezpieczeństwa komunikacji kryzysowej na swoim obszarze działania. Nowy system łączności w sytuacjach krytycznych wzmocni bezpieczeństwo komunikacji oraz uniezależni łączność od operatorów sieci GSM,
- trwa wdrożenie systemu informatycznego wspierającego procesy zarządzania majątkiem sieciowym. Jego elementem jest moduł Zarządzanie Pracą Brygad, który usprawni pracę elektromonterów. Obecnie narzędzie wdrażane jest w Oddziale Dystrybucji Zielona Góra. W 2026 r. wdrożone zostanie w pozostałych 4 Oddziałach Dystrybucji Enei Operator.

Nowy wymiar produktów i usług dla klientów

Nowy wymiar produktów i usług dla klientów obejmuje szereg innowacyjnych rozwiązań, które mają na celu zaspokojenie różnorodnych potrzeb klientów. W ramach tych działań wprowadzono:

- nowe produkty – EKO Oferta, która jest produktem z gwarancjami pochodzenia, potwierdzającymi, że energia wprowadzona do sieci przez wytwórcę pochodzi ze źródeł odnawialnych (OZE), EkoPlan, w ramach którego realizowane jest badanie śladu węglowego i pozyskiwanie białych certyfikatów oraz audyt energetyczny przedsiębiorstwa, czyli usługę świadczoną przez Eneę Eko. Usługi te mają na celu wspieranie klientów w dążeniu do bardziej zrównoważonego i efektywnego wykorzystania energii. Wznowiono ponadto ofertowanie paliwa gazowego dużym klientom biznesowym,
- w ramach EKO Oferty Biznes wariant 10-letni oraz mechanizm obniżki ceny w wariantach 5- i 10-letnim. Umożliwiono również klientom z segmentu klientów biznesowych oraz kluczowych (do 8 GWh) zawarcie umowy na energię elektryczną z gwarancjami pochodzenia z mechanizmem obniżki ceny w każdym roku, nawet do 10 lat. Oba warianty funkcjonują zgodnie z zasadą im dłużej, tym taniej,
- nową taryfę dla biznesu (A, B, C i R) z obniżonymi cenami energii, która pozwala przedsiębiorstwom na obniżenie kosztów operacyjnych,
- dedykowany serwis poświęcony produktom transformacji energetycznej dla biznesu,
- zmianę w modelu sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej polegającą na tym, że odbiorca nie jest już zobowiązany do samodzielnego wyboru sprzedawcy rezerwowego. Od 1 lipca 2025 r. rolę sprzedawcy rezerwowego pełni sprzedawca zobowiązany na obszarze, do którego sieci jest przyłączony dany odbiorca,
- połączenie dwóch spółek tradingowych – Enea Trading i Enea Power&Gas Trading – co skonsolidowało działalność handlową w Grupie Enea w obszarze energii elektrycznej i gazu. Dzięki temu zoptymalizowano koszty, zwiększono efektywność operacyjną oraz wzmocniono pozycję konkurencyjną na rynku obrotu energią. Uproszczona struktura organizacyjna pozwoliła na wyeliminowanie powielających się funkcji i procesów, co z kolei przyczyniło się do lepszego zarządzania ryzykiem związanym z obrotem energią,
- przygotowano do wydzielenia z Enei obszaru sprzedaży do spółki zależnej, co przyczyni się do optymalizacji kompetencji sprzedażowych i produktowych. Dzięki temu możliwy będzie rozwój produktów oraz usług dedykowanych segmentom B2B i B2C, co zwiększy elastyczność

i innowacyjność w kreowaniu nowych rozwiązań. Plan podziału został udostępniony 15 września 2025 r.

Doskonałość operacyjna

Doskonałość operacyjna obejmuje szereg kluczowych działań, które mają na celu poprawę efektywności i jakości usług świadczonych przez Eneę, a także procesów wewnętrznych z nimi związanych. W ramach tych działań:

- dostosowano systemy informatyczne i procesy biznesowe do wymagań Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Proces certyfikacji zakończył się pozytywnie, a Operator Informacji Rynku Energii (OIRE) potwierdził, że system informacyjny Enei spełnia wszystkie wymagania, które pozwalają na przyłączenie do CSIRE. W ramach przygotowań do wdrożenia CSIRE, aż 95% umów zostało przekonwertowanych na tryb GUD-k II rodzaju. Umowa przekonwertowana na tryb GUD-k II rodzaju to zmieniona forma Generalnej Umowy Dystrybucji (GUD), która dotyczy już nie tylko samej dystrybucji energii, ale obejmuje całą usługę kompleksową, czyli zarówno sprzedaż energii, jak i jej dystrybucję, na podstawie jednej umowy zawieranej między sprzedawcą a odbiorcą,
- wdrożono aplikację mobilną dla klientów – Moja Enea, która została udostępniona do pobrania w sklepach Google Play oraz App Store w styczniu 2025 r. Aplikacja ta jest przeznaczona zarówno dla klientów indywidualnych, jak i biznesowych, stanowiąc wygodne narzędzie ułatwiające realizację spraw związanych z energią elektryczną. Aplikację pobrało już ponad 100 tys. klientów, którzy mogą m.in. korzystać z e-faktur, pobrać i opłacić wszystkie lub wybrane dokumenty, sprawdzić saldo, historię odczytów oraz zużycie energii, zarezerwować wizytę w stacjonarnym Biurze Obsługi Klienta, sprawdzić szczegóły swojej umowy, zaktualizować dane kontaktowe. Dodatkowo trwają prace nad rozszerzeniem aplikacji o nowe funkcjonalności: możliwość zawarcia umowy, możliwość zgłaszania awarii, możliwość składania wybranych eWniosków, uruchomienie asystenta AI, możliwość łączenia ze sobą różnych kont klienta,
- w I półroczu 2025 r. uruchomiono nowy serwis internetowy enea.pl, a w lipcu 2025 r. serwis dla Enei Operator. Wszystkie serwisy są dostępne dla osób z niepełnosprawnościami i spełniają standard WCAG 2.1 AA,
- pilotażowo uruchomiono możliwość zawierania umów z wykorzystaniem tabletów w BOK,
- trwają prace nad zwiększeniem potencjału Contact Center (CC) i efektywności obsługi klientów poprzez zdalne kanały komunikacji. Wdrożono także nowe modele badania satysfakcji klientów z poziomu obsługi obejmujące pomiar NPS (Net Promoter Score) oraz CSAT (Customer Satisfaction Score),
- realizowane są prace projektowe w zakresie wdrożenia platformy dla umów online, która umożliwi zdalne zawieranie umów taryfowych i produktowych z zastosowaniem elektronicznych sposobów autoryzacji klienta oraz automatyzację procesu zabudowy umowy w systemie bilingowym,
- przeprowadzono prace nad wdrożeniem rozwiązań do komunikacji z Krajowym Systemem eFaktur (KSeF) w zakresie systemów bilingowych Enei (termin do lutego 2026 r.),
- rozpoczęto wdrożenia sztucznej inteligencji (AI), które przyniosą wymierne wartości biznesowe i operacyjne przy zachowaniu wymogów bezpieczeństwa. Praktyczne zastosowania sztucznej inteligencji obejmują inicjatywy dotyczące rozwiązań zwiększających efektywność osobistą i wykorzystanie AI w Contact Center,
- przeprowadzono prace mające na celu optymalizację i digitalizację procesów wewnętrznych, m.in. poprzez ich automatyzację i ustandaryzowane, zoptymalizowane wykorzystanie zintegrowanego oprogramowania w podstawowych procesach biznesowych w różnych segmentach działalności,
- w ramach prac nad strategią ICT opracowano mapę drogową rozwoju rozwiązań w zakresie teleinformatyki i cyberbezpieczeństwa wspierających wdrożenie strategii biznesowej oraz określono filary strategiczne, cele i inicjatywy dla obszarów IT, OT oraz bezpieczeństwa IT/OT,

- trwają prace celem usprawnienia zarządzania procesami biznesowymi w Grupie, poprzez ujednolicenie systemów klasy ERP,
- w zakresie cyfryzacji, automatyzacji i optymalizacji procesów dodatkowo wdrażana jest centralna platforma workflow, równolegle rozwijane są inne narzędzia automatyzujące i robotyzujące procesy. Rozpoczęto również pilotaż automatycznej wysyłki wzorca umowy w biurze obsługi klienta.

Grupa Enea **aktywnie dba o budowanie relacji z dostawcami** w ramach planów strategicznych na rzecz zwiększania udziału komponentu krajowego **(local content)**

Local Content

W związku z planami inwestycyjnymi i nowymi projektami, Grupa Enea aktywnie działa na rzecz pozyskania polskich dostawców i partnerów biznesowych, dążąc do zwiększenia local contentu w swoich inwestycjach. W ostatnich miesiącach odbyły się spotkania w ramach Dni Dostawców Enei (Katowice, Poznań), których celem było przekazanie informacji o projektach strategicznych Grupy, zaprezentowanie wytycznych i standardów współpracy oraz wymagań dotyczących kwestii technicznych i organizacyjnych. Przedstawiciele polskich firm mogli porozmawiać bezpośrednio z zespołami Enei S.A., Enei Operator, Enei Nowa Energia, Enei Elkogaz, Enei Wytwarzanie czy Enei Elektrowni Połaniec. Poznańskim Dniom Dostawców Enei towarzyszyły dodatkowo prezentacje, debaty oraz eksperckie dyskusje, których tematyka koncentrowała się na innowacjach, transformacji sektora energetyki oraz budowaniu strategicznych partnerstw i zrównoważonego łańcucha dostaw.

6. Zarządzanie ryzykiem

Grupa Enea w każdym segmencie prowadzonej działalności narażona jest na ryzyka. Ich materializacja może w istotny, niekorzystny sposób wpłynąć na ciągłość działania poszczególnych spółek Grupy, ich sytuację finansową oraz zdolność do realizacji wytyczonych celów strategicznych. Świadomość tych zagrożeń wymaga utrzymania, wykorzystania i ciągłego udoskonalania sformalizowanego i zintegrowanego systemu zarządzania ryzykiem (ERM). Jego ramy określa *Polityka Zarządzania Ryzykiem Korporacyjnym w Grupie Enea*. Ryzyka i działania mitygujące przedstawione w *Sprawozdaniu Zarządu z działalności GK Enea w I półroczu 2025 r.* pozostają aktualne na dzień publikacji niniejszego sprawozdania.

7. Regulacje prawne

7.1. Otoczenie regulacyjne

Otoczenie regulacyjne sektora energetycznego w kwartałach I-III 2025 r. było kształtowane przez dynamiczne inicjatywy na poziomie Unii Europejskiej oraz krajowym, z naciskiem na wzmocnienie konkurencyjności, dekarbonizację, bezpieczeństwo dostaw energii oraz uproszczenie procedur administracyjnych. Unia Europejska kontynuowała realizację Europejskiego Zielonego Ładu, pakietu *Fit for 55* oraz planu *REPowerEU*, dążąc do redukcji emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% do 2030 r. oraz neutralności klimatycznej do 2050 r. Polska, sprawując prezydencję w Radzie UE od stycznia do czerwca 2025 r., podkreślała priorytety takie jak uniezależnienie od rosyjskich surowców energetycznych, obniżenie cen energii dla konsumentów i przemysłu oraz rozwój czystych technologii na równych warunkach konkurencyjnych. Te działania mogą wpłynąć na Grupę Kapitałową Enea (GK Enea) poprzez stymulowanie inwestycji w odnawialne źródła energii (OZE), optymalizację kosztów operacyjnych oraz dostosowanie do nowych wymogów raportowania i emisji, co wspiera realizację strategii transformacji energetycznej, w tym akwizycje farm wiatrowych i fotowoltaicznych.

Regulacje prawne, jak również całe otoczenie regulacyjne sektora energetycznego przedstawione w *Sprawozdaniu Zarządu z działalności GK Enea w I półroczu 2025 r.* pozostają aktualne na dzień publikacji niniejszego sprawozdania.

7.2. Taryfy dla energii elektrycznej i dla usług dystrybucji elektrycznej

15 grudnia 2023 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE) podjął decyzję o zatwierdzeniu taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G Enea S.A. na okres od 1 stycznia 2024 r. do 31 grudnia 2024 r. Taryfa ta została zmieniona 30 stycznia 2024 r. decyzją Prezesa URE poprzez dostosowanie tekstu taryfy do obowiązującego stanu prawnego. Następnie, w związku z wejściem w życie przepisów *Ustawy z 23 maja 2024 r. o bonie energetycznym oraz o zmianie niektórych ustaw* Prezes URE decyzją z 28 czerwca 2024 r. zatwierdził zmianę taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G na okres jej obowiązywania od 1 lipca 2024 r. do 31 grudnia 2025 r.

W kwartałach I-III 2025 r. obowiązywała powyższa taryfa.

16 grudnia 2024 r. Prezes URE zatwierdził zmianę taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej Enei Operator. Decyzja Prezesa URE opublikowana została w *Biuletynie Branżowym URE – Energia Elektryczna Nr 273 (4517) z 17 grudnia 2024 r.* Nowa taryfa zatwierdzona została na okres do 31 grudnia 2025 r. Zgodnie z Uchwałą Zarządu Enei Operator 392/2024 z 19 grudnia 2024 r. taryfa obowiązuje od 1 stycznia 2025 r.

10 lipca 2025 r. Prezes URE zatwierdził zmianę taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej Enei Operator. Decyzja Prezesa URE opublikowana została w *Biuletynie Branżowym URE – Energia Elektryczna Nr 168 (4698)*. Wprowadziła ona nowe taryfy: Active, Eco oraz Pewna, które są przeznaczone dla odbiorców zainteresowanych zwiększonym poborem energii elektrycznej w okresach podwyższonej generacji ze źródeł odnawialnych.

8. Inne informacje istotne do oceny sytuacji Emitenta

8.1. Zatrudnienie

Na dzień 30 września 2025 r. spółki z GK Enea zatrudniały na umowę o pracę 17 751 osób, w tym Enea S.A. – 386 osób. Poniższa tabela przedstawia dane dotyczące zatrudnienia w Grupie, uwzględniające również pracowników czasowo zawieszonych w zatrudnieniu, tj. przebywających na urlopach wychowawczych bądź urlopach bezpłatnych powyżej 30 dni lub otrzymujących świadczenia rehabilitacyjne. Osoby zatrudnione w jednej spółce Grupy i w tym samym czasie zatrudnione na podstawie umowy o pracę w innej spółce w prezentowanym zestawieniu wykazane są jeden raz.

Grupa Enea
na 30 września 2025 r.
zatrudniała **17 751 osób**
na umowę o pracę

Osoby	Stan na 31 grudnia 2024 r.	Stan na 30 września 2025 r.	Zmiana
Wydobycie	6 181	6 054	-127
Wytwarzanie	4 112	3 959	-153
Dystrybucja	5 416	5 435	19
Obrót	524	539	15
Pozostała działalność	1 772	1 764	-8
Razem	18 005	17 751	-254



„Wszystkie nasze decyzje wynikają z troski o ludzi i przyszłość Enei. W życiu i biznesie najlepiej sprawdza się to, co jest proste – dlatego zaproponowaliśmy w spółce Enea S.A. nowoczesny, przejrzysty i rynkowy ZUZP (Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy), odpowiadający dzisiejszym realiom. Potrzebujemy organizacji sprawnej, zwinnej i gotowej na wyzwania rynku – takiej, która przyciąga najlepszych pracowników i inwestuje w ich rozwój.

Dalida Gepfert, Wiceprezeska Enei ds. korporacyjnych

8.2. Postępowania sądowe i administracyjne

Na dzień przekazania niniejszego sprawozdania nie toczą się istotne postępowania dotyczące zobowiązań lub wierzytelności, których stroną byłaby Enea lub jednostka zależna. Szczegółowy opis pozostałych postępowań zamieszczony jest w nocie 25 w *Skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej Enea za okres od 1 stycznia do 30 września 2025 r.*

Niezależnie od powyższego, Spółka wskazuje, że 28 grudnia 2023 r. wytoczone zostało powództwo przeciwko byłym członkom organów Spółki o naprawienie szkody związanej z inwestycją w blok węglowy Elektrownia Ostrołęcka C oraz przeciwko jednemu z ubezpieczycieli, z którym zawarta była umowa ubezpieczenia dotycząca odpowiedzialności cywilnej członków organów, jak również powództwo z 31 grudnia 2023 r. przeciwko ubezpieczycielom o naprawienie szkody związanej z inwestycją w blok węglowy Elektrownia Ostrołęcka C, wyrządzonej przez byłych członków organów Enei. Na moment złożenia pozwów w sprawie, łączna wysokość poniesionej przez Spółkę szkody oszacowana została na kwotę ok. 656 mln zł.

8.3. Spory zbiorowe

25 września 2025 r. organizacje związkowe działające w Enei S.A. zgłosiły Spółce: żądania płacowe, żądania związane z wypowiedzeniem przez Eneę S.A. Ponadzakładowego Układu Zbiorowego Pracy, Zakładowego Układu Zbiorowego Pracy oraz żądania dotyczące zaprzestania prowadzenia podziału Enei S.A. poprzez wydzielenie obszaru obrotu.

2 października 2025 r. zarząd Enei S.A. przedstawił swoje stanowisko w tym zakresie, podkreślając, iż spór zbiorowy istnieje jedynie w dwóch obszarach: podwyższenia wynagrodzenia zasadniczego oraz wypłaty jednorazowej nagrody świątecznej.

3 października 2025 r. do Okręgowego Inspektora Pracy w Poznaniu zostało dostarczone zawiadomienie o powstaniu sporu zbiorowego.

Żądania płacowe wpłynęły także do ośmiu innych spółek Grupy Enea, tj. Enei Operator, Enei Centrum, Enei Pomiary, Enei Serwis, Enei Oświetlenie, Enei Logistyka, Enei Trading, Enei Power&Gas Trading.

8.4. Zasady sporządzania sprawozdań finansowych

Sprawozdania finansowe, odpowiednio Enei oraz Grupy Kapitałowej Enea, sporządzone zostały zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, które zostały zatwierdzone przez Unię Europejską.

Sprawozdania finansowe zostały sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej w dającej się przewidzieć przyszłości. Zarząd Spółki nie stwierdza na dzień podpisania sprawozdań finansowych faktów i okoliczności, które wskazywałyby na zagrożenia dla możliwości kontynuowania działalności w okresie 12 miesięcy po dniu bilansowym na skutek zamierzonego lub przymusowego zaniechania, bądź istotnego ograniczenia dotychczasowej działalności. Dane finansowe zaprezentowane w sprawozdaniach, jeżeli nie wskazano inaczej, zostały wyrażone w tys. zł. Może wystąpić sytuacja, że poszczególne liczby w przedstawionych tabelach i wykresach, nie będą się sumować, a różnice będą wynikać z zaokrągleń.

9. Załączniki

Załącznik nr 1 - Rachunek zysków i strat Enea Operator w kwartale I-III 2025 r.

[tys. zł]	I-III kw. 2024	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	3 426 977	3 815 004	388 027	11,3%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	4 663	4 695	32	0,7%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	-18 962	-13 384	5 578	29,4%
Rozliczenie rynku bilansującego	15 483	8 249	-7 234	-46,7%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	132 427	101 656	-30 771	-23,2%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	13 257	13 461	204	1,5%
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług	31 709	33 655	1 946	6,1%
Przychody ze sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	27 344	35 587	8 243	30,1%
Przychody ze sprzedaż towarów i materiałów	1 304	2 285	981	75,2%
Przychody ze sprzedaży netto	3 634 202	4 001 208	367 006	10,1%
Rekompensaty	197 435	-1 657	-199 092	-100,8%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	3 831 637	3 999 551	167 914	4,4%
Amortyzacja	590 026	624 972	34 946	5,9%
Koszty świadczeń pracowniczych	518 326	544 923	26 597	5,1%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	28 593	27 801	-792	-2,8%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	573 940	339 999	-233 941	-40,8%
Koszty usług przesyłowych	481 213	482 257	1 044	0,2%
Inne usługi obce	298 409	294 090	-4 319	-1,4%
Podatki i opłaty	215 594	233 999	18 405	8,5%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 706 101	2 548 041	-158 060	-5,8%
Pozostałe przychody operacyjne	63 640	53 244	-10 396	-16,3%
Pozostałe koszty operacyjne	60 103	72 823	12 720	21,2%
Zysk / (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(931)	(1 638)	-707	-75,9%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	1 128 142	1 430 293	302 151	26,8%
Przychody finansowe	22 418	15 016	-7 402	-33,0%
Koszty finansowe	292 307	299 878	7 571	2,6%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	858 253	1 145 431	287 178	33,5%
Podatek dochodowy	170 234	223 714	53 480	31,4%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	688 019	921 717	233 698	34,0%
EBITDA	1 718 168	2 055 265	337 097	19,6%



Główne czynniki zmiany EBITDA Enea Operator w kwartale I-III 2025 r. (wzrost o 337,1 mln zł):

- (+) spadek kosztów zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 226,7 mln zł wynika przede wszystkim ze spadku cen hurtowych z realizacją w 2025 r.
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym (z uwzględnieniem przychodów ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji oraz przychodów z tytułu rekompensat) o 194,5 mln zł wynika głównie z wyższych stawek opłat w zatwierdzonej taryfie na 2025 r.
- (+) spadek kosztów zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych (saldo) o 7,2 mln zł
- (-) wzrost kosztów operacyjnych o 39,9 mln zł wynika głównie z wyższych kosztów świadczeń pracowniczych oraz wyższych kosztów podatków i opłat

(-) niższe przychody za przyłączenie do sieci o 30,8 mln zł wynikają głównie z mniejszej ilości przyłączonych OZE i odbiorców w III grupie przyłączeniowej oraz OSDn w II grupie, przy jednocześnie większej ilości przyłączonych OZE w II grupie oraz odbiorców w V grupie

(-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 23,8 mln zł wynika głównie ze zmiany stanu rezerw dotyczących majątku sieciowego oraz niższych przychodów z tytułu usuwania kolizji infrastruktury sieciowej

Załącznik nr 2 - Rachunek zysków i strat Enea Operator w III kwartale 2025 r.

[tys. zł]	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	1 178 421	1 268 272	89 851	7,6%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	1 530	1 618	88	5,8%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	-5 889	-8 487	-2 598	-44,1%
Rozliczenie rynku bilansującego	8 089	1 283	-6 806	-84,1%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	62 112	22 922	-39 190	-63,1%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	3 664	2 868	-796	-21,7%
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług	9 598	12 416	2 818	29,4%
Przychody ze sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	9 295	12 445	3 150	33,9%
Przychody ze sprzedaż towarów i materiałów	375	1 160	785	209,3%
Przychody ze sprzedaży netto	1 267 195	1 314 497	47 302	3,7%
Rekompensaty	-198	0	198	100,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	1 266 997	1 314 497	47 500	3,7%
Amortyzacja	199 612	214 754	15 142	7,6%
Koszty świadczeń pracowniczych	154 651	168 563	13 912	9,0%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	8 658	8 483	-175	-2,0%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	187 425	109 464	-77 961	-41,6%
Koszty usług przesyłowych	160 454	158 500	-1 954	-1,2%
Inne usługi obce	103 156	103 154	-2	-
Podatki i opłaty	70 642	76 971	6 329	9,0%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	884 598	839 889	-44 709	-5,1%
Pozostałe przychody operacyjne	16 724	17 794	1 070	6,4%
Pozostałe koszty operacyjne	23 276	26 785	3 509	15,1%
Zysk / (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(239)	(164)	75	31,4%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	375 608	465 453	89 845	23,9%
Przychody finansowe	4 544	4 646	102	2,2%
Koszty finansowe	97 928	99 392	1 464	1,5%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	282 224	370 707	88 483	31,4%
Podatek dochodowy	55 646	70 768	15 122	27,2%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	226 578	299 939	73 361	32,4%
EBITDA	575 220	680 207	104 987	18,3%



Enea Operator wzrost EBITDA o 105,0 mln zł

Główne czynniki zmiany EBITDA Enea Operator w III kwartale 2025 r. (wzrost o 105,0 mln zł):

- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym (z uwzględnieniem przychodów ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji oraz przychodów z tytułu rekompensat) o 87,5 mln zł wynika głównie z wyższych stawek opłat w zatwierdzonej taryfie na 2025 r.
- (+) spadek kosztów zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 71,2 mln zł wynika przede wszystkim ze spadku cen hurtowych z realizacją w 2025 r.
- (+) spadek kosztów zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych (saldo) o 5,1 mln zł
- (-) niższe przychody za przyłączenie do sieci o 39,2 mln zł wynikają głównie z mniejszej ilości przyłączonych odbiorców w III grupie przyłączeniowej, OZE w II i III grupie oraz OSDn w II grupie
- (-) wzrost kosztów operacyjnych o 20,1 mln zł wynika głównie z wyższych kosztów świadczeń pracowniczych oraz wyższych kosztów podatków i opłat

Załącznik nr 3 - Rachunek zysków i strat Enea Wytwarzanie w kwartale I-III 2025 r.

[tys. zł]	I-III kw. 2024	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	8 447 648	5 526 663	-2 920 985	-34,6%
koncesja na wytwarzanie	7 261 114	4 806 266	-2 454 848	-33,8%
koncesja na obrót	955 764	393 423	-562 341	-58,8%
Regulacyjne Usługi Systemowe	47 847	967	-46 880	-98,0%
Moce Bilansujące	182 923	326 007	143 084	78,2%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	572 972	638 866	65 894	11,5%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	13 348	15 527	2 179	16,3%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	5 799	7 040	1 241	21,4%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	110 159	145 178	35 019	31,8%
Przychody ze sprzedaży netto	9 149 926	6 333 274	-2 816 652	-30,8%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	871	1 011	140	16,1%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	9 150 797	6 334 285	-2 816 512	-30,8%
Amortyzacja	121 209	71 290	-49 919	-41,2%
Koszty świadczeń pracowniczych	322 980	335 218	12 238	3,8%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	6 370 240	4 398 775	-1 971 465	-30,9%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	841 402	511 261	-330 141	-39,2%
Inne usługi obce	144 523	149 561	5 038	3,5%
Podatki i opłaty	60 214	67 701	7 487	12,4%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	7 860 568	5 533 806	-2 326 762	-29,6%
Pozostałe przychody operacyjne	13 661	29 451	15 790	115,6%
Pozostałe koszty operacyjne	7 506	9 595	2 089	27,8%
Zysk / (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	13	2 548	2 535	19 500%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	1 296 397	822 883	-473 514	-36,5%
Przychody finansowe	8 371	11 640	3 269	39,1%
Koszty finansowe	164 976	65 448	-99 528	-60,3%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	1 139 792	769 075	-370 717	-32,5%
Podatek dochodowy	219 589	147 610	-71 979	-32,8%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	920 203	621 465	-298 738	-32,5%
EBITDA	1 417 606	894 173	-523 433	-36,9%



Enea Wytwarzanie spadek EBITDA o 523,4 mln zł

Główne czynniki zmiany EBITDA Enea Wytwarzanie w kwartale I-III 2025 r. (spadek o 523,4 mln zł):

- (-) spadek wyniku koncesji na wytwarzaniu energii elektrycznej o 400,8 mln zł
- (-) spadek marży na obrocie 323,6 mln zł
- (-) spadek przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 46,9 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 20,7 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Mocy Bilansujących o 143,1 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 65,9 mln zł
- (+) wzrost pozostałych czynników o 59,6 mln zł (w tym: wzrost sprzedaży ubocznych produktów spalania)

Załącznik nr 4 - Rachunek zysków i strat Enea Wytwarzanie w III kwartale 2025 r.

[tys. zł]	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	2 743 727	1 672 009	-1 071 718	-39,1%
koncesja na wytwarzanie	2 475 711	1 455 640	-1 020 071	-41,2%
koncesja na obrót	145 605	121 221	-24 384	-16,7%
Regulacyjne Usługi Systemowe	-173	298	471	272,3%
Moce Bilansujące	122 584	94 850	-27 734	-22,6%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	194 255	218 692	24 437	12,6%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	1 273	1 622	349	27,4%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	2 095	2 533	438	20,9%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	39 599	55 370	15 771	39,8%
Przychody ze sprzedaży netto	2 980 949	1 950 226	-1 030 723	-34,6%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	264	346	82	31,1%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	2 981 213	1 950 572	-1 030 641	-34,6%
Amortyzacja	40 832	24 499	-16 333	-40,0%
Koszty świadczeń pracowniczych	96 978	101 364	4 386	4,5%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	2 118 342	1 321 362	-796 980	-37,6%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	181 727	155 859	-25 868	-14,2%
Inne usługi obce	50 764	51 979	1 215	2,4%
Podatki i opłaty	20 268	20 515	247	1,2%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 508 911	1 675 578	-833 333	-33,2%
Pozostałe przychody operacyjne	3 560	23 981	20 421	573,6%
Pozostałe koszty operacyjne	3 168	-14 277	-17 445	-550,7%
Zysk / (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	8	2 704	2 696	33 700%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	472 702	315 956	-156 746	-33,2%
Przychody finansowe	4 514	6 833	2 319	51,4%
Koszty finansowe	46 825	4 365	-42 460	-90,7%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	430 391	318 424	-111 967	-26,0%
Podatek dochodowy	82 807	60 500	-22 307	-26,9%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	347 584	257 924	-89 660	-25,8%
EBITDA	513 534	340 455	-173 079	-33,7%



Enea Wytwarzanie spadek EBITDA o 173,1 mln zł

Główne czynniki zmiany EBITDA Enea Wytwarzanie w III kwartale 2025 r. (spadek o 173,1 mln zł):

- (-) spadek wyniku koncesji na wytwarzaniu energii elektrycznej o 182,0 mln zł
- (-) spadek marży na obrocie 39,5 mln zł
- (-) spadek przychodów z Mocy Bilansujących o 27,7 mln zł
- (+) wzrost pozostałych czynników o 39,8 mln zł (w tym: wzrost sprzedaży ubocznych produktów spalania)
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 24,4 mln zł
- (+) spadek kosztów stałych o 11,9 mln zł

Załącznik nr 5 - Rachunek zysków i strat Enea Elektrownia Połaniec w kwartale I-III 2025 r.

[tys. zł]	I-III kw. 2024	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	3 701 458	2 617 912	-1 083 546	-29,3%
koncesja na wytwarzanie	3 141 530	2 307 868	-833 662	-26,5%
koncesja na obrót	473 633	199 456	-274 177	-57,9%
Regulacyjne Usługi Systemowe	21 372	4 682	-16 690	-78,1%
Moce Bilansujące	64 923	105 906	40 983	63,1%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	231 544	270 163	38 619	16,7%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	49 079	18 022	-31 057	-63,3%
Przychody ze sprzedaży energii cieplnej	48 911	71 491	22 580	46,2%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	6 012	6 571	559	9,3%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	68 152	54 566	-13 586	-19,9%
Podatek akcyzowy	37	40	3	8,1%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	4 105 119	3 038 685	-1 066 434	-26,0%
Amortyzacja	24 274	17 394	-6 880	-28,3%
Koszty świadczeń pracowniczych	112 347	116 239	3 892	3,5%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	2 946 759	2 218 207	-728 552	-24,7%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	318 035	231 137	-86 898	-27,3%
Usługi przesyłowe	415	405	-10	-2,4%
Inne usługi obce	245 920	234 982	-10 938	-4,4%
Podatki i opłaty	30 953	34 734	3 781	12,2%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	3 678 703	2 853 098	-825 605	-22,4%
Pozostałe przychody operacyjne	12 928	2 272	-10 656	-82,4%
Pozostałe koszty operacyjne	3 091	2 006	-1 085	-35,1%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	436 253	185 853	-250 400	-57,4%
Przychody finansowe	10 741	19 395	8 654	80,6%
Koszty finansowe	37 976	14 569	-23 407	-61,6%
Przychody z tytułu dywidend	264	0	-264	-100,0%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	409 282	190 679	-218 603	-53,4%
Podatek dochodowy	78 748	11 759	-66 989	-85,1%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	330 534	178 920	-151 614	-45,9%
EBITDA	460 527	203 247	-257 280	-55,9%

Główne czynniki zmiany EBITDA Enea Elektrownia Połaniec w kwartale I-III 2025 r. (spadek o 257,3 mln zł):**Segment Elektrownie Systemowe (spadek EBITDA o 119,1 mln zł):**

- (-) spadek marży na obrocie o 146,9 mln zł
- (-) spadek wyniku koncesji na wytwarzaniu energii elektrycznej o 18,4 mln zł
- (-) spadek przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 16,7 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 15,4 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Mocy Bilansujących o 41,0 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 26,8 mln zł
- (+) spadek kosztów stałych o 10,5 mln zł

Segment OZE (spadek EBITDA o 164,3 mln zł):

- (-) spadek marży na produkcji energii z OZE o 157,8 mln zł
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży gwarancji pochodzenia o 10,2 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 5,3 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 3,9 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 11,9 mln zł
- (+) wzrost marży Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów o 1,0 mln zł

Segment Ciepło (wzrost EBITDA o 26,2 mln zł):

- (+) wzrost marży na cieple o 25,7 mln zł z tytułu: +9,7 mln zł niższego kosztu CO₂, +9,0 mln zł wyższej ceny sprzedaży ciepła, +6,3 mln zł niższych kosztów węgla
- (+) spadek kosztów stałych o 0,4 mln zł

Załącznik nr 6 - Rachunek zysków i strat Enea Elektrownia Połaniec w III kwartale 2025 r.

[tys. zł]	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 255 107	837 682	-417 425	-33,3%
koncesja na wytwarzanie	1 143 142	749 021	-394 121	-34,5%
koncesja na obrót	65 956	61 594	-4 362	-6,6%
Regulacyjne Usługi Systemowe	992	1 940	948	95,5%
Moce Bilansujące	45 017	25 127	-19 890	-44,2%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	78 901	102 595	23 694	30,0%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	20 799	-2 476	-23 275	-111,9%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	18 768	23 198	4 430	23,6%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	1 871	2 269	398	21,3%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	31 945	16 836	-15 109	-47,3%
Podatek akcyzowy	11	12	1	9,1%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	1 407 380	980 092	-427 288	-30,4%
Amortyzacja	8 739	8 079	-660	-7,6%
Koszty świadczeń pracowniczych	35 514	38 806	3 292	9,3%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	963 263	697 275	-265 988	-27,6%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	70 952	84 892	13 940	19,6%
Usługi przesyłowe	137	134	-3	-2,2%
Inne usługi obce	84 404	86 993	2 589	3,1%
Podatki i opłaty	10 131	10 369	238	2,3%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 173 140	926 548	-246 592	-21,0%
Pozostałe przychody operacyjne	7 539	350	-7 189	-95,4%
Pozostałe koszty operacyjne	1 208	1 007	-201	-16,6%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	240 571	52 887	-187 684	-78,0%
Przychody finansowe	7 133	6 431	-702	-9,8%
Koszty finansowe	12 391	572	-11 819	-95,4%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	235 313	58 746	-176 567	-75,0%
Podatek dochodowy	44 934	4 067	-40 867	-90,9%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	190 379	54 679	-135 700	-71,3%
EBITDA	249 310	60 966	-188 344	-75,5%

Główne czynniki zmiany EBITDA Enea Elektrownia Połaniec w III kwartale 2025 r. (spadek o 188,3 mln zł):

Segment Elektrownie Systemowe (spadek EBITDA o 90,8 mln zł):

- (-) spadek wyniku koncesji na wytwarzaniu energii elektrycznej o 48,8 mln zł
- (-) spadek przychodów z Mocy Bilansujących o 19,9 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 18,5 mln zł
- (-) spadek marży na obrocie o 14,6 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 1,7 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 11,8 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 0,9 mln zł

Segment OZE (spadek EBITDA o 99,6 mln zł):

- (-) spadek marży na produkcji energii z OZE o 95,2 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 9,1 mln zł
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży gwarancji pochodzenia o 3,3 mln zł
- (-) spadek marży Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów o 2,5 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 1,4 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 11,9 mln zł

Segment Ciepło (wzrost EBITDA o 2,0 mln zł):

- (+) wzrost marży na ciepłe o 1,9 mln zł z tytułu: +1,9 mln zł niższego kosztu CO₂, +0,8 mln zł niższych kosztów węgla, -1,2 mln zł wyższej ceny sprzedaży ciepła

10. Słowniki pojęć i skrótów

Poniżej zamieszczono słownik pojęć i wykaz skrótów używanych w treści niniejszego sprawozdania. Definicje alternatywnych pomiarów wyników oraz metodologie ich obliczania są takie same, jak definicje oraz metodologie obliczania tych samych wskaźników w sprawozdaniach z działalności/ pozostałych informacjach stanowiących elementy wcześniejszych raportów okresowych GK Enea. Wybrane definicje można również znaleźć w słowniku pojęć i skrótów dostępnym na stronie internetowej Spółki <https://ir.enea.pl/sownik>.

Informacja nt. poszczególnych wskaźników obliczanych dla okresów sprawozdawczych jest cyklicznie monitorowana oraz prezentowana w ramach kolejnych raportów okresowych Spółki. Zaprezentowane wskaźniki są typowymi wskaźnikami stosowanymi w analizie finansowej ze szczególnym uwzględnieniem branż, w których działa Grupa Kapitałowa Enea.

Wyszczególnienie	
API 2	Podstawowym wskaźnik cenowy dla kontraktów na węgiel fizyczny i pozagietdowy w północno-zachodniej Europie
CAPEX	Capital expenditures - nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe, wartości niematerialne i prawo do korzystania ze składnika aktywów
Cena pasma (BASE)	Cena kontraktu z dostawą takiego samego wolumenu energii w każdej godzinie doby
CSIRE	Centralny System Informacji Rynku Energii
EBITDA	Zysk (strata) z działalności operacyjnej + Amortyzacja + Odpis (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych
EBIT	Zysk (strata) z działalności operacyjnej
EUA (European Union Allowances)	Uprawnienie do emisji w ramach Europejskiego Systemu Handlu Emisjami
IRGIT	Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.
Koncesja na wytwarzaniu	Marża na wytwarzaniu z uwzględnieniem marży na Rynku Bilansującym
Koszty operacyjne	Amortyzacja, Koszty świadczeń pracowniczych, Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów, Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży, Usługi przesyłowe, Inne usługi obce, Podatki i opłaty
Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE)	Zbiór urządzeń przeznaczony do wytwarzania, przesyłu, rozdziatu, magazynowania i użytkowania energii elektrycznej, połączonych ze sobą funkcjonalnie w system umożliwiający realizację dostaw energii elektrycznej na terenie kraju w sposób ciągły i nieprzerwany
LZO	Licznik zdalnego odczytu
Marża na ciepłe	Marża na sprzedaży ciepła, kalkulowana jako różnica pomiędzy przychodem ze sprzedaży ciepła a jego zmiennymi kosztami wytworzenia
Marża na obrocie	Różnica pomiędzy przychodami ze sprzedaży a kosztami energii zakupionej w ramach obrotu
Marża na produkcji energii z OZE	Marża na sprzedaży energii i produkcji zielonych certyfikatów z Zielonego Bloku, kalkulowana jako różnica pomiędzy przychodem ze sprzedaży energii i z wyceny wyprodukowanych certyfikatów a kosztami zmiennymi ich wytworzenia
Marża z działalności koncesjonowanej	Pozycja uwzględniająca przychody i koszty związane z działalnością gospodarczą polegającą na dystrybucji energii elektrycznej na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na określonym terenie. Są to przede wszystkim: przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym, koszty usług przesyłowych i dystrybucyjnych, koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej i potrzeb własnych, przychody z tytułu opłat za przyłączenie do sieci Enea Operator
Marża ZB na sprzedaży/ aktualizacji zapasu zielonych certyfikatów	Marża na sprzedaży zielonych certyfikatów z Zielonego Bloku kalkulowana jako różnica pomiędzy przychodem ze sprzedaży a kosztem własnym sprzedaży certyfikatów, uwzględniająca aktualizację zapasu zielonych certyfikatów, tj. aktualizację średnioważonej ceny zapasu certyfikatów do ceny rynkowej w przypadku znacznego spadku ich ceny rynkowej
NABE	Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego
nN	Sieć niskiego napięcia, dostarczająca indywidualnym odbiorcom prąd przemienny o częstotliwości 50 Hz, pod napięciem fazowym 230 V
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSDn	Operator Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP
Prawo Energetyczne	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo Energetyczne
Prosument	Osoba, która wytwarza energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby za pomocą mikroinstalacji, a jednocześnie może ją magazynować i przekazywać nadwyżkę do sieci energetycznej
PSCMI1	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 1. Odzwierciedla poziom cen mialów energetycznych klasy 20-23/1 w sprzedaży do energetyki zawodowej i przemysłowej
RDN	Rynek Dnia Następnego (RDN) funkcjonuje od 30 czerwca 2000 r. Jest rynkiem SPOT dla energii elektrycznej w Polsce. Od początku notowań ceny na RDN stanowią odniesienie dla cen energii w kontraktach bilateralnych w Polsce. RDN przeznaczony jest dla tych spółek, które chcą w sposób aktywny i bezpieczny na bieżąco domykać swoje portfele zakupów/sprzedaży energii elektrycznej w poszczególnych godzinach doby

Wyszczególnienie	
SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (wyrażany w minutach na klienta)
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w dostawie energii (wyrażany w liczbie przerw na klienta)
SCR (Selective Catalytic Reduction)	Instalacja katalitycznego odazotowania spalin. Zasadą jej działania jest redukcja tlenków azotu do azotu atmosferycznego na powierzchni katalizatora, odbywająca się z wykorzystaniem substancji zawierającej amoniak
Skorygowana marża i pokrycia	Marża na obrocie detalicznym energią elektryczną i paliwem gazowym realizowana przez Enea S.A. wykazywana łącznie ze sprzedażą hurtową realizowaną przez Enea Trading i Enea Power&Gas Trading skorygowana prezentacyjnie o inne czynniki zależne takie jak: przychody i koszty z tytułu sprzedaży i zakupu praw do emisji CO ₂ , wycenę kontraktów CO ₂ , transakcji terminowych energii i gazu wykazywaną w działalności operacyjnej
SN	Sieć średniego napięcia, w której napięcie międzyfazowe wynosi od 1 kV do 60 kV
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WN	Sieć wysokiego napięcia. Elektroenergetyczna sieć przesyłowa, w której napięcie międzyfazowe wynosi od 60 do 200 kV (w Polsce 110 kV). Sieć do przesyłania energii elektrycznej na duże odległości
WRA	Wartość Regulacyjna Aktywów
Wynik na pozostałej działalności operacyjnej	Wynik na pozycjach: Pozostałe przychody operacyjne, Pozostałe koszty operacyjne, Zysk (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów

Podpisy Zarządu

Data zatwierdzenia i publikacji *Pozostałe informacje do rozszerzonego skonsolidowanego raportu Enea S.A. za III kwartał 2025 r.*
– 18 listopada 2025 r.

Podpisy:

Prezes Zarządu

Grzegorz Kinelski

Członek Zarządu ds. Korporacyjnych

Dalida Gepfert

Członek Zarządu ds. Handlowych

Bartosz Krysta

Członek Zarządu ds. Finansowych

Marek Lelątko