



Informacja do skróconego skonsolidowanego raportu Grupy Energa za III kwartał 2025 roku

Gdańsk, dnia 19 listopada 2025 roku

Spis treści

1. PODSUMOWANIE	3
2. PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE ENERGA	6
2.1. CHARAKTERYSTYKA DZIAŁALNOŚCI I STRUKTURA GRUPY	7
2.2. INNE INFORMACJE MOGĄCE MIEĆ ISTOTNY WPŁYW NA OCENĘ SYTUACJI MAJĄTKOWEJ, FINANSOWEJ ORAZ WYNIK FINANSOWY GRUPY	7
2.3. NAKŁADY INWESTYCYJNE I REALIZACJA KLUCZOWYCH PROJEKTÓW	8
3. SYTUACJA FINANSOWO-MAJĄTKOWA GRUPY ENERGA	11
3.1. OMÓWIENIE WIELKOŚCI EKONOMICZNO-FINANSOWYCH UJAWNIONYCH W KWARTALNYM SKONSOLIDOWANYM SPRAWOZDANIU FINANSOWYM	12
3.2. PROGNOZY WYNIKÓW FINANSOWYCH	15
3.3. CZYNNIKI WPŁYWU NA WYNIKI GRUPY ENERGA W PERSPEKTYWIE CO NAJMNIEJ JEDNEGO KWARTAŁU	15
4. DZIAŁALNOŚĆ SEGMENTÓW GRUPY ENERGA	17
4.1. LINIA BIZNESOWA DYSTRYBUCJA	18
4.1.1. DZIAŁALNOŚĆ BIZNESOWA I OPERACYJNA	18
4.1.2. WYNIKI FINANSOWE	19
4.2. LINIE BIZNESOWE NOWA ENERGETYKA, ENERGETYKA ZAWODOWA I CIEPŁOWNICTWO	21
4.2.1. DZIAŁALNOŚĆ BIZNESOWA I OPERACYJNA	21
4.2.2. WYNIKI FINANSOWE LINII BIZNESOWEJ NOWA ENERGETYKA	23
4.2.3. WYNIKI FINANSOWE LINII BIZNESOWEJ ENERGETYKA ZAWODOWA	25
4.2.4. WYNIKI FINANSOWE LINII BIZNESOWEJ CIEPŁOWNICTWO	27
4.3. LINIA BIZNESOWA DETAL	28
4.3.1. DZIAŁALNOŚĆ BIZNESOWA I OPERACYJNA	28
4.3.2. WYNIKI FINANSOWE	29
5. POZOSTAŁE INFORMACJE O SPÓŁCE	32
5.1. INFORMACJE O AKCJACH I AKCJONARIACIE ENERGI SA	33
5.2. NOTOWANIA AKCJI SPÓŁKI NA GIEŁDZIE PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH W WARSZAWIE	33
5.3. OCENY RATINGOWE	34
5.4. ZESTAWIENIE STANU AKCJI W POSIADANIU OSÓB ZARZĄDZAJĄCYCH I NADZORUJĄCYCH	34
5.5. POZOSTAŁE INFORMACJE	34
5.6. POSTĘPOWANIA TOCZĄCE SIĘ PRZED SĄDEM, ORGANEM WŁAŚCIWYM DLA POSTĘPOWANIA ARBITRAŻOWEGO LUB ORGANEM ADMINISTRACJI PUBLICZNEJ	35
5.7. ZATRUDNIENIE I SPORY ZBIOROWE	37
Spis tabel	39
Spis rysunków	39



1. PODSUMOWANIE

GRUPA ENERGA PO 9 MIESIĄCACH 2025 ROKU

Jedna z wiodących grup energetycznych
oraz niezawodny dostawca energii i usług dla 1/4 kraju,
z 46% udziałem produkcji z OZE w produkcji własnej.

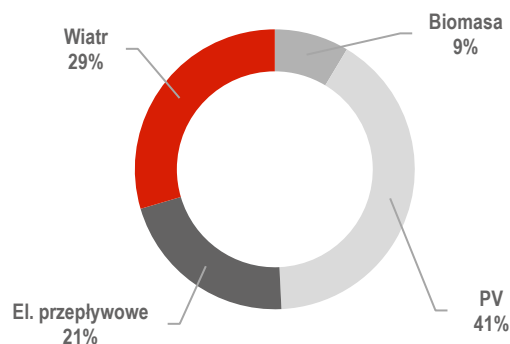


Wyniki finansowe

Przychody	EBITDA	Marża EBITDA
15 937 mln zł	3 151 mln zł	19,8%

Odnawialne źródła energii

Produkcja OZE	Moc zainstalowana	Moc zainstalowana według źródeł
1 095 GWh	955 MWe	



Dane operacyjne

Wolumen dostarczonej energii	Produkcja ee brutto	Sprzedaż detaliczna ee
 17,0 TWh	 2,4 TWh	 12,5 TWh

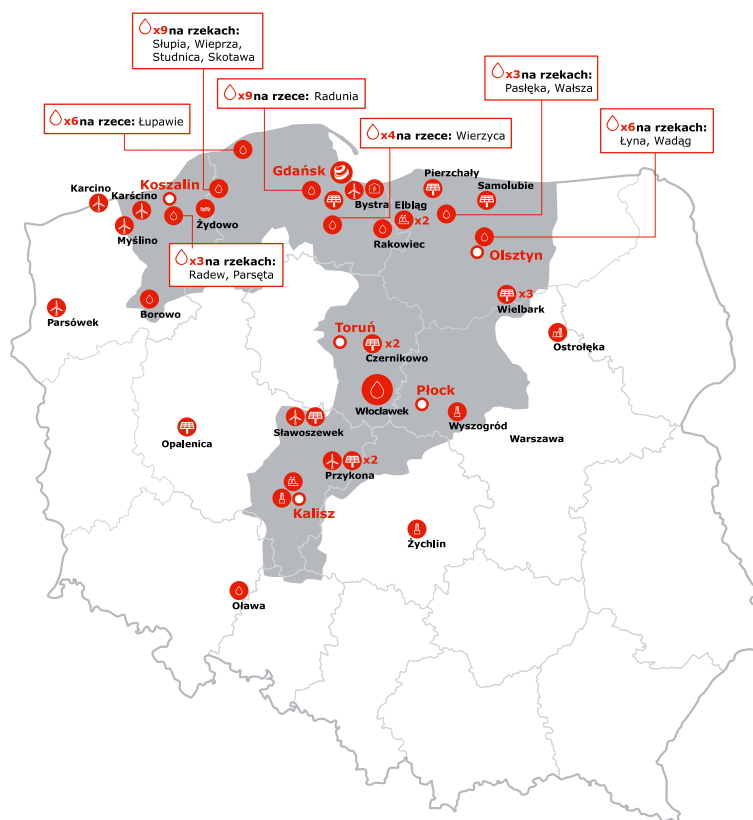
Kapitalizacja i oceny ratingowe Energi SA na 30 września 2025

Kapitalizacja	Cena akcji	Rating Fitch	Rating Moody's
5,9 mld zł	14,30 zł	BBB+	Baa1

Kluczowe zasoby

Sieć dystrybucji	Moc zainstalowana	Liczba klientów	Liczba pracowników
 200,6 tys. km	 1,75 GWe z czego 55% stanowią OZE	 Dystrybucja: 3,4 mln Sprzedaż: 3,4 mln	 9,0 tys.

-  farma wiatrowa
-  elektrownia szczytowo-pompowa
-  farma fotowoltaiczna
-  elektrociepłownia
-  elektrownia systemowa
-  ciepłownia
-  sieć ciepłownicza
-  mała elektrownia wodna
-  duża elektrownia wodna
-  magazyn energii
-  dystrybucja energii elektrycznej
-  Siedziba Energa SA
-  oddziały Energi Operatora SA



EBITDA kluczowych Linii Biznesowych

Dystrybucja	Nowa Energetyka	Energetyka zawodowa	Ciepłownictwo	Detal
2 441 mln zł	324 mln zł	136 mln zł	31 mln zł	184 mln zł

Inwestycje

Inwestycje	Nowo przyłączeni klienci	Modernizacja linii WN, SN i nN	Nowo przyłączone do sieci źródła OZE
			
3 347 mln zł Z czego Dystrybucja: 2 014 mln zł	46 tys.	2 841 km	749 MW



2. PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE ENERGA

2.1. CHARAKTERYSTYKA DZIAŁALNOŚCI I STRUKTURA GRUPY

Podstawowa działalność Grupy Kapitałowej Energa („Grupa”, „Grupa Energa”) obejmuje dystrybucję, wytwarzanie oraz obrót energią elektryczną i ciepłą, a koncentruje się w następujących liniach biznesowych:

Linia Biznesowa Dystrybucja to podstawowa dla rentowności Grupy Linia Biznesowa zajmująca się dystrybucją energii elektrycznej, która jest w Polsce działalnością regulowaną, prowadzoną w oparciu o taryfy zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Funkcję podmiotu wiodącego Linii pełni spółka Energa Operator SA („Energa Operator”, „EOP”). Grupa Energa pozostaje naturalnym monopolistą na terenie północnej i środkowej Polski, gdzie znajdują się jej aktywa dystrybucyjne, za pomocą których dostarcza energię elektryczną do 3,4 mln klientów, z czego około 3,2 mln stanowią klienci z umowami kompleksowymi, a 183 tys. to klienci TPA (ang. Third Party Access). Na koniec września 2025 roku łączna długość linii energetycznych eksploatowanych przez Grupę wynosiła prawie 201 tys. km i obejmowała swoim zasięgiem obszar blisko 75 tys. km², co stanowiło około 24% powierzchni kraju.

Linia Biznesowa Nowa Energetyka funkcjonuje w oparciu o cztery Obszary Działalności: Woda, Wiatr, PV oraz Pozostałe. Linia energię elektryczną pochodzącą ze źródeł odnawialnych zawdzięcza głównie produkcji w hydroelektrowniach i elektrowniach wiatrowych. W strukturze wytwarzania z OZE wzrasta również udział energii ze źródeł fotowoltaicznych. Zielona energia powstaje głównie w 45-ciu elektrowniach wodnych, 8-miu farmach wiatrowych oraz instalacjach fotowoltaicznych. Na koniec września 2025 roku w tej Linii zainstalowana moc elektryczna w aktywach wytwórczych OZE wynosiła 0,9 GW, z czego 0,2 GW stanowiły elektrownie wodne, 0,3 GW elektrownie wiatrowe oraz 0,4 GW elektrownie fotowoltaiczne. Dodatkowo w tej Linii funkcjonuje ESP Żydowo (klasyfikowana jako magazyn energii) o zainstalowanej mocy elektrycznej ok. 157 MW.

Linia Biznesowa Energetyka Zawodowa działa w oparciu o produkującą energię elektrownię węglową w Ostrołęce oraz trzy spółki celowe przeznaczone do wybudowania elektrowni gazowych (CCGT Grudziądz, CCGT Ostrołęka oraz CCGT Gdańsk). Na koniec września 2025 roku w tej Linii zainstalowana moc elektryczna wynosiła 0,7 GW i dotyczyła elektrowni węglowej w Ostrołęce.

Linia Biznesowa Ciepłownictwo działa głównie w oparciu o produkcję i dystrybucję energii ciepłej w pięciu lokalizacjach tj. miasto Elbląg, Kalisz, Ostrołęka, Żychlin oraz Wyszogród. Za realizację powyższego procesu odpowiadają trzy spółki (Energa Kogeneracja Sp. z o.o. – produkcja ciepła i energii, Energa Ciepło Kaliskie Sp. z o.o. – produkcja i dystrybucja ciepła oraz Energa Ciepło Ostrołęka Sp. z o.o. – dystrybucja ciepła). Na koniec września 2025 roku w tej Linii zainstalowana moc ciepła wynosiła 0,4 GW, gdzie 0,3 GW dotyczyła lokalizacji w Elblągu, a 0,2 GW miasta Kalisz. Natomiast w Ostrołęce ciepło produkuje elektrownia węglowa funkcjonująca w Linii Biznesowej Energetyka Zawodowa.

Linia Biznesowa Detal, której podmiotem wiodącym jest Energa Obrót SA („Energa Obrót”, „EOB”), prowadzi sprzedaż energii elektrycznej i dodatkowych usług (np. instalacji fotowoltaicznych, stacji ładowania pojazdów elektrycznych, pomp ciepła) zarówno jako odrębnych produktów, jak i w ramach pakietów do wszystkich segmentów klientów - od przemysłu poprzez duży, średni i mały biznes, a na gospodarstwach domowych kończąc. Na koniec września 2025 roku Grupa Energa obsługiwała około 3,4 mln odbiorców, z czego 3,1 mln stanowili klienci grupy taryfowej G, a na pozostałą część składali się klienci grup taryfowych: C, B i A, w porządku malejącym.

2.2. INNE INFORMACJE MOGĄCE MIEĆ ISTOTNY WPŁYW NA OCENĘ SYTUACJI MAJĄTKOWEJ, FINANSOWEJ ORAZ WYNIK FINANSOWY GRUPY

WPŁYW KONFLIKTÓW ZBROJNYCH NA DZIAŁALNOŚĆ GRUPY

Grupa monitoruje na bieżąco sytuację w Ukrainie oraz strefie Gazy pod kątem wpływu na jej działalność, niemniej jednak utrzymująca się duża dynamika wydarzeń sprawia, że prognozowanie dalszych skutków gospodarczych wojny obarczone jest dużym ryzykiem przyjęcia błędnych założeń. Biorąc pod uwagę dużą dynamikę zmian sytuacji geopolitycznej oraz gospodarczej i trudności w opracowaniu lub uzyskaniu jednoznacznych i wysoce prawdopodobnych prognoz ekonomicznych i finansowych, na ten moment nie jest możliwe dokładne oszacowanie potencjalnego wpływu konfliktu na działalność i wyniki finansowe Grupy. Grupa nie identyfikuje natomiast bezpośredniego negatywnego wpływu wojny w Ukrainie oraz sytuacji w strefie Gazy na wyniki finansowe osiągnięte w 3 kwartale 2025 roku. Spółki Grupy nie posiadają kontaktów biznesowych z podmiotami gospodarczymi zarejestrowanymi na terytorium Ukrainy, Rosji, Białorusi czy Izraela.

2.3. NAKŁADY INWESTYCYJNE I REALIZACJA KLUCZOWYCH PROJEKTÓW

W ciągu pierwszych 9 miesięcy 2025 roku nakłady inwestycyjne w Grupie Energa wyniosły 3 347 mln zł i były o 290 mln zł, tj. 9% wyższe niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Inwestycje Linii Biznesowej Dystrybucja stanowiły 60% wszystkich nakładów poniesionych przez Grupę i wyniosły 2 014 mln zł.

Inwestycje w Linii Biznesowej Dystrybucja obejmowały rozbudowę sieci w celu przyłączania nowych odbiorców i wytwórców, a także modernizację, których zadaniem jest poprawa niezawodności dostaw energii elektrycznej. Poniesiono także nakłady na innowacyjne technologie i rozwiązania sieciowe, takie jak m.in. projekt przebudowy sieci do standardów Smart Grid.

W Linii Biznesowej Nowa Energetyka nakłady na inwestycje wyniosły 692 mln zł, a istotny udział stanowiły zadania związane z budową nowych farm wiatrowych oraz fotowoltaicznych przez spółki celowe (m.in. Helios Polska Energa, Wena Projekt 2, Solar Serby, FW Szybowice). W zakresie pozycji Pozostałe inwestycje i korekty tej Linii Biznesowej, nakłady dotyczyły głównie prac poniesionych przez spółkę Energa Green Development związanych również z budową źródeł OZE.

W Linii Biznesowej Energetyka Zawodowa nakłady na inwestycje wyniosły 426 mln zł, a istotny udział stanowiły zadania związane z budową elektrowni gazowych w Grudziądzu, Ostrołęce oraz Gdańsku (nakłady na poziomie 385 mln zł). Dodatkowo, w elektrowni w węglowej w Ostrołęce (spółka Energa Elektrownie Ostrołęka) trwały prace związane m.in. remontem kapitalnym bloku nr 3 (nakłady na poziomie 27 mln zł) oraz dostosowaniem tego bloku do współspalania biomasy (nakłady na poziomie 9 mln zł).

W Linii Biznesowej Ciepłownictwo nakłady na inwestycje wyniosły 125 mln zł, a istotny udział stanowiły zadania związane z budową silników gazowych w Kaliszu i Elblągu (na poziomie 68 mln zł w Elblągu i 42 mln zł w Kaliszu) realizowane przez spółkę Energa Kogeneracja.

W Linii Biznesowej Detal nakłady na inwestycje wyniosły 30 mln zł, z czego największy udział miały nakłady na IT.

Stan realizacji programu inwestycyjnego za 9 miesięcy 2025 roku

Opis projektu	Nakłady inwestycyjne za 9 miesięcy 2025 roku (mln zł)
Linia Biznesowa Dystrybucja	2 014
Przyłączenie odbiorców i źródeł ee oraz związana z tym budowa nowych sieci	726
Modernizacja i odtworzenie istniejącego majątku związana z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc	961
Pozostałe nakłady inwestycyjne, kolizje i korekty	327
Linia Biznesowa Nowa Energetyka	692
Spółka Helios Polska Energa	91
Spółka Wena Projekt 2	81
Spółka Solar Serby	151
Spółka FW Szybowice	264
Spółka Energa Wytwarzanie	30
Pozostałe inwestycje i korekty	75
Linia Biznesowa Energetyka Zawodowa	426
Spółka Energa Elektrownie Ostrołęka	44
Spółka CCGT Grudziądz (budowa)	189
Spółka CCGT Ostrołęka (budowa)	116
Spółka CCGT Gdańsk (budowa)	80
Pozostałe inwestycje i korekty	-3

Linia Biznesowa Ciepłownictwo	125
Spółka Energa Kogeneracja	121
Pozostałe inwestycje i korekty	4
Linia Biznesowa Detal	30
Spółka Energa Obrót	30
Pozostałe inwestycje i korekty	0
Pozostałe spółki i korekty	60
Energa Oświetlenie	27
Energa Informatyka i Technologie	29
Pozostałe inwestycje i korekty	4
Razem	3 347

PROGRAM INWESTYCYJNY W OBSZARZE AKTYWÓW CIEPŁOWNICZYCH

W lokalizacji Elbląg w realizacji jest zadanie inwestycyjne spółki Energa Kogeneracja sp. z o.o. dot. budowy układu kogeneracyjnego: silników gazowych 3xSG10. We wrześniu 2024 roku weszła w życie umowa z generalnym wykonawcą. W okresie trzech kwartałów 2025 roku wykonawca zakończył prace mające na celu uwolnienie terenu pod planowaną inwestycję oraz sporządził niezbędną dokumentację techniczną. Wykonano fundamenty pod agregaty kogeneracyjne, sprężarki gazu oraz prace związane z fundamentowaniem i następnie budową budynku silników, budynku techniczno-elektrycznego, stacji sprężania gazu i punktu rozładunku mocznika i oleju. Realizowano prace związane z modernizacją pól rozdzielni R110 kV w zakresie układu wyprowadzenia mocy z układu kogeneracyjnego. Zainstalowano komin 3-przewodowy stanowiący główny element układu wyprowadzenia spalin. Zakończono także montaż silników spalinowych w fabryce producenta.

W lokalizacji Kalisz finalizowany jest kontrakt na budowę kotłowni rezerwowo-szczytowej o mocy cieplnej 50 MWt oraz stacji uzdatniania wody. W dniu 4 kwietnia 2025 roku przekazano nową kotłownię do eksploatacji. Uzyskano koncesję z URE na wytwarzanie ciepła dla nowej kotłowni. Kotłownia gazowa jest w dyspozycji do pracy na potrzeby systemu ciepłowniczego w Kaliszu w nadchodzącym sezonie grzewczym. Finalizowane były również prace dot. budowy układu kogeneracyjnego opartego o silniki gazowe 2xSG10. W trzecim kwartale 2025 roku zakończono rozruchy instalacji oraz przeprowadzono ruch próbny. W dniu 27.08.2025 roku dokonano protokolarnego przejścia inwestycji do eksploatacji. Jeszcze w lipcu 2025 roku Energa Kogeneracja złożyła do URE, w części dokumentów ogólnych i organizacyjnych, wniosek o wydanie koncesji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła dla nowego układu kogeneracyjnego.

W trakcie trzech kwartałów 2025 roku realizowane były także inwestycje rozwojowe i modernizacyjne w obszarze sieci ciepłowniczych.

PROJEKT BUDOWY ELEKTROWNI CCGT OSTROŁĘKA

Projekt CCGT Ostrołęka realizowany jest w oparciu o umowę z dnia 25 czerwca 2021 roku, zawartą z konsorcjum General Electric Global Services, GmbH i GE Power Sp. z o.o., której przedmiotem jest budowa elektrowni gazowo-parowej (CCGT) o mocy 745 MWe netto. Elektrownia budowana jest w Ostrołęce na terenie pierwotnie wykorzystanym w projekcie budowy bloku węglowego. W grudniu 2021 roku w wyniku aukcji głównej rynku mocy na 2026 rok CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. zawarła umowę mocową (695,951 MW) na okres 17 lat. W dniu 24 marca 2022 roku CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. wydała generalnemu wykonawcy inwestycji tzw. Polecenie Rozpoczęcia dotyczące prac związanych z budową elektrowni gazowo-parowej. W dniu 29 czerwca 2023 roku została zawarta umowa kredytowa na finansowanie budowy z konsorcjum polskich i zagranicznych instytucji finansowych, a w dniu 3 października 2023 roku podpisany został aneks do umowy z dnia 25 czerwca 2021 roku z generalnym wykonawcą inwestycji, na mocy którego m.in. zwiększone zostało wynagrodzenie generalnego wykonawcy z ok. 2,5 mld zł do ok. 2,85 mld zł netto. Trwa etap budowy. W trzecim kwartale 2025 roku dokonano odbiorów kolejnego zakresu prac generalnego wykonawcy. Identyfikujemy ryzyko niezrealizowania projektu w terminie zakomunikowanym w RB 26/2023. Prowadzimy negocjacje z Generalnym Wykonawcą, które mają doprowadzić do możliwie jak najszybszego oddania bloku do eksploatacji.

PROJEKT BUDOWY ELEKTROWNI CCGT GRUDZIĄDZ

W grudniu 2021 roku w wyniku aukcji głównej rynku mocy na 2026 rok CCGT Grudziądz Sp. z o.o. zawarła umowę mocową (518,370 MW) na okres 17 lat. Dnia 18 maja 2022 roku CCGT Grudziądz sp. z o.o. podpisała umowę z generalnym wykonawcą inwestycji - konsorcjum spółek z grupy Siemens oraz spółką Metlen (dawniej Mytilineos). W dniu 24 czerwca 2022 roku spółka przekazała teren budowy generalnemu wykonawcy tej inwestycji. Trwa budowa bloku. W trzecim kwartale 2025 roku dokonano odbiorów kolejnych odcinków prac generalnego wykonawcy. Identyfikujemy opóźnienie w realizacji projektu względem terminu zakomunikowanego w RB 28/2022. Prowadzimy rozmowy z Generalnym Wykonawcą, które mają doprowadzić do możliwie jak najszybszego oddania bloku do eksploatacji.

PROJEKT BUDOWY ELEKTROWNI CCGT GRUDZIĄDZ B02

Projekt polega na zakończeniu etapu przygotowania oraz budowie drugiego bloku gazowo-parowego o mocy ok. 560 MWe netto zlokalizowanego w Grudziądzu, w sąsiedztwie budowanego bloku nr 1. W trzecim kwartale 2025 roku prowadzone były m.in. działania przygotowawcze pod kątem uzyskania statusu gotowości do przystąpienia do aukcji dogrywkowej Rynku Mocy na okres dostaw od 2029 roku. W lipcu 2025 roku w wyniku aukcji dogrywkowej rynku mocy na okres dostaw od 2029 roku spółka CCGT Grudziądz Sp. z o.o. zawarła umowę mocową (525,224 MW) na okres 17 lat. W trzecim kwartale 2025 r. Projekt przeszedł do fazy realizacji. W dniu 15 września 2025 roku spółka CCGT Grudziądz Sp. z o.o. zawarła z konsorcjum firm Siemens Energy Global GmbH & Co.KG oraz Siemens Energy Sp. z o.o. umowę dotyczącą zaprojektowania i budowy w Grudziądzu drugiego bloku gazowo-parowego za szacunkową kwotę ok. 3,1 mld zł. Nowa inwestycja będzie zlokalizowana obok budowanego obecnie bloku gazowo-parowego o takiej samej mocy. Wraz z ww. umową zawarta została pomiędzy spółką CCGT Grudziądz Sp. z o.o., a Siemens Energy Sp. z o.o. długoterminowa umowa na świadczenie usług serwisowych CCGT Grudziądz B02 (w terminie do maksymalnie 20 lat od daty przekazania elektrowni do eksploatacji).

PROJEKT BUDOWY ELEKTROWNI CCGT GDAŃSK

W trzecim kwartale 2025 roku prowadzone były m.in. działania przygotowawcze pod kątem uzyskania statusu gotowości do przystąpienia do aukcji dogrywkowej Rynku Mocy na okres dostaw od 2029 roku. W lipcu 2025 roku w wyniku aukcji dogrywkowej rynku mocy na okres dostaw od 2029 roku spółka CCGT Gdańsk Sp. z o.o. zawarła umowę mocową (525,224 MW) na okres 17 lat. W trzecim kwartale 2025 r. Projekt przeszedł do fazy realizacji. W dniu 15 września 2025 roku spółka CCGT Gdańsk Sp. z o.o. podpisała z konsorcjum firm Polimex Mostostal S.A., Siemens Energy Global GmbH & Co.KG oraz Siemens Energy Sp. z o.o. umowę dotyczącą zaprojektowania i budowy w Gdańsku elektrowni gazowo-parowej (CCGT) o mocy ok. 561 MWe netto za szacunkową kwotę ok. 3 mld zł. Wraz z ww. umową zawarta została pomiędzy spółką CCGT Gdańsk Sp. z o.o., a Siemens Energy Sp. z o.o. długoterminowa umowa o świadczenie usług serwisowych elektrowni CCGT w Gdańsku (w terminie do maksymalnie 20 lat od daty przekazania elektrowni do eksploatacji).

PROJEKT FW SZYBOWICE

W maju 2025 roku zakończono konstrukcyjny montaż 17 turbin wiatrowych w Szybowicach, o łącznej mocy zainstalowanej 37,4 MW. Uzyskano pozwolenie na podanie napięcia dla FW Szybowice, rozpoczęto podawanie napięcia na poszczególne turbiny wiatrowe. We wrześniu 2025 r. dokonano odbioru końcowego i uzyskano pozwolenie na użytkowanie.

PROJEKTY FUZZI I PRZEJĘĆ OZE

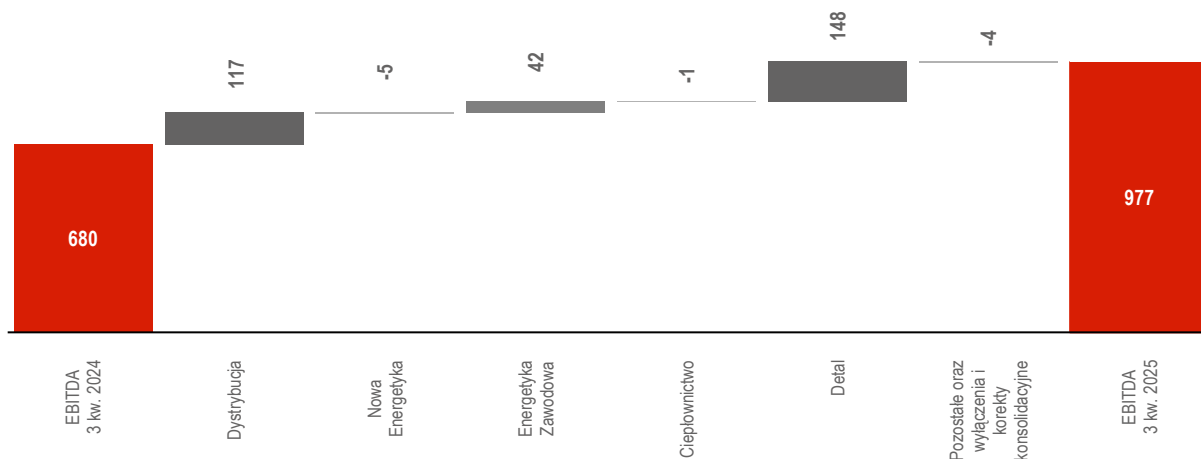
- 16 kwietnia 2025 roku, Energa Wytwarzanie zawarła umowę przyrzeczoną na zakup od Grupy Greenvolt, Projektu Sompolno, obejmującego turbiny wiatrowe o mocy 27 MW i instalację fotowoltaiczną o mocy 10 MW (woj. wielkopolskie).
- 16 maja 2025 roku Energa Green Development zawarła umowę przyrzeczoną na zakup od Grupy Neo, Projektu Serby, obejmującego instalację fotowoltaiczną o mocy 112 MW (woj. dolnośląskie). W dniu podpisania umowy nabycia spółki, wydano też pozwolenie na rozpoczęcie prac. Zakończenie budowy farmy zaplanowane jest na czerwiec 2026 roku.



3. SYTUACJA FINANSOWO-MAJĄTKOWA GRUPY ENERGA

3.1. OMÓWIENIE WIELKOŚCI EKONOMICZNO-FINANSOWYCH UJAWNIONYCH W KWARTALNYM SKONSOLIDOWANYM SPRAWOZDANIU FINANSOWYM

Rysunek 1: EBITDA bridge w podziale na linie biznesowe (mln zł)



EBITDA Grupy w III kwartale 2025 roku wyniosła 977 mln zł i była o 297 mln zł (44%) wyższa niż w analogicznym okresie roku poprzedniego.

Największy wzrost EBITDA, o 148 mln zł do poziomu 60 mln zł, odnotowano w Linii Biznesowej Detal w wyniku wyższej marży na sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych (efekt mniej niekorzystnego wpływu regulacji w zakresie cen energii elektrycznej w III kwartale 2025 roku względem III kwartału 2024 roku, a także korzystniejszej dla Energa Obrót SA taryfy Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dla gospodarstw domowych w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego). Ponadto, negatywnie na zmianę EBITDA w porównaniu z III kwartałem 2024 roku wpłynęła zmiana stanu rezerw na kontrakty rodzące obciążenia związanych z regulacjami w zakresie cen energii elektrycznej.

Z kolei poprawę EBITDA o 117 mln zł zanotowała Linia Biznesowa Dystrybucja i był to przede wszystkim efekt niższej r/r ceny zakupu energii elektrycznej na pokrycie strat sieciowych.

Również Linia Biznesowa Energetyka Zawodowa zanotowała EBITDA r/r wyższą o 42 mln zł głównie przez elektrownie węglową w Ostrołęce. Powyższe wynikało głównie z niższych cen zużytego węgla oraz wyższego wolumenu produkcji (wyższe wymuszenie przez Operatora Sieci Przesyłowej).

Największy udział w EBITDA Grupy w III kwartale 2025 roku miała Linia Biznesowa Dystrybucja (82%), natomiast udział Linii Biznesowej Nowa Energetyka ukształtował się na poziomie 11%. Linia Biznesowe Detal osiągnęła 6%. Wpływ pozostałych Linii Biznesowych na wyniku Grupy był mniej istotny.

Zysk z działalności operacyjnej („EBIT”) Grupy w III kwartale 2025 roku wyniósł 607 mln zł i był o 246 mln zł wyższy niż w analogicznym okresie 2024 roku. Największy wpływ na zmianę wyniku EBIT r/r miały czynniki operacyjne opisane powyżej.

Wynik na działalności finansowej w III kwartale 2025 roku był wyższy o 17 mln r/r. Wyższe saldo było efektem korzystnej zmiany na różnicach kursowych.

W efekcie zysk netto Grupy w III kwartale 2025 roku wyniósł 326 mln zł w porównaniu do 78 mln zł w analogicznym okresie 2024 roku (wzrost o 248 mln zł).

W III kwartale 2025 roku przychody ze sprzedaży Grupy wyniosły 5 029 mln zł (w tym 149 mln zł z tytułu rekompensat od Zarządcy Rozliczeń pokrywających ubytek przychodów od klientów objętych regulacjami w zakresie cen energii elektrycznej) i były niższe od przychodów osiągniętych w analogicznym okresie 2024 roku o 4%, tj. o 195 mln zł. Głównym czynnikiem wpływającym na obniżenie przychodów r/r były niższe ceny sprzedaży energii elektrycznej, co było odzwierciedleniem spadku cen na rynku. Łączne przychody Grupy Energa z Rynku Mocy w III kwartale 2025 roku wyniosły 83 mln zł (238 mln zł w okresie 9 miesięcy 2025 roku), wobec 65 mln zł w III kwartale 2024 roku (246 mln zł w okresie 9 miesięcy 2024 roku).

EBITDA Grupy w okresie 9 miesięcy 2025 roku wyniosła 3 151 mln zł w porównaniu do 2 805 mln zł w analogicznym okresie 2024 roku. Największy wzrost zanotowała Linia Biznesowa Energetyka Zawodowa, której EBITDA wzrosła o 271 mln zł i wynikało to z (podobnie jak w III kwartale r/r) z wyższych wyników elektrowni w Ostrołęce z racji na efekt cenowy związany m.in. z zużyciem tańszego r/r węgla przez to aktywno przy relatywnie wyższym wymuszeniu produkcji przez Operatora Sieci Przesyłowej. Z kolei Dystrybucja osiągnęła EBITDA wyższą o 143 mln zł, co było przede wszystkim efektem niższej r/r ceny zakupu energii elektrycznej na pokrycie strat sieciowych. Wzrost EBITDA zanotowała także Linia Biznesowa Detal (wzrost o 70 mln zł), co było głównie efektem wzrostu marży na sprzedaży energii elektrycznej (efekt mniej niekorzystnego wpływu regulacji w zakresie cen energii elektrycznej oraz korzystniejszej taryfy Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dla gospodarstw domowych) przy negatywnym wpływie zmiany stanu rezerw na kontrakty rodzące obciążenia związanych z regulacjami w zakresie cen energii elektrycznej.

Poniżej zaprezentowano wpływ znaczących zdarzeń o nietypowym charakterze obciążających wynik EBITDA:

Tabela 1: Poziom EBITDA skorygowany o wpływ istotnych zdarzeń jednorazowych (mln zł)

EBITDA	(mln PLN)
III kw. 2025	
EBITDA	977
Skorygowana EBITDA	1 063
w tym:	
Rezerwa na kontrakty rodzące obciążenia	87
III kw. 2024	
EBITDA	680
Skorygowana EBITDA	686

EBITDA	(mln PLN)
9 m-cy 2025	
EBITDA	3 151
Skorygowana EBITDA	3 249
w tym:	
Rezerwa na kontrakty rodzące obciążenia	87
9 m-cy 2024	
EBITDA	2 805
Skorygowana EBITDA	2 748
w tym:	
Zysk na zmianie struktury udziałowej w związku z zakupem udziałów w Elektrowni Ostrołęka Sp. z o.o.	(42)

Na dzień 30 września 2025 roku suma bilansowa Grupy Energa wyniosła 36 229 mln zł i była wyższa o 590 mln zł w stosunku do stanu na koniec 2024 roku.

W ramach aktywów trwałych najistotniejsza zmiana dotyczyła wzrostu wartości rzeczowych aktywów trwałych i związana była w szczególności z nakładami poniesionymi w Linii Biznesowej Dystrybucja (nakłady na rozbudowę i modernizację sieci oraz przyłączenie odbiorców i źródeł energii elektrycznej), Linii Biznesowej Nowa Energetyka (w szczególności nakłady związane z budową nowych farm wiatrowych oraz fotowoltaicznych) oraz Energetyka Zawodowa (nakłady na budowę źródeł wytwórczych w spółkach CCGT Ostrołęka i CCGT Grudziądz).

Na zmniejszenie wartości aktywów obrotowych w stosunku do końca 2024 roku wpływ miał przede wszystkim spadek poziomu należności z tytułu dostaw i usług, który dotyczył głównie spółki Energa Obrót i związany był w szczególności ze spadkiem należności od Zarządcy Rozliczeń oraz spadkiem cen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Na spadek należności od Zarządcy rozliczeń wpływ miały - finalne rozliczenie rekompensat za 2022 i 2023 rok, a także zmniejszenie się (w porównaniu do I półrocza 2024 roku) różnicy pomiędzy ceną taryfową Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki a ceną „ustawową” energii elektrycznej.

Kapitał własny Grupy Energa na dzień 30 września 2025 roku wyniósł 13 767 mln zł i finansował Grupę w 38%.

W ramach zobowiązań najistotniejsze zmiany dotyczyły pozycji kredyty i pożyczki, co związane było głównie z otrzymaniem przez Energa Operator pożyczki z Krajowego Planu Odbudowy („KPO”) na wsparcie programu modernizacji i cyfryzacji sieci energetycznej oraz ze wzrostem zadłużenia dotyczącego finansowania nakładów na budowę nowych źródeł wytwórczych zarówno odnawialnych (wiatrowych i fotowoltaicznych), jak i niskoemisyjnych źródeł konwencjonalnych (elektrownie gazowo-parowe). Dodatkowo w związku z preferencyjnym oprocentowaniem pożyczki z KPO, skutkującym uznaniem jej w części za dotację rządową, nastąpił wzrost wartości dotacji, prezentowanych w pozycji rozliczenia międzyokresowe i dotacje.

W ramach zobowiązań krótkoterminowych na uwagę zasługuje zmiana zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz zobowiązań z tytułu umów. W obu przypadkach spadek dotyczył w szczególności spółki Energa Obrót. To głównie efekt niższej ceny zakupu energii elektrycznej oraz finalnego rozliczenia z Zarządcą Rozliczeń w związku z przepisami limitującymi ceny energii. Dodatkowo w ramach zobowiązań krótkoterminowych na uwagę zasługuje zmiana wartości pozostałych zobowiązań finansowych krótkoterminowych, gdzie spadek w stosunku do końca roku 2024 spowodowany był głównie zmniejszeniem zobowiązań z tytułu nabycia rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych oraz zobowiązań z tytułu cash poolingu.

Łączne przepływy netto środków pieniężnych z działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej Grupy w okresie 9 miesięcy 2025 roku były ujemne i wyniosły (43) mln zł, wobec dodatnich przepływów w wysokości 84 mln zł w analogicznym okresie 2024 roku.

Wartość przepływów z działalności operacyjnej w okresie 9 miesięcy 2025 roku wyniosła 4 291 mln zł wobec 2 919 mln zł w tożsamym okresie 2024 roku. Dodatnie przepływy z działalności operacyjnej w okresie 9 miesięcy 2025 roku wynikały przede wszystkim z wypracowanego zysku brutto w kwocie 1 474 mln zł (wobec 1 261 mln zł w okresie 9 miesięcy 2024 roku) oraz dodatniej zmiany stanu kapitału pracującego wynoszącej 1 205 mln zł, na którą wpływ miał głównie spadek należności z tytułu dostaw i usług (w analogicznym okresie 2024 roku była ona również dodatnia i wyniosła 289 mln zł).

Przepływy netto z działalności inwestycyjnej w okresie 9 miesięcy 2025 roku wyniosły (3 921) mln zł, wobec (3 666) mln zł w analogicznym okresie 2024 roku. Wynikały one przede wszystkim z wydatków na zakup rzeczowych aktywów trwałych oraz wartości niematerialnych, które w okresie 9 miesięcy 2025 roku wyniosły (3 775) mln zł, wydatków na nabycie udziałów w jednostkach zależnych, głównie VRW11 Sp. z o.o. i Solar Serby Sp. z o.o. (pomniejszonych o środki pieniężne), w łącznej kwocie (105) mln zł oraz ujemnych przepływów netto z tytułu cash poolingu w kwocie (79) mln zł.

Przepływy pieniężne z działalności finansowej w okresie 9 miesięcy 2025 roku były ujemne i wyniosły (413) mln zł i wynikały głównie z ujemnych przepływów netto z tytułu cash poolingu w kwocie (1 675) mln zł, ze spłaty obecnych kredytów i pożyczek w kwocie (608) mln zł, spłaty zadłużenia leasingowego w kwocie (82) mln zł oraz bieżących płatności odsetkowych w kwocie (784) mln zł. Ujemne przepływy pieniężne z działalności finansowej zostały częściowo skompensowane dodatnimi przepływami wynikającymi z zaciągnięcia nowych zobowiązań finansowych w kwocie 1 770 mln zł (z czego kwota 399 mln zł dotyczy pożyczki otrzymanej przez Energa Operator z KPO) oraz otrzymanych dotacji w łącznej kwocie 992 mln zł (z czego kwota 934 mln zł dotyczy pożyczki z KPO). Przepływy pieniężne z działalności finansowej w analogicznym okresie 2024 roku były dodatnie i wyniosły 831 mln zł, co wynikało głównie z zaciągnięcia nowych zobowiązań finansowych w kwocie 2 347 mln zł, które zostało częściowo skompensowane spłatą zaciągniętego zadłużenia w kwocie (631) mln zł, ujemnymi przepływami netto z tytułu cash poolingu w kwocie (209) mln zł oraz płatnościami odsetkowymi w kwocie (536) mln zł.

Tabela 2: Wskaźniki finansowe Grupy Energa

Wskaźnik	Definicja	9 m-cy 2024	9 m-cy 2025
Rentowność			
marża EBITDA	wynik na działalności operacyjnej + amortyzacja + odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych / przychody ze sprzedaży (z uwzględnieniem przychodów z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny)	16,7%	19,8%
rentowność kapitałów własnych (ROE)	zysk netto za okres* / kapitał własny na koniec okresu	-0,8%	3,8%
rentowność sprzedaży (ROS)	zysk netto za okres / przychody ze sprzedaży (z uwzględnieniem przychodów z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny)	5,4%	7,3%
rentowność majątku (ROA)	zysk netto za okres* / aktywa ogółem na koniec okresu	-0,3%	1,5%

* zysk netto za ostatnie 12 miesięcy

Wskaźnik	Definicja	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 30 września 2025
Płynność			
wskaźnik płynności bieżącej	aktywa obrotowe/zobowiązania krótkoterminowe	0,9	0,9
Zadłużenie			
zobowiązania finansowe (mln zł)	suma zobowiązań z tytułu kredytów i pożyczek, dłużnych papierów wartościowych oraz zobowiązań z tytułu cashpoolingu i leasingu, zarówno długo- i krótkoterminowych	15 435	15 140
zobowiązania finansowe netto (mln zł)	zobowiązania finansowe - środki pieniężne i ich ekwiwalenty - należności z tytułu cashpoolingu	13 486	13 155
wskaźnik długu netto/EBITDA*	zobowiązania finansowe netto/EBITDA	3,3	2,6

* EBITDA za ostatnie 12 miesięcy skorygowana o zdarzenia jednorazowe; wartość zobowiązań finansowych netto oraz EBITDA ujęte w kalkulacji wskaźnika dług netto / EBITDA uwzględniają kluczowe elementy zdefiniowane w umowach o finansowanie.

Wskaźnik dług netto/EBITDA na koniec III kwartału 2025 roku ukształtował się na niższym poziomie niż na koniec analogicznego 2024 roku. Wpłynęła na to przede wszystkim wyższa uroczniona EBITDA, a także nieco niższy poziom zobowiązań finansowych netto na dzień 30 września 2025 roku w stosunku do 31 grudnia 2024 roku.

EBITDA za 9 miesięcy 2025 roku wzrosła w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego (czynniki wpływające na tę zmiany zostały opisane w części dotyczącej omówienia wielkości finansowych). Z kolei przychody ze sprzedaży były niższe r/r. W związku z tym, wskaźnik marża EBITDA uległ poprawie. Wskaźniki rentowności bazujące na urocznionym zysku netto (ROE, ROA) poprawiły się istotnie w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego i stały się dodatnie. Negatywne wskaźniki w roku poprzednim były efektem zdarzeń jednorazowych związanych z regulacjami w zakresie cen sprzedaży energii elektrycznej dla niektórych odbiorców końcowych, które dociążyły wynik netto IV kwartału 2023 roku, a także słabszego wyniku netto Grupy w 2024 roku.

Wskaźnika bieżącej płynności utrzymał się na niezmiennym poziomie r/r.

3.2. PROGNOZY WYNIKÓW FINANSOWYCH

Zarząd Spółki nie publikował prognoz dla jednostkowych i skonsolidowanych wyników finansowych za rok obrotowy 2025.

3.3. CZYNNIKI WPŁYWU NA WYNIKI GRUPY ENERGA W PERSPEKTYWIE CO NAJMNIJ JEDNEGO KWARTAŁU

Zdaniem Zarządu Spółki, następujące czynniki będą oddziaływać na wyniki i na działalność Spółki oraz Grupy Energa w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału.

Rysunek 2: Czynniki wpływu na wyniki Grupy Energa w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału

Wpływ trwających wojen i innych napięć geopolitycznych na rynek energetyczny	Czynniki makro (inflacja, stopy procentowe)	Poziom taryf na dystrybucję, sprzedaż energii elektrycznej oraz ciepła, a także regulacje w zakresie cen energii elektrycznej i rynku bilansującego
Kształtowanie się cen energii elektrycznej	Kształtowanie się cen uprawnień do emisji CO ₂ oraz węgla	Poziom produkcji energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych
Wysoka zmienność produkcji energii z OZE, co wpływa na koszt bilansowania portfela energii	Warunki pogodowe i hydrometeorologiczne	Realizacja planu inwestycyjnego Grupy Energa



4. DZIAŁALNOŚĆ SEGMENTÓW GRUPY ENERGA

Wyniki finansowe Grupy Energa w podziale na Linie Biznesowe przedstawiały się następująco:

Tabela 3: Wyniki EBITDA Grupy Energa w podziale na Linie Biznesowe (mln zł)

w mln zł	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana (%)
Dystrybucja	689	806	117	17%
Nowa Energetyka	108	103	(5)	-5%
Energetyka Zawodowa	(38)	4	42	> 100%
Ciepłownictwo	(7)	(8)	(1)	-14%
Detal	(88)	60	148	> 100%
Pozostałe oraz wyłączenia i korekty konsolidacyjne	16	12	(4)	-25%
EBITDA Razem	680	977	297	44%

w mln zł	9 m-cy 2024	9 m-cy 2025	Zmiana 2025/2024	Zmiana 2025/2024 (%)
Dystrybucja	2 298	2 441	143	6%
Nowa Energetyka	431	324	(107)	-25%
Energetyka Zawodowa	(135)	136	271	> 100%
Ciepłownictwo	11	31	20	> 100%
Detal	114	184	70	61%
Pozostałe oraz wyłączenia i korekty konsolidacyjne	86	35	(51)	-59%
EBITDA Razem	2 805	3 151	346	12%

4.1. LINIA BIZNESOWA DYSTRYBUCJA

4.1.1. DZIAŁALNOŚĆ BIZNESOWA I OPERACYJNA

Tabela 4: Dystrybucja energii elektrycznej według grup taryfowych (GWh)

Dystrybucja energii elektrycznej wg grup taryfowych (sprzedaż zafakturowana) w GWh	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana (%)	9 m-cy 2024	9 m-cy 2025	Zmiana 2025/2024	Zmiana 2025/2024 (%)
Grupa taryfowa A (WN)	908	837	(71)	-8%	2 688	2 744	55	2%
Grupa taryfowa B (SN)	2 233	2 220	(12)	-1%	6 701	6 694	(7)	-0%
Grupa taryfowa C (nN)	950	938	(13)	-1%	2 947	2 937	(9)	-0%
Grupa taryfowa G (nN)	1 325	1 384	59	4%	4 556	4 650	94	2%
Dystrybucja energii razem	5 416	5 378	(38)	-1%	16 892	17 025	133	1%

Grupa taryfowa A – najwięksi klienci, przyłączeni do sieci wysokiego napięcia (110 kV) np. huty, kopalnie, stocznie i inne duże zakłady przemysłowe; Grupa taryfowa B – duże zakłady przemysłowe przyłączone do sieci średniego napięcia (od 1 kV do 60 kV), np. fabryki, szpitale, centra handlowe, obiekty wypoczynkowe i rozrywkowe; Grupa taryfowa C – klienci instytucjonalni przyłączeni do sieci niskiego napięcia (do 1 kV), np. banki, sklepy, kliniki, punkty handlowe i usługowe, oświetlenie ulic; Grupa taryfowa G – gospodarstwa domowe i podobni odbiorcy, niezależnie od napięcia zasilania.

W III kwartale 2025 roku zanotowano niewielki spadek wolumenu dystrybucji energii elektrycznej o 1% r/r. Spadek ten dotyczył przede wszystkim grupy A.

W okresie 9 miesięcy 2025 roku wolumen dostarczonej przez Grupę energii elektrycznej był wyższy w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego średnio o 1%. Największy wzrost wolumenu nastąpił w grupie A (co związane było z wyższym nieplanowanym poborem energii elektrycznej przez niektórych klientów) oraz grupie G.

Tabela 5: Wielkość wskaźników SAIDI i SAIFI

	SAIDI			SAIFI		
	Nieplanowane z katastrofalnymi	Planowane	Razem	Nieplanowane z katastrofalnymi	Planowane	Razem
	Liczba minut na odbiorcę we wskazanym okresie			Zakłócenia na odbiorcę we wskazanym okresie		
III kw. 2024	52,4	8,5	60,9	0,70	0,05	0,76
III kw. 2025	24,5	8,1	32,6	0,61	0,05	0,67
Zmiana	(27,9)	(0,4)	(28,3)	(0,09)	(0,00)	(0,09)
Zmiana (%)	-53%	-5%	-46%	-13%	-0%	-12%
9 m-cy 2024	104,3	22,1	126,4	1,62	0,13	1,75
9 m-cy 2025	90,3	21,0	111,3	1,62	0,14	1,77
Zmiana 2025/2024	(14,0)	(1,1)	(15,1)	0,00	0,01	0,01
Zmiana 2025/2024 (%)	-13%	-5%	-12%	0%	7%	1%

Grupa Energa osiągnęła w III kwartale 2025 roku niższy poziom wskaźników SAIDI i SAIFI, przede wszystkim w zakresie przerw nieplanowanych.

Z kolei za 9 miesięcy 2025 roku Grupa osiągnęła niższy poziom wskaźnika SAIDI (planowane i nieplanowane z katastrofalnymi) 111,3 minut na odbiorcę wobec 126,4 minut na odbiorcę w analogicznym okresie 2024 roku. Z kolei wartość wskaźnika SAIFI była na zbliżonym poziomie r/r. W roku 2024, w szczególności w III kwartale, odnotowano zwiększoną częstość i ilości awarii spowodowanych niekorzystnymi warunkami pogodowymi.

4.1.2. WYNIKI FINANSOWE

Rysunek 3: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja Grupy Energa (mln zł)

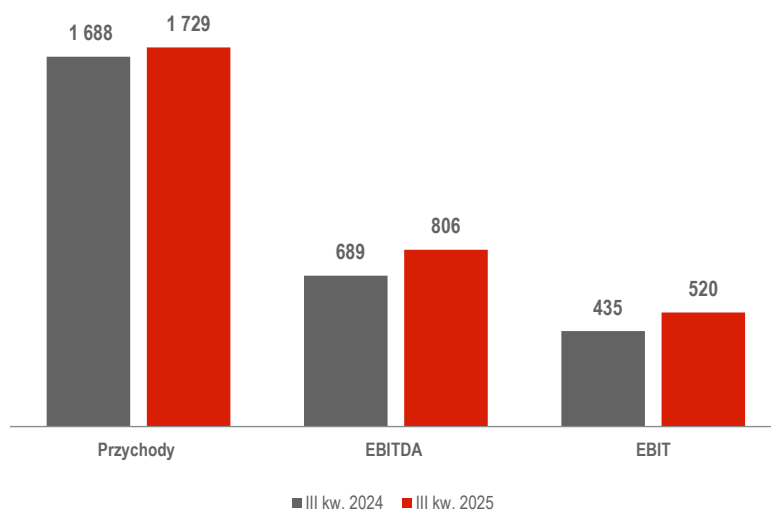
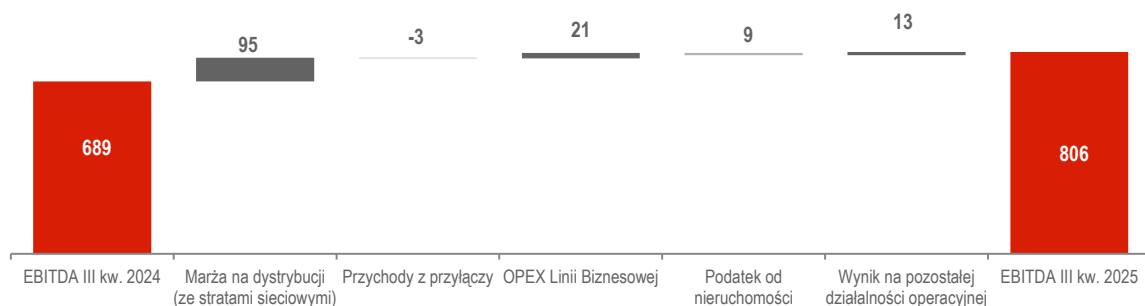


Tabela 6: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)

w mln zł	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	1 688	1 729	41	2%
EBITDA	689	806	117	17%
amortyzacja	254	286	32	13%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	-
EBIT	435	520	85	20%
CAPEX	651	747	96	15%

w mln zł	9 m-cy 2024	9 m-cy 2025	Zmiana 2025/2024	Zmiana 2025/2024 (%)
Przychody	5 218	5 369	151	3%
EBITDA	2 298	2 441	143	6%
amortyzacja	752	833	81	11%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	-
EBIT	1 546	1 608	62	4%
CAPEX	1 622	2 014	392	24%

Rysunek 4: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)



Linia Biznesowa Dystrybucja wypracowała w III kwartale 2025 roku 82% EBITDA Grupy Energa (wobec blisko 101% w III kwartale 2024 roku).

Przychody ze sprzedaży Linii Biznesowej Dystrybucja w III kwartale 2025 roku wyniosły 1 729 mln zł, co oznacza 2% wzrostu r/r, który spowodowany był przede wszystkim wyższą średnią ceną usługi dystrybucyjnej r/r.

EBITDA tej Linii wyniosła 806 mln zł i była wyższa niż w analogicznym okresie roku poprzedniego o 117 mln zł, tj. 17%. Istotny wpływ na wzrost wyniku EBITDA miał wzrost marży na dystrybucji o 95 mln zł (z uwzględnieniem strat sieciowych). Był to przede wszystkim efekt niższej r/r ceny zakupu energii elektrycznej na pokrycie strat sieciowych przy wyższych stawkach taryfowych.

Pozostałe czynniki wpływające na zmianę poziomu wyniku operacyjnego EBIT to m.in. niższe koszty OPEX w III kwartale 2025 roku - w związku z wyższym poziomem prac dotyczących inwestycji w infrastrukturę sieciową nastąpiło w większym stopniu zaangażowanie zasobów własnych Spółki w prace inwestycyjne. Dodatkowo wpływ na kształtowanie wyniku EBIT r/r miało wyższe saldo pozostałej działalności operacyjnej, w tym przede wszystkim wyższy przychody z dotacji.

Nakłady inwestycyjne tej Linii wyniosły w III kwartale 2025 roku 747 mln zł i były wyższe o 15% niż w analogicznym okresie 2024 roku.

Za 9 miesięcy 2025 roku EBITDA Linii Biznesowej Dystrybucja wyniosła 2 441 mln zł wobec 2 298 mln zł w analogicznym okresie roku ubiegłego. Istotny wpływ na ukształtowanie się wyniku operacyjnego miała wyższa o 293 mln zł marża na dystrybucji (ze stratami sieciowymi), co było efektem korzystnej ceny zakupu energii na pokrycie strat sieciowych, a także wyższego wolumenu i średniej ceny usługi dystrybucyjnej (co było m.in. efektem zatwierdzenia przez Prezesa URE taryfy 2025 roku uwzględniającej potrzeby EOP związane z wysokimi nakładami inwestycyjnymi). Przeciwny wpływ na EBITDA miały wyższe koszty OPEX (przede wszystkim koszty świadczeń pracowniczych w związku z presją na wzrost wynagrodzeń) oraz niższe przychody z opłaty przyłączeniowej.

4.2. LINIE BIZNESOWE NOWA ENERGETYKA, ENERGETYKA ZAWODOWA I CIEPŁOWNICTWO

4.2.1. DZIAŁALNOŚĆ BIZNESOWA I OPERACYJNA

Tabela 7: Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh)

Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh)	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana (%)	9 m-cy 2024	9 m-cy 2025	Zmiana 2025/2024	Zmiana 2025/2024 (%)
Elektrownie - węgiel kamienny	277	378	100	36%	734	1 174	440	60%
Elektrownie - współspalanie biomasy	-	6	6	-	15	12	(3)	-22%
Elektrociepłownie - gaz	-	9	9	-	-	13	13	-
Elektrociepłownie - biomasa	13	16	3	25%	49	68	19	38%
Elektrownie - woda	110	95	(15)	-13%	700	365	(334)	-48%
Elektrownia szczytowo-pompowa	21	32	11	54%	90	117	27	30%
Elektrownie - wiatr	89	103	14	16%	334	356	22	7%
Elektrownie - fotowoltaika	41	126	85	> 100%	84	294	210	> 100%
Produkcja energii razem	550	765	215	39%	2 006	2 399	393	20%
<i>w tym z OZE</i>	252	346	94	37%	1 182	1 095	(87)	-7%

Aktywa wytwórcze w Grupie Energa w III kwartale 2025 roku wyprodukowały ok. 0,8 TWh energii elektrycznej wobec 0,6 TWh w analogicznym okresie roku ubiegłego (tj. więcej o 39%). Tendencja wzrostowa dotyczyła produkcji z węgla kamiennego głównie w Elektrowni w Ostrołęce oraz energii słonecznej produkowanej przez elektrownie fotowoltaiczne. W tym okresie 49% wytworzonej przez Grupę energii elektrycznej brutto pochodziło z węgla kamiennego, 17% z wody, 13% z wiatru, 3% z biomasy oraz 17% z instalacji fotowoltaicznych.

Poziom produkcji w elektrowni w Ostrołęce wynikał z poziomu pracy w wymuszeniu na rzecz Operatora Systemu Przesyłowego w Polsce, dyspozycyjności tych bloków oraz zawartych kontraktów rynkowych. Produkcja energii w źródłach wodnych to efekt występujących warunków hydrologicznych, natomiast poziom produkcji z wiatru wynikał z panujących warunków pogodowych. Poziom produkcji z PV był pochodną nasłonecznienia w danym okresie produkcji, zainstalowanych mocy oraz poziomu redyspozycji mocy przez operatora sieci. Produkcja energii w elektrociepłowniach Grupy to pochodna produkcji ciepła, która była głównie zależna od zapotrzebowania na ciepło przez odbiorców lokalnych Grupy i dyspozycyjności posiadanych bloków kogeneracyjnych.

Za okres 9 miesięcy 2025 roku odnotowano obniżenie produkcji r/r głównie w elektrowniach wodnych z racji na panujące relatywnie słabe warunki hydrologiczne. Wyższa produkcja dotyczyła głównie (podobnie jak w III kwartale) elektrowni węglowej w Ostrołęce oraz farm fotowoltaicznych.

W III kwartale 2025 roku Grupa wyprodukowała 274 TJ, czyli o 7% (22 TJ) mniej ciepła brutto r/r, na co wpływ miała m.in. temperatura powietrza kształtująca zapotrzebowanie u odbiorców lokalnych Grupy w miastach Ostrołęka, Elbląg i Kalisz.

Natomiast wyższą produkcję ciepła odnotowano za okres 9 miesięcy 2025 roku w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego. Grupa wyprodukowała 2183 TJ, czyli o 55 TJ (tj. o 3%) więcej ciepła r/r, na co wpływ miały, podobnie jak w III kwartale r/r, warunki pogodowe.

Tabela 8: Wolumen i koszt zużycia kluczowych paliw wraz z transportem

Zużycie paliw*	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana (%)	9 m-cy 2024	9 m-cy 2025	Zmiana 2024/2023	Zmiana 2024/2023 (%)
Węgiel kamienny								
Ilość (tys. ton)	138	175	36	26%	378	573	194	51%
Koszt (mln zł)	118	57	(60)	-51%	335	252	(83)	-25%
Gaz								
Ilość [tys. m3]	9	3 524	3 514	> 100%	11 394	12 805	1 411	12%
Koszt (mln zł)	2	10	8	> 100%	32	43	11	33%
Biomasa								
Ilość (tys. ton)	15	21	6	40%	65	71	5	8%
Koszt (mln zł)	14	17	3	19%	65	56	(9)	-13%
Zużycie paliw razem (mln zł)	134	85	(49)	-37%	432	351	(81)	-19%

W III kwartale 2025 roku wytwórcy Grupy zużyli o ok. 36 tys. ton więcej węgla kamiennego w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego oraz o ok. 6 tys. ton więcej biomasy. Wyższe zużycie węgla wynikało ze wzrostu produkcji energii elektrycznej głównie przez elektrownię w Ostrołęce. Natomiast produkcja energii z biomasy była pochodną produkcji ciepła przez blok biomasowy w Elblągu oraz testów produkcyjnych współpalania biomasy w bloku nr 3 w elektrowni węglowej w Ostrołęce. Jednocześnie odnotowano niższe koszty jednostkowe zakupu węgla oraz biomasy. Wzrost udziału gazu w miksie produkcyjnym jest naturalną konsekwencją rozwoju mocy gazowych Grupy (oddanie do eksploatacji kotłów rezerwowo-szczytowych).

Za okres 9 miesięcy 2025 roku (analogicznie jak w III kwartale r/r) wyższe było zużycie węgla (zależne od produkcji elektrowni w Ostrołęce) oraz wyższe zużycie biomasy w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku. Odnotowano także niższe r/r koszty jednostkowe zakupu węgla oraz biomasy.

4.2.2. WYNIKI FINANSOWE LINII BIZNESOWEJ NOWA ENERGETYKA

Rysunek 5: Wyniki Linii Biznesowej Nowa Energetyka Grupy Energa (mln zł)

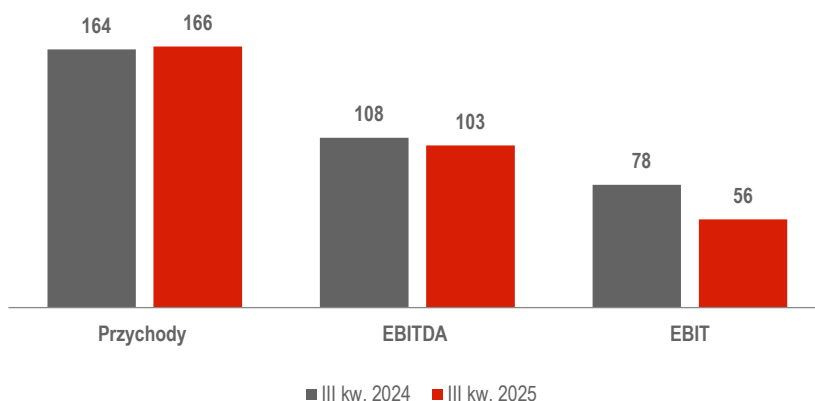


Tabela 9: Wyniki Linii Biznesowej Nowa Energetyka Grupy Energa (mln zł)

w mln zł	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	164	166	2	1%
EBITDA	108	103	(5)	-5%
amortyzacja	30	47	17	57%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	-
EBIT	78	56	(22)	-28%
CAPEX	212	376	164	77%

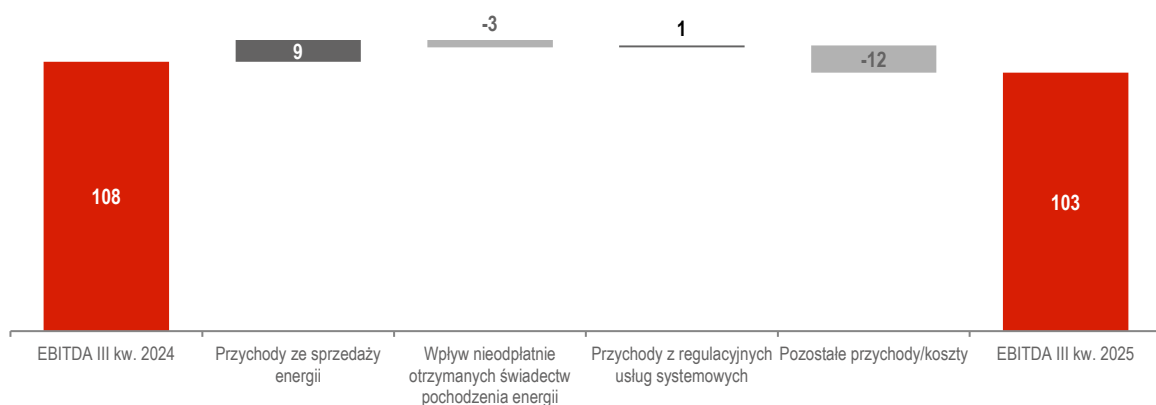
w mln zł	9 m-cy 2024	9 m-cy 2025	Zmiana 2025/2024	Zmiana 2025/2024 (%)
Przychody	620	540	(80)	-13%
EBITDA	431	324	(107)	-25%
amortyzacja	89	136	47	53%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	-
EBIT	342	188	(154)	-45%
CAPEX	345	692	347	> 100%

Poniższa tabela prezentuje podział EBITDA Linii Biznesowej Nowa Energetyka w podziale na poszczególne Obszary. Zestawienie zawiera dane jednostkowe z uwzględnieniem eliminacji transakcji wzajemnych pomiędzy Obszarami biznesowymi oraz korekt konsolidacyjnych.

Tabela 10: EBITDA Linii Biznesowej Nowa Energetyka w podziale na Obszary (mln zł)

w mln zł	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana (%)	9 m-cy 2024	9 m-cy 2025	Zmiana 2025/2024	Zmiana 2025/2024 (%)
Woda	74	49	(25)	-34%	310	179	(131)	-42%
Wiatr	27	23	(5)	-17%	101	83	(18)	-18%
PV	7	35	28	> 100%	18	71	54	> 100%
Pozostałe i korekty	0	(3)	(4)	< -100%	3	(9)	(12)	< -100%
Nowa Energetyka	108	103	(5)	-5%	431	324	(107)	-25%

Rysunek 6: EBITDA bridge Linii Biznesowej Nowa Energetyka (w mln zł)



EBITDA Linii Biznesowej Nowa Energetyka w III kwartale 2025 roku wyniosła 103 mln zł (o 5 mln zł mniej r/r), a jej udział w łącznej EBITDA Grupy ukształtował się na poziomie 11% (wobec 16% w III kwartale 2024 roku). Głównymi czynnikami kształtującymi poziom EBITDA tej Linii w III kwartale 2025 roku były m.in. przychody ze sprzedaży energii, wycena zielonych praw majątkowych oraz przychody z regulacyjnych usług systemowych. Ponadto, wyniki zostały obciążone m.in. wyższymi kosztami stałymi z racji na wzrost mocy wytwórczych oraz wyższym kosztem zmiennym związany z zakupem energii na bilansowanie ESP Żydowo.

Wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej wynikały głównie z wyższych wolumenów produkcji w elektrowniach fotowoltaicznych oraz elektrowniach wiatrowych, które były zależne od warunków pogodowych oraz przyrostu mocy zainstalowanych szczególnie w tych pierwszych. Czynniki te zostały częściowo obniżone przez spadek cen rynkowych r/r.

Niższy wpływ nieodpłatnie otrzymanych świadectw pochodzenia energii był podyktowany niższym poziomem cen rynkowych oraz niższym wolumenem produkcji głównie przez elektrownie wiatrowe z racji m.in. na wygaśnięcie wsparcia w 2025 roku dla farmy wiatrowej Karcino.

Jednym ze źródeł przychodów tej Linii Biznesowej są przychody z usług systemowych. W ramach tej kategorii Linia ewidencjonuje m.in. wdrożony z początkiem 2021 roku mechanizm rozliczeniowy w postaci Rynku Mocy oraz pozostałe usługi systemowe świadczone na rzecz Operatora Sieci Przesyłowych (m.in. przez ESP Żydowo). Łączne przychody z usług systemowych w III kwartale 2025 roku wyniosły 37 mln zł (gdzie 7 mln stanowiły przychody z Rynku Mocy), wobec 36 mln zł w analogicznym okresie poprzedniego roku (gdzie 12 mln zł stanowiły przychody z Rynku Mocy).

Nakłady inwestycyjne tej Linii w III kwartale 2025 roku były wyższe o 164 mln zł r/r, a ich poziom wynikał głównie z rozwoju projektów budowy nowych mocy w źródłach fotowoltaicznych w Grupie.

Niższy poziom EBITDA Linii za 9 miesięcy w ujęciu r/r (o 107 mln zł) był w głównej mierze spowodowany niższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej (wpływ niższych cen sprzedaży energii oraz niższego wolumenu produkcji). Niższym wpływem nieodpłatnie otrzymanych świadectw pochodzenia energii (podobnie jak III kwartał r/r) podyktowany niższym

poziomem cen rynkowych oraz niższym wolumenem produkcji. Ponadto, wyniki zostały obciążone m.in. wyższymi kosztami stałymi z racji na wzrost mocy wytwórczych oraz wyższym kosztem zmiennym związanym z zakupem energii na bilansowanie ESP Żydowo. Dodatkowo, zwiększyły się przychody z usług systemowych, które były spowodowane większym przychodem z dodatkowych usług systemowych świadczonych przez ESP Żydowo (pomimo obniżenia przychodów z Rynku Mocy przez Linie w analizowanym okresie).

4.2.3. WYNIKI FINANSOWE LINII BIZNESOWEJ ENERGETYKA ZAWODOWA

Rysunek 7: Wyniki Linii Biznesowej Energetyka Zawodowa Grupy Energa (mln zł)

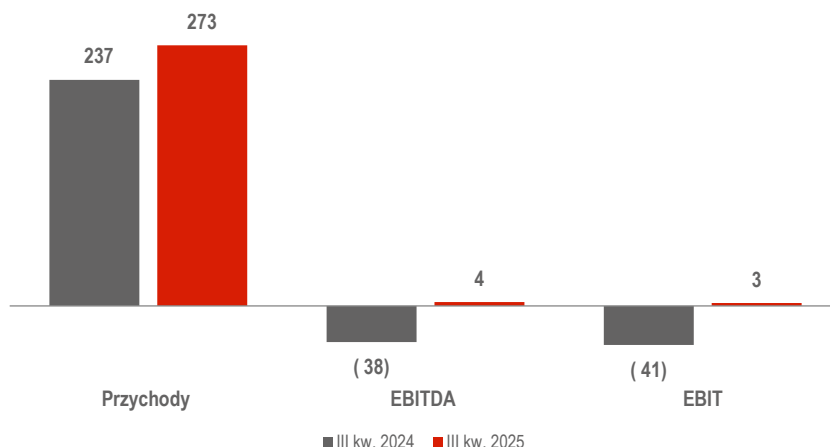


Tabela 11: Wyniki Linii Biznesowej Energetyka Zawodowa Grupy Energa (mln zł)

w mln zł	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	237	273	36	15%
EBITDA	(38)	4	42	> 100%
amortyzacja	3	6	3	100%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	(5)	(5)	-
EBIT	(41)	3	44	> 100%
CAPEX	243	252	9	4%

w mln zł	9 m-cy 2024	9 m-cy 2025	Zmiana 2025/2024	Zmiana 2025/2024 (%)
Przychody	795	1 036	241	30%
EBITDA	(135)	136	271	> 100%
amortyzacja	8	14	6	75%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	(5)	(5)	-
EBIT	(143)	127	270	> 100%
CAPEX	976	426	(550)	-56%

Rysunek 8: EBITDA bridge Linii Biznesowej Energetyka Zawodowa (w mln zł)



* uwzględnia trading energii elektrycznej netto (przychód minus koszt)

EBITDA Linii Biznesowej Energetyka Zawodowa w III kwartale 2025 roku wyniosła 4 mln zł (o 42 mln zł więcej r/r), a jej udział w łącznej EBITDA Grupy ukształtował się na minimalnym poziomie (wobec braku pozytywnej kontrybucji w III kwartale 2024 roku). Głównymi czynnikami kształtującymi poziom EBITDA tej Linii w III kwartale 2025 roku były m.in. przychody ze sprzedaży energii, koszty zużycia kluczowych paliw do produkcji, koszty zakupu uprawnień do emisji oraz poziom przychodów z usług systemowych.

Wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej wynikały głównie z wyższych wolumenów produkcji w elektrowni węglowej w Ostrołęce przy niższych cenach sprzedaży energii przez to aktywo w porównywalnym okresie sprawozdawczym.

Niższy koszt zużycia kluczowych paliw do produkcji był pochodną zauważalnie niższej ceny zużytego węgla r/r z racji na kształtowanie się cen rynkowych przy zauważalnie wyższym wolumenie produkcji.

Wyższy koszt zakupu uprawnień do emisji CO2 był naturalną konsekwencją wyższej produkcji energii elektrycznej w elektrowni w Ostrołęce. Powyższe miało miejsce przy wyższych cenach rynkowych uprawnień do emisji w bieżącym okresie raportowym.

Jednym ze źródeł przychodów Linii Biznesowej są przychody z usług systemowych. W ramach tej kategorii Linia ewidencjonuje m.in. wdrożony z początkiem 2021 roku mechanizm rozliczeniowy w postaci Rynku Mocy. Łączne przychody z usług systemowych w III kwartale 2025 roku wyniosły 59 mln zł (gdzie 50 mln stanowiły przychody z Rynku Mocy), wobec 34 mln zł w analogicznym okresie poprzedniego roku (gdzie 25 mln zł stanowiły przychody z Rynku Mocy).

Nakłady inwestycyjne tej Linii w III kwartale 2025 roku były wyższe o 9 mln zł r/r a ich poziom wynikał głównie z budowy nowych źródeł gazowych w Ostrołęce, Grudziądzu oraz Gdańsku.

Wyższy poziom EBITDA Linii za 9 miesięcy w ujęciu r/r (o 271 mln zł) był w głównej mierze spowodowany wyższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej (wpływ wyższego wolumenu produkcji) niższym kosztem jednostkowym zakupu zużytego węgla oraz wyższymi przychodami z Rynku Mocy. Powyższy pozytywny wpływ na wyniki został częściowo obniżony wyższym kosztem zakupu uprawnień do emisji (efekt wyższej produkcji i ceny).

4.2.4. WYNIKI FINANSOWE LINII BIZNESOWEJ CIEPŁOWNICTWO

Rysunek 9: Wyniki Linii Biznesowej Ciepłownictwo Grupy Energa (mln zł)

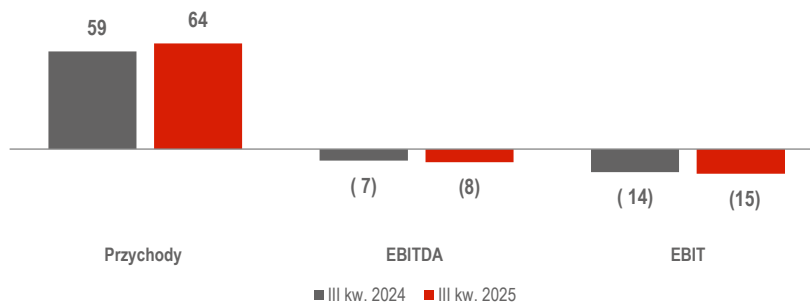
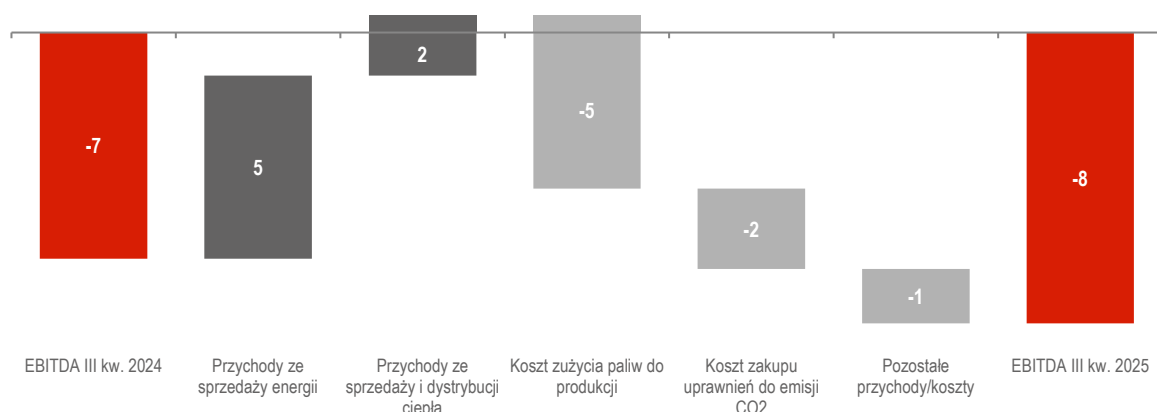


Tabela 12: Wyniki Linii Biznesowej Ciepłownictwo Grupy Energa (mln zł)

w mln zł	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	59	64	5	8%
EBITDA	(7)	(8)	(1)	-14%
amortyzacja	7	7	-	0%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	-
EBIT	(14)	(15)	(1)	-7%
CAPEX	13	18	5	38%

w mln zł	9 m-cy 2024	9 m-cy 2025	Zmiana 2025/2024	Zmiana 2025/2024 (%)
Przychody	289	325	36	12%
EBITDA	11	31	20	> 100%
amortyzacja	20	21	1	5%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	3	3	-
EBIT	(9)	7	16	> 100%
CAPEX	52	125	73	> 100%

Rysunek 10: EBITDA bridge Linii Biznesowej Ciepłownictwo (w mln zł)



EBITDA Linii Biznesowej Ciepłownictwo w III kwartale 2025 roku wyniosła -8 mln zł (o 1 mln zł mniej r/r). Należy zauważyć, że działalność ciepłownicza jest typem działalności sezonowej o relatywnie niższych wynikach w okresach letnich. Głównymi czynnikami kształtującymi poziom EBITDA tej Linii w III kwartale 2025 roku były m.in. przychody ze sprzedaży energii, przychody ze sprzedaży i dystrybucji ciepła, koszt zużycia kluczowych paliw do produkcji oraz koszty zakupu uprawnień do emisji.

Wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej wynikały głównie z wyższych wolumenów produkcji energii m.in. przez blok biomasowy w Elblągu oraz produkcję energii z nowych silników gazowych w Kaliszu z racji na przyjęty mikś produkcyjny przez spółkę ENERGA Kogeneracja.

Wyższe przychody ze sprzedaży i dystrybucji ciepła były podyktowane przede wszystkim wzrostem cen ciepła (działalność podlegająca procesowi taryfikowania).

Koszt zużycia kluczowych paliw do produkcji był pochodną zauważalnie wyższego kosztu zakupu gazu. Ceny gazu uwzględniają warunki rynkowe natomiast wzrost wolumenu produkcji jest konsekwencją zmiany miksu paliwowego z racji na m.in. oddanie do eksploatacji bloków rezerwowo-szczytowych opalanych gazem (takie jednostki Linia posiada w Elblągu i Kaliszu).

Wyższy koszt zakupu uprawnień do emisji CO2 był spowodowany głównie wyższą produkcją przez źródła konwencjonalne.

Nakłady inwestycyjne tej Linii w III kwartale 2025 roku były wyższe o 5 mln zł r/r, a ich poziom wynikał głównie z rozwoju projektów budowy silników gazowych w Elblągu i Kaliszu.

Wyższy poziom EBITDA Linii za 9 miesięcy w ujęciu r/r (o 20 mln zł) był w głównej mierze spowodowany wyższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej (głównie wpływ wolumenu produkcji), wyższym przychodem ze sprzedaży i dystrybucji ciepła z racji na wzrost cen (taryfa na sprzedaż i dystrybucję ciepła) wzrostem wolumenu ciepła (wpływ temperatury w trzech głównych lokalizacjach Grupy). Dodatkowo, zaobserwowano niższy koszt jednostkowy zużycia węgla i biomasy w bieżącym okresie. Negatywnie natomiast zadziałał wzrost kosztu uprawnień do emisji (efekt głównie wyższej produkcji) częściowo obniżając pozytywny efekt poprzednich czynników.

4.3. LINIA BIZNESOWA DETAL

4.3.1. DZIAŁALNOŚĆ BIZNESOWA I OPERACYJNA

Tabela 13: Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Detal (GWh)

Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Detal w GWh	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana (%)	9 m-cy 2024	9 m-cy 2025	Zmiana 2025/2024	Zmiana 2025/2024 (%)
Sprzedaż energii detaliczna	3 923	3 941	18	0%	12 344	12 485	141	1%
Sprzedaż energii na rynku hurtowym, w tym:	1 368	1 547	179	13%	3 898	4 533	634	16%

Sprzedaż energii na rynek bilansujący	310	133	(177)	-57%	945	593	(352)	-37%
Pozostała sprzedaż hurtowa	1 058	1 414	356	34%	2 953	3 940	987	33%
Sprzedaż energii razem	5 290	5 487	197	4%	16 242	17 018	776	5%

W III kwartale 2025 roku łączny wolumen sprzedanej energii elektrycznej przez Linie Biznesową Detal wyniósł 5 487 GWh i był wyższy o 4% (tj. o 197 GWh) w porównaniu do III kwartału 2024 roku. Wzrost wolumenu sprzedaży to efekt wyższej sprzedaży na rynku hurtowym przy stabilnej sprzedaży na rynku detalicznym.

Wolumen sprzedaży na rynku detalicznym wyniósł 3 941 GWh w III kwartale 2025 roku i był na bardzo zbliżonym poziomie, jak w tym samym okresie roku ubiegłego (wzrost o 0,5%).

Na koniec III kwartału 2025 roku liczba odbiorców końcowych energii elektrycznej (Punkty Poboru Energii) Linii Biznesowej Detal wynosiła 3,4 mln, co oznacza wzrost o ok. 64 tys. klientów w ujęciu r/r. Za przyrost bazy klientów w głównej mierze odpowiada grupa taryfowa G (gospodarstwa domowe) oraz mały i średni biznes (grupa taryfowa C).

Sprzedaż energii elektrycznej na rynku hurtowym wzrosła w III kwartale 2025 roku o 179 GWh (tj. o 13%) w stosunku do III kwartału 2024 roku, co było efektem wyższej skali wyprzedaży nadwyżek energii elektrycznej powiązanej z profilowaniem i bilansowaniem portfela energii. Poziom sprzedaży hurtowej energii elektrycznej determinowany jest procesem profilowania i bilansowania portfela energii.

W okresie 9 miesięcy 2025 roku trend był analogiczny jak w III kwartale 2025 roku, tj. wolumen sprzedaży energii był wyższy o 5% (o 776 GWh) r/r. Wolumen sprzedaży na rynku detalicznym był nieznacznie wyższy (o 1%) niż analogicznym okresie ubiegłego roku, z kolei wolumen sprzedaży energii na rynku hurtowym wzrósł o 16% r/r.

4.3.2. WYNIKI FINANSOWE

Rysunek 11: Wyniki Linii Biznesowej Detal Grupy Energa (w mln zł)

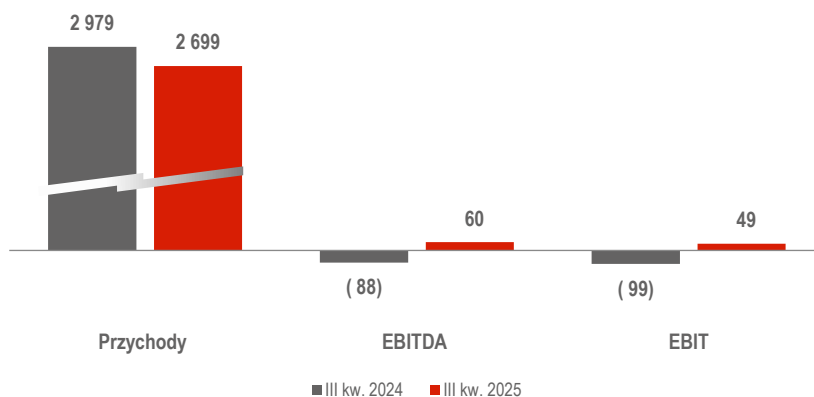
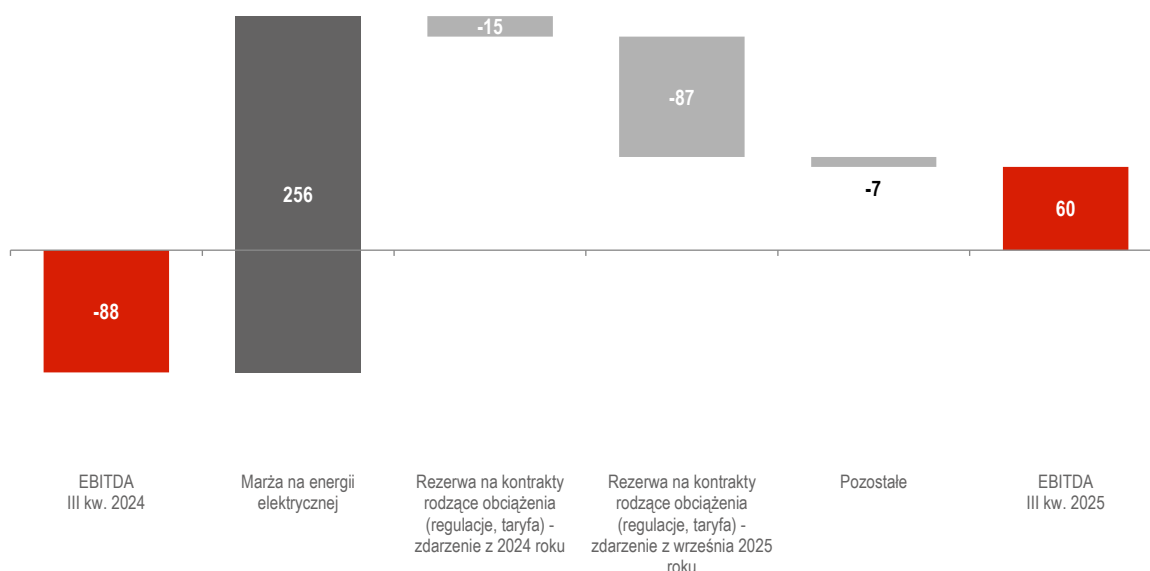


Tabela 14: Wyniki Linii Biznesowej Detal Grupy Energa (w mln zł)

w mln zł	III kw. 2024	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	2 979	2 699	(280)	-9%
EBITDA	(88)	60	148	> 100%
amortyzacja	11	11	-	0%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	-
EBIT	(99)	49	148	> 100%
CAPEX	5	12	7	> 100%

w mln zł	9 m-cy 2024	9 m-cy 2025	Zmiana 2025/2024	Zmiana 2025/2024 (%)
Przychody	9 663	8 419	(1 244)	-13%
EBITDA	114	184	70	61%
amortyzacja	27	32	5	19%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	-
EBIT	87	152	65	75%
CAPEX	34	30	(4)	-12%

Rysunek 12: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Detal (w mln zł)



W III kwartale 2025 roku EBITDA Linii Biznesowej Detal wyniosła 60 mln zł i była wyższa o 148 mln zł w porównaniu z wynikiem osiągniętym w analogicznym okresie 2024 roku (EBITDA na poziomie -88 mln zł). EBITDA tej Linii w III kwartale 2025 roku stanowiła 6% EBITDA Grupy, podczas gdy w analogicznym okresie ubiegłego roku nie kontrybuowała pozytywnie do EBITDA Grupy.

Przychody Linii Biznesowej Detal w III kwartale 2025 roku wyniosły 2 699 mln zł i były o 280 mln zł (9%) niższe w porównaniu z III kwartałem 2024 roku. Spadek przychodów wynikał z niższych cen sprzedaży energii elektrycznej, co było odzwierciedleniem ich spadku na rynku, a także niższego wolumenu sprzedaży gazu.

Na wyniki finansowe Linii Biznesowej Detal w III kwartale 2024 i 2025 roku wpływ miały ustawowe regulacje w zakresie cen sprzedaży energii elektrycznej dla niektórych odbiorców końcowych, i tak:

- W związku z ich przedłużeniem na 2024 rok, a także z uwagi na poziom taryf dla energii elektrycznej dla gospodarstw domowych zatwierdzonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na 2024 rok, wystąpiła konieczność utworzenia rezerwy na kontrakty rodzące obciążenia w 2024 roku. Rezerwa taka została utworzona w grudniu 2023 roku (na stratę w 2024 roku) obciążając wyniki finansowe Linii Biznesowej Detal w roku jej utworzenia. Następnie, przedmiotowa rezerwa były sukcesywnie wykorzystywane w trakcie 2024 roku korzystnie wpływając na wyniki finansowe Linii. Pomimo kolejnego przedłużenia regulacji w zakresie cen sprzedaży energii elektrycznej na 2025 rok (do 30 września), nie wystąpiła konieczność utworzenia takiej rezerwy na kontrakty rodzące obciążenie w okresie 9 miesięcy 2025 roku i tym samym nie

było efektu jej wykorzystywania w III kwartale 2025 roku. W związku z powyższym, negatywnie wpłynęło to na zmianę EBITDA w ujęciu r/r w kwocie 15 mln zł (wartość wykorzystanej rezerwy w III kwartale 2024 roku).

- b) W związku z wydaniem w dniu 30 września 2025 roku przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzji o zatwierdzeniu zmiany Taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G na IV kwartał 2025 roku oraz Ustawą z dnia 12 września 2025 r. o bonie ciepłowniczym oraz zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia wysokości cen energii elektrycznej (przedłużenie "zamrożonej" ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych na poziomie 500 zł/MWh w IV kw. 2025 roku) została utworzona we wrześniu br. rezerwa na kontrakty rodzące obciążenie w kwocie 87 mln zł. Rezerwa ta będzie sukcesywnie wykorzystywana w trakcie IV kwartału 2025 roku.

Marża na sprzedaży energii elektrycznej okazała się wyższa r/r o 256 mln zł na skutek głównie mniej niekorzystnego wpływu regulacji w zakresie cen energii elektrycznej w III kwartale 2025 roku względem III kwartału 2024 roku. Ponadto, w III kwartale 2025 roku obowiązywała korzystniejsza dla Energa Obrót SA taryfa Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dla gospodarstw domowych w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego.

W okresie 9 miesięcy 2025 roku EBITDA Linii Biznesowej Detal wyniosła 184 mln zł i była wyższa o 70 mln zł w porównaniu z analogicznym okresem 2024 roku. Przyczyny zmiany EBITDA r/r w ujęciu narastającym są zbliżone do przyczyn przedstawionych w ujęciu kwartalnym powyżej, tj. najistotniejszy wpływ na wzrost wyniku miała marża na sprzedaży energii elektrycznej (+504 mln zł). Z kolei negatywny wpływ na zmianę EBITDA r/r wywarły rezerwy na kontrakty rodzące obciążenia (wpływ -349 mln zł w zakresie zdarzenia z 2024 roku oraz -87 mln zł w zakresie zdarzenia z września 2025 roku).



5. POZOSTAŁE INFORMACJE O SPÓŁCE

5.1. INFORMACJE O AKCJACH I AKCJONARIACIE ENERGI SA

Akcje Energi SA są notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie od 2013 roku. Na dzień 30 września 2025 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszej Informacji strategicznym akcjonariuszem Energi jest ORLEN, który posiada 90,92% akcji Spółki, co daje 93,28% głosów na jej Walnym Zgromadzeniu.

Tabela 15: Akcje Spółki według serii i rodzajów na dzień 30 września 2025 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszej Informacji

Seria	Rodzaj akcji	Akcje	(%)	Głosy	(%)
AA	zwykłe na okaziciela	269 139 114	65,00	269 139 114	48,15
BB	imienne uprzywilejowane*	144 928 000	35,00	289 856 000	51,85
RAZEM		414 067 114	100,00	558 995 114	100,00

* Jedna akcja uprzywilejowana daje prawo do 2 głosów na Walnym Zgromadzeniu. Właścicielem tych akcji jest ORLEN S.A..

Tabela 16: Struktura akcjonariatu Spółki Energa według stanu na dzień 30 września 2025 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszej Informacji

Nazwa akcjonariusza	Struktura akcjonariatu Spółki			
	Akcje	(%)	Głosy	(%)
ORLEN S.A.	376 488 640	90,92	521 416 640	93,28
pozostali	37 578 474	9,08	37 578 474	6,72
RAZEM	414 067 114	100,00	558 995 114	100,00

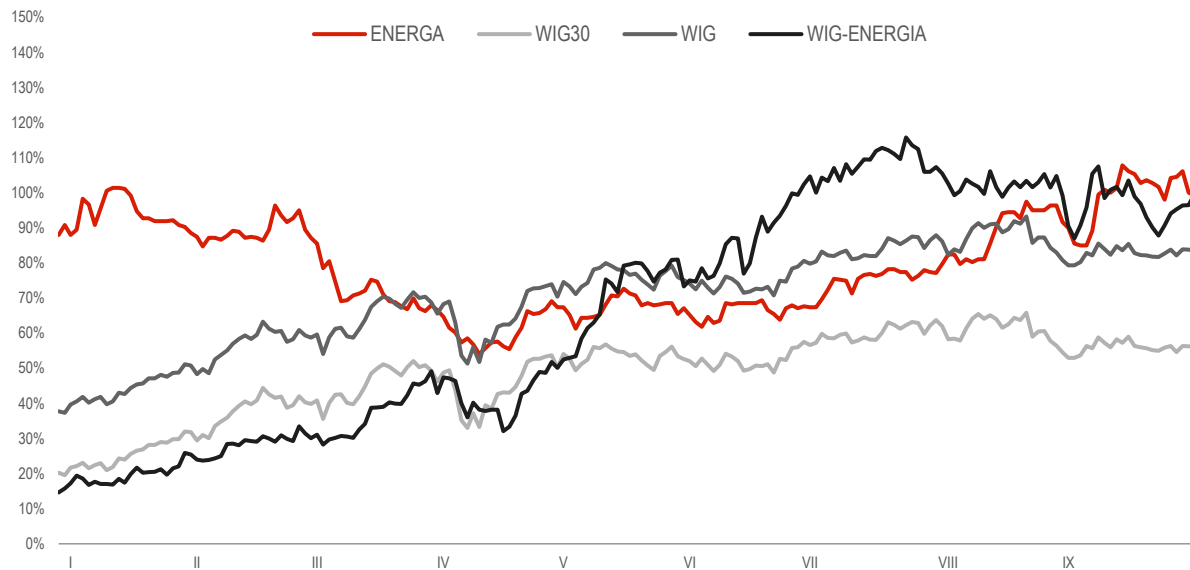
5.2. NOTOWANIA AKCJI SPÓŁKI NA GIEŁDZIE PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH W WARSZAWIE

Tabela 17: Dane dotyczące akcji Spółki Energa na dzień 30 września 2025 roku

Dane	Wartość
Cena emisyjna	17,00 zł
Liczba akcji	414 067 114
Kurs na koniec okresu	14,30 zł
Kapitalizacja na koniec okresu	5,9 mld zł
Minimum na zamknięciu sesji w III kwartale 2025 roku	11,06 zł
Maximum na zamknięciu sesji w III kwartale 2025 roku	14,92 zł
Średnia wartość obrotu w III kwartale 2025 roku	0,602 mln zł
Średni wolumen obrotu w III kwartale 2025 roku	46,89 tys. szt.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z www.biznes.pap.pl

Rysunek 13: Zmiana kursu akcji Energi SA w porównaniu do zmian indeksów WIG, WIG30 i WIG-ENERGIA



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z biznes.pap.pl

Cena akcji Energi na zamknięciu sesji giełdowej w dniu 30 września 2025 roku wyniosła 14,30 zł, co oznacza, że w porównaniu z kursem zamknięcia w ostatnim dniu 2024 roku (30 grudnia 2024 roku) wzrosła o 4,4%. W omawianym okresie indeks WIG zanotował wzrost o około 34%, a WIG-Energia wzrost o około 73%.

W związku ze zmniejszeniem liczby akcji Energi w wolnym obrocie poniżej 10% (po ogłoszeniu wyników wezwania delistującego przez ORLEN) GPW wykreśliła akcje Energi ze wszystkich indeksów giełdowych ze skutkiem po sesji w dniu 3 grudnia 2020 roku.

5.3. OCENY RATINGOWE

W III kwartale 2025 roku oceny ratingowe pozostały bez zmian..

5.4. ZESTAWIENIE STANU AKCJI W POSIADANIU OSÓB ZARZĄDZAJĄCYCH I NADZORUJĄCYCH

Na dzień 30 września 2025 roku i na dzień sporządzenia niniejszej Informacji żaden z Członków Rady Nadzorczej Energi SA oraz żaden z Członków Zarządu Energi SA nie posiadał akcji Spółki, uprawnień do akcji Spółki ani też akcji/udziałów w jednostkach powiązanych ze Spółką.

5.5. POZOSTAŁE INFORMACJE

UMOWY DOTYCZĄCE KREDYTÓW I POŻYCZEK ORAZ PROGRAM EMISJI OBLIGACJI KRAJOWYCH

Szczegóły dotyczące umów kredytów i pożyczek opisane zostały między innymi w notce nr 17 Skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień i za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2025 roku.

Tabela 18: Nominalna wartość objętych przez Energe SA i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów według stanu na dzień 30 września 2025 roku (mln zł)

Lp.	Nazwa spółki	Nominalna wartość objętych obligacji (w tys. zł)
1.	Energa Operator	533 000
RAZEM		533 000

UDZIELONE PORĘCZENIA I GWARANCJE

Na dzień 30 września 2025 roku poręczenia udzielone przez Energę za zobowiązania spółek Grupy wyniosły łącznie 12 385 mln zł i obejmowały:

- poręczenie za zobowiązania Energi Finance AB (publ) z tytułu emisji euroobligacji w kwocie 5 337 mln zł;
- poręczenia za zobowiązania spółek z Grupy Energa wynikające z gwarancji bankowych udzielonych przez PKO Bank Polski SA w ramach limitów gwarancyjnych dedykowanych spółkom z Grupy Energa w łącznej kwocie 2 mln zł;
- poręczenia za zobowiązania spółek Grupy Energa wobec innych podmiotów w łącznej kwocie 7 046 mln zł, w tym poręczenie za zobowiązania Energa Operator SA wobec Banku Gospodarstwa Krajowego z tytułu umowy pożyczki z Krajowego Planu Odbudowy w kwocie 1 608 mln zł.

5.6. POSTĘPOWANIA TOCZĄCE SIĘ PRZED SĄDEM, ORGANEM WŁAŚCIWYM DLA POSTĘPOWANIA ARBITRAŻOWEGO LUB ORGANEM ADMINISTRACJI PUBLICZNEJ

Na dzień 30 września 2025 roku Grupa Energa była stroną 11 155 postępowań sądowych. Jako powód Grupa występowała w 9 507 sprawach, których łączna wartość przedmiotu sporu wyniosła około 609 mln zł. Jako pozwany Grupa występowała w 729 sprawach o łącznej wartości przedmiotu sporu około 745 mln zł. Informacje o łącznej wartości przedmiotu sporu nie uwzględniają postępowań, w których roszczenie ma charakter niepieniężny.

Na dzień 30 września 2025 roku łączna kwota roszczeń o posadowienie urządzeń elektroenergetycznych na cudzych nieruchomościach bez tytułu prawnego zasądzonych prawomocnym wyrokiem wyniosła około 0,2 mln zł w 5 sprawach. Spraw sądowych w toku było 623, zaś wartość przedmiotu sporu w toku wyniosła około 85,5 mln zł.

Na podstawie dostępnych danych dotyczących wartości obecnie prowadzonych postępowań, Grupa przyjmuje, że wartość realnie przypadająca do wypłaty w wyniku rozstrzygnięcia powyższych sporów może sięgać 36,5 mln zł, z zastrzeżeniem zmiany w przypadku wytoczenia przeciwko Energa Operator SA nowych postępowań dotyczących urządzeń elektroenergetycznych posadowionych na innych gruntach bez tytułu prawnego.

Powyższe dane nie obejmują także spraw dotyczących prowadzenia w imieniu i na rzecz Energa Obrotu windykacji sądowo-egzekucyjnej, w celu dochodzenia przez spółkę należności od swoich klientów oraz spraw upadłościowych.

Łączna wartość spraw prowadzonych w imieniu i na rzecz Energa Obrotu w zakresie windykacji sądowo-egzekucyjnej, w celu dochodzenia przez spółkę należności od swoich klientów oraz spraw upadłościowych, na 30 września 2025 roku, wynosi około 272 mln zł, w tym:

Rodzaj należności	Saldo na dzień 30 września 2025 (mln zł)
sądowe, egzekucja	148,7
Upadłości	98,5
pozabilingowe - WIENA	8,2
pozabilingowe - SAP	15,5
pozabilingowe - upadłości	1,0
RAZEM	274

Poniżej przedstawiono istotne postępowania sądowe, które zawisły przed sądem w 2025 roku, bądź których kontynuacja miała miejsce w 2025 roku (w przypadku roszczeń o charakterze pieniężnym, jako kryterium istotności przyjęto wartość przedmiotu sporu na poziomie powyżej 100 mln zł). Szczegółowe informacje o krokach prawnych podjętych we wcześniejszych latach, znajdują się w poprzednich raportach okresowych Grupy.

Tabela 19: Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej

Określenie stron	Przedmiot sporu i opis sprawy
Energa Operator SA (pozwany) Arcus SA (powód)	Pozew o zapłatę odszkodowania za czyny niedozwolone/czyny nieuczciwej konkurencji Sąd Okręgowy w Gdańsku Wartość przedmiotu sporu: ok. 174 mln zł Energa Operator kwestionuje zasadność tego powództwa i w odpowiedzi na pozew z dnia 30 kwietnia 2018 roku wniósł o oddalenie powództwa. Sąd zawiesił postępowanie w sprawie. Postanowienie to Energa Operator zaskarżył zażaleniem, które zostało oddalone. Postępowanie jest zawieszone.
Energa Operator SA (strona) PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI (organ)	Kara pieniężna nałożona przez organ Sąd Okręgowy w Warszawie Wartość przedmiotu sporu: 11 mln zł Spółka otrzymała decyzję z dnia 21 grudnia 2016 roku, w której Prezes URE nałożył na Energa Operator SA karę pieniężną w wysokości 11 mln zł za wprowadzenie w błąd Prezesa URE. W dniu 24 maja 2019 roku Sąd Okręgowy w Warszawie wydał wyrok, w którym obniżył orzeczoną karę pieniężną do kwoty 5,5 mln zł. Prezes URE złożył skargę kasacyjną, spółka wniosła o jej oddalenie.
Energa Operator SA (strona) PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI (organ)	Kara pieniężna nałożona przez organ Sąd Okręgowy w Warszawie Wartość przedmiotu sporu ok: 13,2 mln zł Energa Operator otrzymał decyzję z dnia 6 listopada 2017 roku w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych w łącznej wysokości 13,2 mln zł za naruszenia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. Sąd Okręgowy w Warszawie wyrokiem z 8 grudnia 2020 roku oddalił odwołanie. Spółka wniosła apelację, która została oddalona przez Sąd Apelacyjny w Warszawie wyrokiem z 7 września 2021 roku. Spółka złożyła skargę kasacyjną od tego wyroku. Sąd Najwyższy postanowił o przyjęciu skargi kasacyjnej do rozpoznania.
Energa Kogeneracja Sp. z o.o. (powód) Mostostal Warszawa SA (pozwany)	Pozew o zapłatę z tytułu obniżenia ceny kontraktowej Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX Gc 494/17 Wartość przedmiotu sporu (po rozszerzeniu powództwa): ok. 114,4 mln zł, z pozwu wzajemnego ok. 7,8 mln zł Energa Kogeneracja Sp. z o.o. wniosła o zasądzenie od Mostostal Warszawa S.A. kwoty ok. 114,4 mln zł, na którą składają się: ok. 22,6 mln zł tytułem kar umownych, ok. 90,3 mln zł tytułem obniżenia wynagrodzenia oraz ok. 1,5 mln zł tytułem skapitalizowanych odsetek. W odpowiedzi na pozew z dnia 15 grudnia 2017 roku Mostostal Warszawa S.A. wniósł o oddalenie powództwa w całości i wniósł pozew wzajemny o zasądzenie od Energa Kogeneracja Sp. z o.o. kwoty ok. 7,8 mln zł, na którą to kwotę składają się: ok. 7,4 mln zł tytułu zwrotu nienależnie pobranej gwarancji bankowej oraz ok. 0,4 mln zł z tytułu skapitalizowanych odsetek. Sąd dopuścił w sprawie dowód z opinii instytutu naukowo-badawczego w trybie zabezpieczenia. Dotychczas opinia nie została jednak sporządzona albowiem żaden z instytutów, do których sąd zwrócił się z pytaniem o możliwość sporządzenia opinii, nie potwierdził takiej możliwości (zarówno w Polsce, jak i za granicą). Aktualnie strony oczekują na odpowiedź z instytutów w Sztokholmie, Hamburgu oraz Wiedniu. Pismem z dnia 9 grudnia 2022 roku Energa Kogeneracja Sp. z o.o. wskazała WAT, jako podmiot do wykonania opinii w sprawie. Sąd skierował do WAT zapytanie o możliwość wykonania opinii. Sąd Okręgowy w Gdańsku postanowieniem z dnia 6 grudnia 2023 roku postanowił zawiesić postępowanie do czasu prawomocnego zakończenia sprawy toczącej się w Prokuraturze Regionalnej w Gdańsku pod sygnaturą RP I Ds. 39.2016. Spółka postanowiła wystąpić do Sądu o pisemne uzasadnienie tego postanowienia. Uzasadnienie postanowienia spółka otrzymała 24 stycznia 2024 roku. W dniu 31 stycznia 2024 roku Energa Kogeneracja Sp. z o.o. wniosła do Sądu Apelacyjnego w Gdańsku zażalenie na postanowienie Sądu Okręgowego w Gdańsku z dnia 6 grudnia 2023 roku. W dniu 25 stycznia 2025 r. w portalu Sądowym pojawiło się postanowienie o uchyleniu postanowienia z dnia 06 grudnia 2023 r. o zawieszeniu sprawy z powództwa Energa Kogeneracja sp. z o.o. przeciwko Mostostal Warszawa S.A. Sąd Okręgowy w Gdańsku sygn. akt IX GC 494/17. Postanowienie nie zostało jeszcze oficjalnie doręczone. W dniu 14 lutego 2025 r. spółka wystąpiła z wnioskiem o uzasadnienie postanowienia Sądu Apelacyjnego w Gdańsku sygn. akt I AGz 31/24 o uchyleniu postanowienia o zawieszeniu postępowania w sprawie głównej toczącej się w Sądzie Okręgowym w Gdańsku sygn. akt IX GC 494/17. W dniu 11 marca 2025 r., zgodnie z wnioskiem, Spółce zostało doręczone uzasadnienie ww. postanowienia. W dniu 9 maja 2025 r. Sąd Okręgowy w Gdańsku wydał zarządzenie o zwróceniu się do Prokuratury Regionalnej w Gdańsku o wypożyczenie akt sprawy postępowania karnego - w części, gdzie znajduje się opinia biegłego. W dniu 27 maja 2025 r. Sąd Okręgowy wydał zarządzenie o zwróceniu się również do Sądu Okręgowego w Elblągu (Wydział Karny) z takim samym wnioskiem.

Określenie stron	Przedmiot sporu i opis sprawy
Eco dla Firm (powód) Energa Obrót SA (pozwany)	Roszczenia odszkodowawcze związane z wypowiedzeniem bez zachowania okresu wypowiedzenia Umowy Agencyjnej nr 1/2012 Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy; sygnatura akt IX GC 1066/21 Wartość przedmiotu sporu: ok. 117,3 mln zł W pozwie z dnia 4 grudnia 2022 roku Eco dla Firm sp. z o.o. domaga się zasądzenia od Energa Obrót SA kwoty ok. 117,3 mln zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie tytułem odszkodowania za poszczególne uszczerbki, które miały powstać wskutek wypowiedzenia przez Energa Obrót SA Umowy Agencyjnej bez zachowanie okresu wypowiedzenia. W dniu 14 czerwca 2023 roku Energa Obrót SA złożyła odpowiedź na pozew. W dniu 7 lipca 2023 roku Energa Obrót SA doręczono odpis repliki na odpowiedź na pozew. W dniu 21 lipca 2023 roku Energa Obrót SA złożyła duplikę na replikę na odpowiedź na pozew. Nastąpiła wymiana pism procesowych. W dniu 5 stycznia 2024 roku i 15 oraz 17 stycznia 2025 roku odbyły się rozprawy, na których Sąd przeprowadził dowód z zeznań świadków. 27 czerwca 2025 r. odbyła się rozprawa podczas której sąd kontynuował przesłuchanie świadków. Kolejny termin: 16 stycznia 2026 r. - wezwana strona pozwana pod rygorem pominięcia dowodu.
Postępowania administracyjne	
Odwołujący: Energa Obrót SA Organ: Prezes Urzędu Regulacji Energetyki	Sąd Okręgowy w Warszawie, Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów Odwołanie od kary pieniężnej nałożonej na Prezesa URE sygn. akt XVII Ame 179/24 Kwota kary: ok. 193,7 mln zł 18 grudnia 2023 roku Energa Obrót SA otrzymała Decyzję Prezesa URE w przedmiocie wymierzenia kary pieniężnej z tytułu nieprzestrzegania obowiązków o których mowa w art. 47 ust. 2 oraz 56 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii. W dniu 29 grudnia 2023 roku złożono odwołanie w sprawie. W sprawie wyznaczono termin rozprawy na 8 października 2025 roku.
Odwołujący: Energa Obrót SA Organ: Prezes Urzędu Regulacji Energetyki	Sąd Okręgowy w Warszawie, Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów Odwołanie od kary pieniężnej nałożonej na Prezesa URE sygn. akt XVII Ame 67/24 Kwota kary: ok. 60,7 mln zł 18 grudnia 2023 roku Energa Obrót SA otrzymała decyzję Prezesa URE w przedmiocie nałożenia kary pieniężnej z tytułu tytułu nieprzestrzegania obowiązków o których mowa w art. 6 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw. W dniu 29 grudnia 2023 roku złożono odwołanie w sprawie. Wyznaczono termin rozprawy na 29 października 2025 roku.

5.7. ZATRUDNIENIE I SPORY ZBIOROWE

Stan zatrudnienia w Grupie Energa na dzień 30 września 2025 roku wyniósł 8 972 pracowników zatrudnionych na umowę o pracę i był o 98 osób niższy niż na koniec 2024 roku. Główną przyczyną zmiany w poziomie zatrudnienia była rotacja naturalna, w tym odejścia na emeryturę.

SPORY ZBIOROWE

Zgłoszone u 4 pracodawców Energa Operator Wykonawstwo Elektroenergetyczne Sp. z o.o. roszczenia dotyczące podjęcia działań w kierunku ujednolicenia systemu wynagradzania oraz zapewnienia równego traktowania pracowników Oddziałów w ramach całej spółki, obecnie znajdują się na etapie rokowań.

Do pracodawcy ENERGA Elektrownie Ostrołęka S.A. w dniu 27 sierpnia 2025r. wpłynęło żądanie sporowe dotyczące wypłaty dodatkowego świadczenia pieniężnego dla każdego pracownika ENERGA Elektrownie Ostrołęka S.A., które zostało zgłoszone do PIP pismem z dnia 2 września 2025r.

PODPISY

Gdańsk, 19 listopada 2025 roku

Magdalena Kamińska
p.o. Prezesa Zarządu Energi SA,
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Finansowych

Michał Gołębiowski
Wiceprezes Zarządu Energi SA

Piotr Szymanek
Wiceprezes Zarządu Energi SA

Łukasz Minuth
Dyrektor Departamentu Finansów

Adam Kucza
Dyrektor Biura Relacji Inwestorskich

Spis tabel

Tabela 1: Poziom EBITDA skorygowany o wpływ istotnych zdarzeń jednorazowych (mln zł)	13
Tabela 2: Wskaźniki finansowe Grupy Energa	14
Tabela 3: Wyniki EBITDA Grupy Energa w podziale na Linie Biznesowe (mln zł)	18
Tabela 4: Dystrybucja energii elektrycznej według grup taryfowych (GWh)	18
Tabela 5: Wielkość wskaźników SAIDI i SAIFI	19
Tabela 6: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)	20
Tabela 7: Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh)	21
Tabela 8: Wolumen i koszt zużycia kluczowych paliw*	22
Tabela 9: Wyniki Linii Biznesowej Nowa Energetyka Grupy Energa (mln zł)	23
Tabela 10: EBITDA Linii Biznesowej Nowa Energetyka w podziale na Obszary (mln zł)	24
Tabela 11: Wyniki Linii Biznesowej Energetyka Zawodowa Grupy Energa (mln zł)	25
Tabela 12: Wyniki Linii Biznesowej Ciepłownictwo Grupy Energa (mln zł)	27
Tabela 13: Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Detal (GWh)	28
Tabela 14: Wyniki Linii Biznesowej Detal Grupy Energa (w mln zł)	29
Tabela 15: Akcje Spółki według serii i rodzajów na dzień 30 września 2025 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszej Informacji	33
Tabela 16: Struktura akcjonariatu Spółki Energa według stanu na dzień 30 września 2025 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszej Informacji	33
Tabela 17: Dane dotyczące akcji Spółki Energa na dzień 30 września 2025 roku	33
Tabela 18: Nominalna wartość objętych przez Energa SA i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów według stanu na dzień 30 września 2025 roku (mln zł)	34
Tabela 19: Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	36

Spis rysunków

Rysunek 1: EBITDA bridge w podziale na linie biznesowe (mln zł)	12
Rysunek 2: Czynniki wpływu na wyniki Grupy Energa w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału	16
Rysunek 3: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja Grupy Energa (mln zł)	19
Rysunek 4: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)	20
Rysunek 5: Wyniki Linii Biznesowej Nowa Energetyka Grupy Energa (mln zł)	23
Rysunek 6: EBITDA bridge Linii Biznesowej Nowa Energetyka (w mln zł)	24
Rysunek 7: Wyniki Linii Biznesowej Energetyka Zawodowa Grupy Energa (mln zł)	25
Rysunek 8: EBITDA bridge Linii Biznesowej Energetyka Zawodowa (w mln zł)	26
Rysunek 9: Wyniki Linii Biznesowej Ciepłownictwo Grupy Energa (mln zł)	27
Rysunek 10: EBITDA bridge Linii Biznesowej Ciepłownictwo (w mln zł)	28
Rysunek 11: Wyniki Linii Biznesowej Detal Grupy Energa (w mln zł)	29
Rysunek 12: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Detal (w mln zł)	30
Rysunek 13: Zmiana kursu akcji Energi SA w porównaniu do zmian indeksów WIG, WIG30 i WIG-ENERGIA	34

Słownik skrótów i pojęć

AMI (ang. Advanced Metering) Infrastructure	Zintegrowany zbiór elementów: inteligentnych liczników energii elektrycznej, modułów i systemów komunikacyjnych umożliwiających gromadzenie danych o zużyciu energii określonych odbiorców.
Billing (ang.)	Rachunek szczegółowy, zestawienie wszystkich opłat za usługi dodane, jakie abonent przeprowadził w danym okresie rozliczeniowym.
Biomasa	Stale lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, a w szczególności surowce rolnicze.
CAPEX (ang. Capital Expenditures)	Nakłady inwestycyjne.
CBRF	Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya, powołane w celu realizacji Strategii Innowacji przyjętej przez Energe na lata 2017-2020, z perspektywą 2025+.
CO ₂	Dwutlenek węgla.
EBI (ang. European Investment Bank)	Europejski Bank Inwestycyjny.
EBITDA (ang. Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization)	Energa SA definiuje EBITDA jako zysk/strata z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację oraz odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych. W związku ze zmianą definicji EBITDA począwszy od roku 2016, EBITDA dla okresów porównywalnych (2013-2015) została rekalkulowana według nowej definicji.
EBIT (ang. Earnings before interest and taxes)	Zysk operacyjny.
EBOR (ang. European Bank for Reconstruction and Development)	Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju.
Emitent	Spółka Energa SA.
EMTN	The Euro Medium Term Note (EMTN) programme.
Energa SA, Spółka Energa, Energa SA	Spółka dominująca w ramach Grupy Kapitałowej Energa; Program emisji euroobligacji średnioterminowych EMTN.
Energa Operator, Energa Operator SA, EOP	Energa Operator SA, spółka zależna od Energa SA będąca Podmiotem Wiodącym Linii Biznesowej Dystrybucja w Grupie Energa.
Energa Obrót, Energa Obrót SA, EOB	Energa Obrót SA, spółka zależna od Energa SA będąca liderem Podmiotem Wiodącym Linii Biznesowej Detal w Grupie Energa.
ESG	Ang. ESG: Environmental, Social, Governance, czynniki społeczno-środowiskowe.
EU (ang. European Union), UE	Unia Europejska.
EUR	Euro, waluta stosowana w krajach należących do strefy euro Unii Europejskiej.
GPW	Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie SA.
Grupa Kapitałowa Energa, Grupa Energa, Grupa	Grupa kapitałowa zajmująca się dystrybucją, obrotem i wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepłej. Prowadzi również działalność związaną z oświetleniem ulicznym, projektowaniem, zaopatrzeniem materiałowym, wykonawstwem sieciowym i transportem specjalistycznym oraz usługami hotelowymi i informatycznymi.
Grupa taryfowa	Grupa odbiorców pobierających Energię elektryczną lub ciepło lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w Energię elektryczną lub ciepło, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania.
GUS	Główny Urząd Statystyczny.
GW	Gigawat, jednostka mocy w układzie SI, 1 GW = 10 ⁹ W.
GWe	Gigawat mocy elektrycznej.
GWh	Gigawatogodzina.
IRS (ang. Interest Rate Swap)	Umowa wymiany płatności odsetkowych pomiędzy dwiema stronami, na podstawie której strony wypłacają sobie wzajemnie odsetki od umownego nominalu kontraktu, naliczane według odmiennej stopy procentowej.
KNF	Komisja Nadzoru Finansowego.
Kogeneracja, CHP	Proces technologiczny równoczesnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego.
Kowenanty	Zabezpieczające klauzule umowne, zwłaszcza w umowach kredytowych.
KRS	Krajowy Rejestr Sądowy.
KSE	Krajowy system Elektroenergetyczny.
kWh	Kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej wytworzonej lub zużytej przez urządzenie o mocy 1 kW w ciągu 1 godziny; 1 kWh = 3 600 000 J = 3,6 MJ.
MEW	Mala elektrownia wodna.
MW	Jednostka mocy w układzie SI, 1 MW = 10 ⁶ W.
MWe	Megawat mocy elektrycznej.
MWh	Megawatogodzina.
MWt	Megawat mocy cieplnej.
NBP	Narodowy Bank Polski, bank centralny w Polsce.
NFOŚiGW	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.
NIB	Nordycki Bank Inwestycyjny.
NWZ	Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki Energa SA.
Odnawialne źródła energii, OZE	Źródła wykorzystujące w procesie przetwarzania Energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz Energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych.
OSD, Operator systemu dystrybucyjnego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i

	długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi.
OSP, Operator systemu przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi.
OZEX_A	Cena średnia ważona wolumenem ze wszystkich transakcji kontraktem PMOZE_A na sesji giełdowej.
PGE	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
PKB	Produkt Krajowy Brutto.
PLN	Polski złoty, waluta krajowa.
PMI	Wskaźnik wyprzedzający polskiego przemysłu.
PMOZE_A	Prawa majątkowe do świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE, której określony w świadectwie pochodzenia okres produkcji rozpoczął się od 1 marca 2009 roku.
p.p.	Punkt procentowy.
PPE	Punkt poboru energii.
PPG	Punkt poboru gazu.
Prawa majątkowe	Zbywalne i stanowiące towar giełdowy prawa wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej z odnawialnych źródeł energii i w kogeneracji.
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie, wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000197596; spółka wyznaczona decyzją Prezesa URE Nr DPE-47-58(5)/4988/2007/BT z dnia 24 grudnia 2007 roku na operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od dnia 1 stycznia 2008 roku do dnia 1 lipca 2014 roku.
r/r	Rok do roku.
RDN	Rynek Dnia Następnego.
SAIDI (ang. System Average Interruption Duration Index)	Systemowy wskaźnik średniego (przeciętnego) rocznego czasu trwania przerw.
SAIFI (ang. System Average Interruption Frequency Index)	Systemowy wskaźnik średniej liczby (częstości) trwania przerw na osobę.
Smart Grid	System elektroenergetyczny integrujący w sposób inteligentny działania wszystkich uczestników procesów generacji, przesyłu, dystrybucji i użytkowania, w celu dostarczania energii elektrycznej w sposób ekonomiczny, trwały i bezpieczny. To kompleksowe rozwiązania energetyczne, pozwalające na łączenie, wzajemną komunikację i optymalne sterowanie rozproszonymi dotychczas elementami sieci energetycznych.
SPOT	Rynek dnia następnego (RDN) - rynek energii działający w przedziale czasu „dnia następnego” (DN) zapewniający dostawę energii w dniu D.
Świadectwo pochodzenia	Świadectwo pochodzenia ze źródeł odnawialnych oraz świadectwo pochodzenia z kogeneracji.
Świadectwo pochodzenia z kogeneracji	Dokument wydawany przez Prezesa URE zgodnie z art. 91 Prawa Energetycznego, potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji wytwarzanej w: (i) jednostce kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW (tzw. żółty certyfikat), (ii) jednostce kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (tzw. fioletowy certyfikat), albo (iii) w innej jednostce kogeneracji (tzw. czerwony certyfikat).
Świadectwo pochodzenia ze źródeł odnawialnych, zielony certyfikat	Dokument wydawany przez Prezesa URE zgodnie z art. 9e Prawa Energetycznego, potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii (tzw. zielony certyfikat).
Taryfa G	Grupa taryfowa dla odbiorców indywidualnych – gospodarstw domowych.
Towarowa Giełda Energii, TGE	Towarowa Giełda Energii SA, giełda towarowa na której przedmiotem obrotu są towary giełdowe dopuszczone do obrotu na giełdzie, tj. Energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, gaz wydobywczy, limity wielkości emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od ceny energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń.
TPA (ang. Third Party Access)	Zasada polegająca na udostępnieniu przez właściciela bądź operatora osobom trzecim swojej infrastruktury sieciowej w celu dostarczenia usług klientom. W przypadku energii elektrycznej oznacza to możliwość korzystania z sieci lokalnego dystrybutora energii w celu dostarczenia do wskazanej lokalizacji energii zakupionej u dowolnego sprzedawcy.
TWh	Terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI. 1 TWh to 10 ⁹ kWh.
UE	Unia Europejska.
URE	Urząd Regulacji Energetyki.
WACC (ang. weighted average cost of capital)	Średni ważony koszt kapitału.
WIBOR (ang. Warsaw Interbank Offered Rate)	Międzybankowa stopa procentowa.
Współspalanie	Wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w oparciu o proces wspólnego, jednoczesnego, przeprowadzanego w jednym urządzeniu spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami; część energii wyprodukowanej w powyższy sposób może być uznana za Energię wytworzoną w odnawialnym źródle energii.