



Sprawozdanie Zarządu Energi SA z działalności Grupy Kapitałowej Energa w I półroczu 2026 roku

Gdańsk, dnia 5 sierpnia 2026 roku

Spis treści

1.	PODSUMOWANIE.....	3
2.	PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE ENERGA.....	6
2.1.	CHARAKTERYSTYKA DZIAŁALNOŚCI I STRUKTURA GRUPY	7
2.2.	NAJWAŻNIEJSZE ZDARZENIA W I PÓŁROCZU 2026 ROKU I PO DNIU BILANSOWYM ORAZ INNE INFORMACJE MAJĄCE ISTOTNY WPŁYW NA OCENĘ SYTUACJI MAJĄTOWEJ, FINANSOWEJ I WYNIK FINANSOWY GRUPY	8
2.3.	DZIAŁALNOŚĆ BADAWCZO-ROZWOJOWA I INNOWACYJNA	9
2.3.1.	DZIAŁANIA W RAMACH PROGRAMU OR WYBRANE PROJEKTY REALIZOWANE W I PÓŁROCZU 2026 ROKU PRZEZ SPÓŁKI Z GRUPY ENERGA W OBSZARZE BADAŃ, ROZWOJU I INNOWACJI	10
2.4.	NAKŁADY INWESTYCYJNE I REALIZACJA KLUCZOWYCH PROJEKTÓW.....	11
2.5.	NAGRODY I WYRÓŻNIENIA	14
3.	OTOCZENIE REGULACYJNO-BIZNESOWE	15
3.1.	RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE	16
3.2.	OTOCZENIE REGULACYJNE	20
3.3.	CZYNNIKI WPŁYWU NA WYNIKI GRUPY ENERGA W PERSPEKTYWIE CO NAJMNIEJ JEDNEGO KWARTAŁU.....	30
4.	SYTUACJA FINANSOWO-MAJĄTKOWA GRUPY ENERGA	31
4.1.	ZASADY SPORZĄDZANIA SKRÓCONEGO ŚRÓDROCZNEGO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO.....	32
4.2.	OMÓWIENIE WIELKOŚCI EKONOMICZNO-FINANSOWYCH UJAWNIONYCH W SKRÓCONYM ŚRÓDROCZNYM SKONSOLIDOWANYM SPRAWOZDANIU FINANSOWYM.....	32
4.3.	CHARAKTERYSTYKA STRUKTURY AKTYWÓW I PASYWÓW SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA Z SYTUACJI FINANSOWEJ	38
4.4.	OPIS ISTOTNYCH POZYCJI POZABILANSOWYCH	39
4.5.	PROGNOZY WYNIKÓW FINANSOWYCH	39
5.	DZIAŁALNOŚĆ SEGMENTÓW GRUPY ENERGA	40
5.1.	LINIA BIZNESOWA DYSTRYBUCJA	41
5.1.1.	DZIAŁALNOŚĆ BIZNESOWA I OPERACYJNA.....	41
5.1.2.	WYNIKI FINANSOWE.....	42
5.2.	LINIE BIZNESOWE NOWA ENERGETYKA, ENERGETYKA ZAWODOWA I CIEPŁOWNICTWO	43
5.2.1.	DZIAŁALNOŚĆ BIZNESOWA I OPERACYJNA.....	43
5.2.2.	WYNIKI FINANSOWE LINII BIZNESOWEJ NOWA ENERGETYKA.....	45
5.2.3.	WYNIKI FINANSOWE LINII BIZNESOWEJ ENERGETYKA ZAWODOWA.....	47
5.2.4.	WYNIKI FINANSOWE LINII BIZNESOWEJ CIEPŁOWNICTWO	49
5.3.	LINIA BIZNESOWA DETAL	50
5.3.1.	DZIAŁALNOŚĆ BIZNESOWA I OPERACYJNA.....	50
5.3.2.	WYNIKI FINANSOWE.....	51
6.	ZARZĄDZANIE RYZYKIEM	53
6.1.	ZINTEGROWANY SYSTEM ZARZĄDZANIA RYZYKIEM W GRUPIE ENERGA.....	54
6.2.	OPIS ISTOTNYCH CZYNNIKÓW I RYZYK	55
7.	AKCJE I AKCJONARIAT	63
7.1.	INFORMACJE O AKCJACH I AKCJONARIACIE ENERGI SA.....	64
7.2.	NOTOWANIA AKCJI SPÓŁKI NA GIEŁDZIE PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH W WARSZAWIE	64
7.3.	OCENY RATINGOWE	65
7.4.	ZESTAWIENIE STANU AKCJI W POSIADANIU OSÓB ZARZĄDZAJĄCYCH I NADZORUJĄCYCH.....	65
8.	POZOSTAŁE INFORMACJE O GRUPIE	66
8.1.	INFORMACJE O ISTOTNYCH UMOWACH I TRANSAKCJACH	67
8.2.	POSTĘPOWANIA TOCZĄCE SIĘ PRZED SĄDEM, ORGANEM WŁAŚCIWYM DLA POSTĘPOWANIA ARBITRAŻOWEGO LUB ORGANEM ADMINISTRACJI PUBLICZNEJ	70
8.3.	ZATRUDNIENIE I SPORY ZBIOROWE	73
9.	OŚWIADCZENIE ZARZĄDU	75
	Spis tabel	77
	Spis rysunków.....	77



1. PODSUMOWANIE

GRUPA ENERGA W I PÓŁROCZU 2026 ROKU

Jedna z wiodących grup energetycznych oraz niezawodny dostawca energii i usług dla 1/4 kraju, z 53% udziałem produkcji z OZE w produkcji własnej.

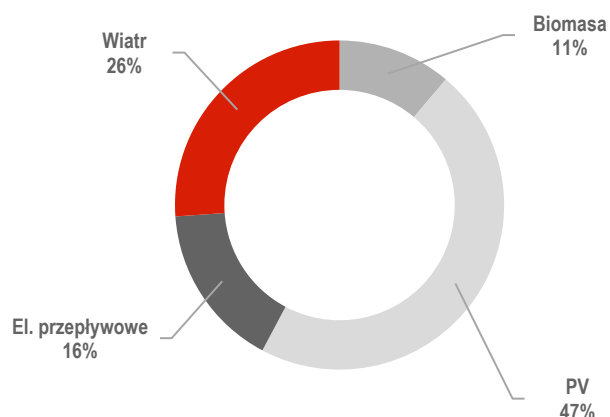


Wyniki finansowe

Przychody	EBITDA	Marża EBITDA
11 198 mln zł	2 719 mln zł	24,3%

Odnawialne źródła energii

Produkcja OZE	Moc zainstalowana	Moc zainstalowana wg. źródeł
945 GWh	1 255 MWe	



Dane operacyjne

Wolumen dostarczonej energii	Produkcja ee brutto	Sprzedaż detaliczna ee
 12,1 TWh	 1,8 TWh	 9,4 TWh

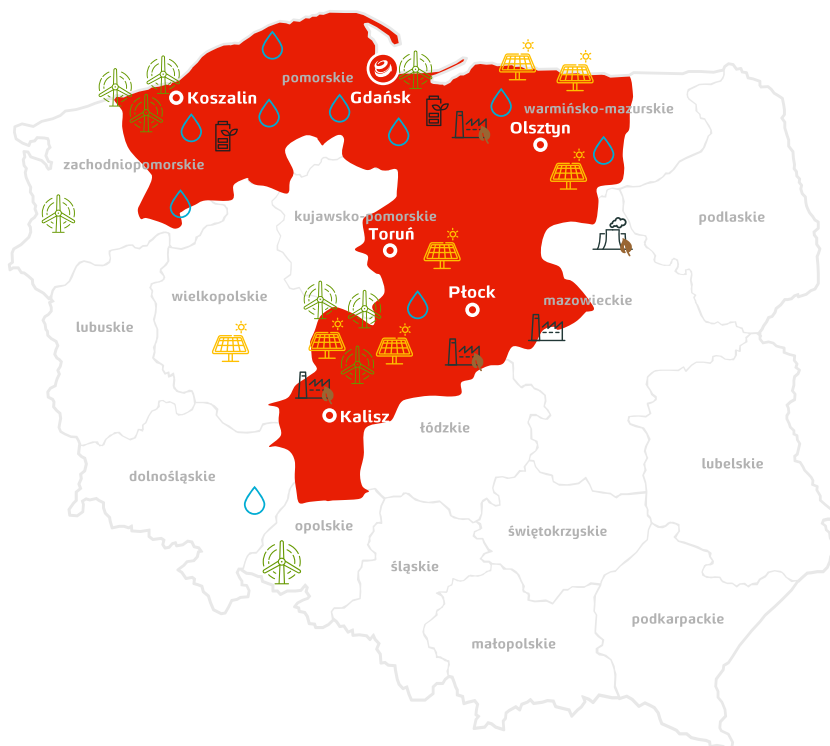
Kapitalizacja i oceny ratingowe Energi SA na dzień 30 czerwca 2026 roku

Kapitalizacja	Cena akcji	Rating Fitch	Rating Moody's
7,81 mld zł	18,86 zł	BBB+	Baa1

Kluczowe zasoby

Sieć dystrybucji	Moc zainstalowana	Liczba klientów	Liczba pracowników
 202,5 tys. km	 2,01 GWe z czego 62% stanowią OZE	 Dystrybucja: 3,5 mln Sprzedaż: 3,4 mln	 8,9 tys.

	farma wiatrowa
	farma fotowoltaiczna
	elektrownia wodna
	instalacja biomasowa
	magazyn energii / ESP
	elektrownia systemowa
	elektrociepłownia / ciepłownia
	dystrybucja energii elektrycznej
	Siedziba Energa SA
	oddziały Energi Operatora SA



EBITDA kluczowych Linii Biznesowych

Dystrybucja	Nowa Energetyka	Energetyka zawodowa	Ciepłownictwo	Detal
1 919 mln zł	281 mln zł	32 mln zł	41 mln zł	393 mln zł

Inwestycje

Inwestycje	Nowo przyłączeni klienci	Modernizacja linii WN, SN i nN	Nowe przyłączone do sieci źródła OZE
 2 005 mln zł Z czego Dystrybucja: 1 243 mln zł	 30 tys.	 1 745 km	 332 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.

Działalność grupy 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 tej 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 3,5 mln klientów, z czego około 3,3 mln stanowią klienci z umowami kompleksowymi, a 188 tys. to klienci TPA (ang. Third Party Access). Na koniec czerwca 2026 roku łączna długość linii energetycznych eksploatowanych przez Grupę wynosiła prawie 203 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, 9-miu farmach wiatrowych oraz instalacjach fotowoltaicznych. Na koniec czerwca 2026 roku w tej Linii zainstalowana moc elektryczna w aktywach wytwórczych OZE wynosiła ok. 1 GW, z czego 0,2 GW stanowiły elektrownie wodne, 0,3 GW elektrownie wiatrowe oraz 0,6 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 czerwca 2026 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 cieplnej 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 czerwca 2026 roku w tej Linii zainstalowana moc cieplna wynosiła 0,4 GW, gdzie 0,2 GW dotyczyła lokalizacji w Elblągu, a 0,1 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, gazu 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 I półrocza 2026 roku Grupa Energa obsługiwała około 3,4 mln odbiorców, z czego 3,1 mln stanowili klienci taryfy G, a na pozostałą część składali się klienci grup taryfowych: C, B i A, w porządku malejącym.

ZMIANY W STRUKTURZE I ORGANIZACJI GRUPY

Na dzień 30 czerwca 2026 roku w skład Grupy Energa, łącznie z podmiotem dominującym - spółką Energa SA („Energa” „Spółka”, „Emitent”) - wchodziło 31 spółek.

5 lutego 2026 roku została zawarta pomiędzy Energa SA a Energa Kogeneracja sp. z o.o. umowa sprzedaży udziałów spółki Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya sp. z o.o. (dalej: CBRF) na mocy, której nastąpiło przejście prawa własności 100% udziałów spółki CBRF na Energa Kogeneracja sp. z o.o. W wyniku zawarcia wyżej wymienionej umowy Energa Kogeneracja sp. z o.o. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym CBRF.

28.05.2026 r. Energa Green Development Sp. z o.o. i Energa Wytwarzanie S.A. zawarły umowę sprzedaży przez EGD wszystkich udziałów w 3 spółkach celowych (Solar Serby Sp. z o.o., Farma Wiatrowa Szybowice Sp. z o.o. oraz Helios Polska Energa sp. z o.o.) za łączną cenę 89 012 729,21 zł.

1 lipca 2026 roku Sąd Rejonowy Gdańsk-Północ, VII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego dokonał rejestracji zmian Statutu Spółki i podwyższenia kapitału zakładowego Spółki Energa.

Dodatkowo na dzień 30 czerwca 2026 roku Grupa posiadała udziały we wspólnym przedsięwzięciu - Baltic Offshore Service Solution Sp. z o.o. oraz w jednostce stowarzyszonej – Polimex-Mostostal S.A. („Polimex”).

2.2. NAJWAŻNIEJSZE ZDARZENIA W I PÓŁROCZU 2026 ROKU I PO DNIU BILANSOWYM ORAZ INNE INFORMACJE MAJĄCE ISTOTNY WPŁYW NA OCENĘ SYTUACJI MAJĄTOWEJ, FINANSOWEJ I WYNIK FINANSOWY GRUPY

2.2.1. ISTOTNE ZDARZENIA OKRESU SPRAWOZDAWCZEGO

PODPISANIE ANEKSU DO UMOWY Z WYKONAWCĄ W RAMACH REALIZACJI PROJEKTU CCGT OSTROŁĘKA

W dniu 16 kwietnia 2026 roku został podpisany aneks („Aneks”) do umowy z 25.06.2021 roku z GE Power Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie i GE Vernova Global Services GmbH („Wykonawca”), dotyczącej budowy bloku gazowo-parowego CCGT Ostrołęka („Projekt”) realizowanej w formule EPC tj. „pod klucz”. Aneks wprowadza mechanizmy stabilizacyjno-mobilizacyjne, wspierające skuteczną realizację Projektu przez Wykonawcę. CCGT Ostrołęka Sp. z o.o., jako spółka zależna Emitenta prowadząca Projekt, zakłada osiągnięcie Operacyjnego Kamienia Milowego („OKM”) nie później niż w I kwartale 2027 roku. Osiągnięcie OKM co do zasady będzie skutkowało brakiem naliczania kar z tytułu nierealizowania obowiązków związanych z umową dotyczącą Rynku Mocy sygnalizowanych w RB 56/2025 oraz rozpoczęciem świadczenia usługi mocowej.

EMISJA AKCJI SERII CC – opisana w nocie 21 Sprawozdania Finansowego za I półrocze 2026 roku.

2.2.2. ISTOTNE ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM

REJESTRACJA PODWYŻSZENIA KAPITAŁU ZAKŁADOWEGO ORAZ ZMIAN STATUTU SPÓŁKI W REJESTRZE PRZEDSIĘBIORCÓW KRS

W dniu 01.07.2026 r. Sąd Rejonowy Gdańsk-Północ, VII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego dokonał rejestracji zmian Statutu Spółki, przyjętych uchwałą nr 4 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 2 kwietnia 2026 roku w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki w drodze emisji akcji serii CC w trybie subskrypcji zamkniętej (tj. z zachowaniem prawa poboru dotychczasowych akcjonariuszy), ustalenia dnia 4 maja 2026 roku jako dnia prawa poboru akcji serii CC oraz zmiany Statutu spółki oraz uchwałą nr 5 dotyczącą przyjęcia tekstu jednolitego Spółki.

Ogólna liczba głosów wynikająca ze wszystkich wyemitowanych akcji Spółki wynosi aktualnie 835 039 856 (słownie: osiemset trzydzieści pięć milionów trzydzieści dziewięć tysięcy osiemset pięćdziesiąt sześć).

W związku z rejestracją zmian wynikających z podwyższenia kapitału zakładowego Spółki, §7 ust. 1 statutu Spółki otrzymały nowe, następujące brzmienie:

"Kapitał zakładowy Spółki wynosi 7 536 021 467,52 zł (słownie: siedem miliardów pięćset trzydzieści sześć milionów dwadzieścia jeden tysięcy czterysta sześćdziesiąt siedem złotych i pięćdziesiąt dwa grosze) i dzieli się na 690 111 856 (słownie: sześćset dziewięćdziesiąt milionów sto jedenaście tysięcy osiemset pięćdziesiąt sześć) akcji o wartości nominalnej 10,92 zł (słownie: dziesięć złotych dziewięćdziesiąt dwa grosze) każda z nich, którymi są:

- 1) akcje na okaziciela serii AA w liczbie 269 139 114 (słownie: dwieście sześćdziesiąt dziewięć milionów sto trzydzieści dziewięć tysięcy sto czternaście) o numerach od nr AA 00000001 do nr AA 269139114, które są akcjami zwykłymi,
- 2) akcje imienne serii BB w liczbie 144 928 000 (słownie: sto czterdzieści cztery miliony dziewięćset dwadzieścia osiem tysięcy) o numerach od nr BB 00000001 do nr BB 144928000, które są akcjami uprzywilejowanymi co do prawa głosu na Walnym Zgromadzeniu, przy czym jedna akcja uprzywilejowana daje prawo do 2 (słownie: dwóch) głosów na Walnym Zgromadzeniu,
- 3) akcje na okaziciela serii CC w liczbie 276 044 742 (słownie: dwieście siedemdziesiąt sześć milionów czterdzieści cztery tysiące siedemset czterdzieści dwie) o numerach od nr CC 00000001 do nr numeru CC 276 044 742, które są akcjami zwykłymi."

ZAWIADOMIENIE O ZMIANIE STANU POSIADANIA AKCJI EMITENTA

W dniu 1 lipca 2026 r. otrzymał od ORLEN S.A. ("Akcjonariusz") zawiadomienie sporządzone na podstawie art. 69 ustawy o ofercie publicznej, dotyczące zmiany stanu posiadania akcji Emitenta.

Zgodnie z treścią zawiadomienia, w dniu 1 lipca 2026 r. sąd zarejestrował podwyższenie kapitału Energi SA, w wyniku którego ORLEN S.A. posiada 657 229 931 akcji, stanowiących 95,24% kapitału zakładowego Emitenta i uprawniających do 802 157 931 głosów, co odpowiada 96,06% ogólnej liczby głosów.

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

WPŁYW KONFLIKTÓW ZBROJNYCH NA DZIAŁALNOŚĆ GRUPY

Grupa monitoruje na bieżąco rozwój sytuacji geopolitycznej, w szczególności przebieg wojny w Ukrainie oraz konfliktów na Bliskim Wschodzie. Utrzymująca się wysoka niepewność oraz ryzyko eskalacji konfliktów zbrojnych powodują, że prognozowanie dalszych skutków gospodarczych pozostaje obarczone istotnym ryzykiem błędnych założeń.

Obecna sytuacja geopolityczna charakteryzuje się znaczną zmiennością oraz rosnącą fragmentacją gospodarczą i napięciami międzynarodowymi, które – zgodnie z analizami instytucji międzynarodowych – stanowią jedno z głównych globalnych ryzyk gospodarczych. Jednocześnie konflikty zbrojne wpływają na poziom inflacji, ceny surowców energetycznych oraz stabilność rynków finansowych, co dodatkowo utrudnia przygotowywanie wiarygodnych prognoz ekonomicznych.

W związku z powyższym, na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania nie jest możliwe dokonanie wiarygodnego i precyzyjnego oszacowania potencjalnego wpływu sytuacji geopolitycznej na działalność oraz wyniki finansowe Grupy w kolejnych okresach.

Jednocześnie Grupa wskazuje, że nie zidentyfikowano istotnego, bezpośredniego, negatywnego wpływu trwających konfliktów zbrojnych na wyniki finansowe osiągnięte w I półroczu 2026 roku. Działalność Grupy nie obejmuje bezpośrednich relacji handlowych z podmiotami zarejestrowanymi na terytoriach objętych konfliktami lub sankcjami międzynarodowymi, w szczególności w Ukrainie, Rosji, Białorusi oraz w regionach bezpośrednio objętych działaniami wojennymi.

2.3. DZIAŁALNOŚĆ BADAWCZO-ROZWOJOWA I INNOWACYJNA

W I półroczu 2026 roku spółki Grupy Energa oraz Biuro Rozwoju i Innowacji Energa SA prowadziły łącznie 46 inicjatyw, które dotyczyły różnych domen technologicznych ze Strategii Technologii i Innowacji ORLEN 2030, domen energetycznych ze Strategicznego Planu Rozwoju i Wieloletniego Planu Inwestycji Strategicznych Grupy Energa na lata 2024-2030 oraz Programów Strategicznych z operacjonalizacji Strategii Grupy ORLEN 2025-2035.

Wśród podejmowanych działań duża część dotyczyła nowych wyzwań związanych z transformacją energetyczną w szczególności poprawą efektywności energetycznej i ekonomicznej działalności prowadzonej przez spółki Grupy Energa. Niepewność technologiczna i niepewność biznesowa projektów B+R+I powoduje, że tylko część pomysłów przechodzi pomyślnie proces weryfikacji i zamienia się w konkretne działania inicjowania, planowania i realizacji projektów.

Inicjowanie	Planowanie	Realizacja	Zakończenie
Pilotaże - 4	Projekty B+R - 5 Projekty Innowacyjne - 13	Pilotaże - 7 Projekty B+R - 4	Pilotaże -1 Projekty B+R - 1

Projekty Innowacyjne - 11

łącna liczba przedsięwzięć: 46

2.3.1. WYBRANE PROJEKTY REALIZOWANE W I PÓŁROCZU 2026 ROKU PRZEZ SPÓŁKI Z GRUPY ENERGA W OBSZARZE BADAŃ, ROZWOJU I INNOWACJI

Energa SA prowadzi projekt pn.: „Cyfrowy Bliźniak do optymalizacji zarządzania kogeneracyjnymi źródłami wytwórczymi”. W I półroczu 2026 roku dokonano rozwinięcia modelu cyfrowego bliźniaka o źródło wytwórcze w postaci silników kogeneracyjnych, a także opracowano modele predykcyjne w aspekcie zapotrzebowania miejskiej sieci ciepłowniczej, jak i cen SPOT energii elektrycznej i gazu ziemnego na Rynku Dnia Następnego Towarowej Giełdy Energii. Projekt zakłada uruchomienie systemu do modelowania przepływu strumieni paliw, energii i ciepła, analizy emisji CO₂ oraz analizy ekonomicznej kosztów, przychodów i zysków, opracowanie i implementacja modelu numerycznego infrastruktury elektrociepłowni, a także algorytmów optymalizacyjnych pracę źródeł wytwórczych i magazynów energii. Projekt rozpoczął się w sierpniu 2025 roku, a jego zakończenie planowane jest na koniec grudnia 2026 roku.

Energa SA prowadzi projekt pn.: „Testowanie perspektywicznych technologii magazynowania energii”. W I półroczu 2026 roku rozpoczęto analizę możliwości budowy cyfrowego środowiska symulacyjnego dla elektrochemicznych magazynów energii na Platformie Usług Energetycznych i Modelowania. Obecnie dopracowywany jest zakres prac badawczo-rozwojowych i infrastrukturalnych. Projekt zakłada utworzenie laboratorium badawczego oraz opracowanie cyfrowego bliźniaka dla elektrochemicznych magazynów energii. Celem przedsięwzięcia jest pozyskanie rzeczywistych danych eksploatacyjnych dotyczących różnych technologii magazynowania energii, opracowanie modeli degradacji i efektywności oraz stworzenie narzędzi wspierających podejmowanie decyzji inwestycyjnych w obszarze transformacji energetycznej.

Energa SA realizuje projekt pn.: „Centrum Kompetencji Energetycznych w Pomorskim Parku Naukowo-Technologicznym” w Gdyni. W I półroczu 2026 roku przeprowadzono warsztaty z udziałem Pomorskiego Parku Naukowo Technologicznego, Urzędu Miejskiego Gdynia oraz Centrum EXPERYMENT dotyczące planowanych projektów w ramach działań związanych z ofertą dla społeczności energetycznych, a także zorganizowano warsztaty dla startupów z Pomorskim Parkiem Naukowo-Technologicznym w Gdyni. W maju 2026 roku odbyło się spotkanie pomiędzy Członkami Zarządu Energa SA, a Prezydentami Miasta Gdynia w sprawie podjęcia strategicznej współpracy w zakresie łączenia misji edukacyjnej Miasta Gdynia z promocją nowoczesnych rozwiązań energetycznych Grupy Energa. Projekt ma na celu stworzenie przestrzeni badawczo-szkoleniowej, gdzie będą prowadzone konferencje i szkolenia z zakresu transformacji energetycznej, ścieżki edukacyjne dla uczniów i studentów oraz wystawy i prezentacje dla mieszkańców i turystów odwiedzających Centrum Nauki Experiment. Na terenie Pomorskiego Parku Naukowo-Technologicznego będą realizowane wybrane projekty badawczo-rozwojowe oraz szkolenia dla pracowników dla Grupy przy udziale startupów skupionych w Pomorskim Parku Naukowo-Technologicznym w Gdyni.

Energa Oświetlenie Sp. z o.o. realizuje projekt pn.: „Zarządzalne gniazda słupowe do ładowania pojazdów elektrycznych”, którego celem jest stworzenie nowego produktu – zdalnie zarządzalnego gniazda 230V, montowanego na słupie oświetleniowym, mającego zapewnić szeroki dostęp do możliwości ładowania pojazdów elektrycznych za pomocą przenośnych ładowarek (będących na wyposażeniu samochodów) o niskiej mocy. W I półroczu 2026 roku opracowano projektową koncepcję do dokumentacji – projekt gniazda, zbudowano pierwszy prototyp gniazda, gdzie przeprowadzono testy pod względem funkcjonalności i bezpieczeństwa, co pozwoliło na wprowadzenie usprawnień. Projekt rozpoczął się w grudniu 2024 roku, a jego zakończenie planowane jest na koniec sierpnia 2026 roku.

Energa Kogeneracja Sp. z o.o. realizuje projekt pn.: „System informatyczny do zarządzania źródłami wytwórczymi w Elektrociepłowni Elbląg”, którego celem jest stworzenie rozwiązania umożliwiającego prowadzenie w czasie rzeczywistym analiz zmian cen rynkowych energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz krótkoterminowych prognoz pogody do prognozowania popytu na ciepło sieciowe w celu zoptymalizowanego zarządzania źródłami wytwórczymi oraz magazynami ciepła składającymi się na Elektrociepłownię. W I półroczu 2026 roku uruchomiono środowisko testowe, dostępne z poziomu komputerów służbowych Grupy Energa. Prowadzone są testy oraz konsultacje wdrożonych funkcjonalności, których rezultaty zostaną wykorzystane przy budowie docelowego systemu informatycznego przeznaczonego do eksploatacji produkcyjnej. Projekt rozpoczął się w listopadzie 2025 roku, a jego zakończenie planowane jest na koniec lutego 2027 roku.

PROJEKT ZAKOŃCZONY W I PÓŁROCZU 2026 ROKU W SPÓŁCE Z GRUPY ENERGA W OBSZARZE BADAŃ, ROZWOJU I INNOWACJI

SERENE – Energa Operator SA realizował projekt „SERENE”, którego celem było zademonstrowanie opłacalnych i zorientowanych na klienta rozwiązań, aby skuteczniej zintegrować różne nośniki energii w celu zrównoważonego rozwoju społeczności regionalnych przy uwzględnieniu zapotrzebowania na energię z lokalnych odnawialnych źródeł. Projekt był dofinansowany ze środków Unii Europejskiej w programie „Horyzont 2020”.

W projekcie zintegrowano różne urządzenia systemu energetycznego lokalnej społeczności, aby zaspokoić jej potrzeby energetyczne. Zbudowano demonstratory rozwiązań konstrukcyjnych i technologicznych dla nowych źródeł wytwórczych ciepła, chłodu i energii elektrycznej korzystających z OZE, a także różnych technologii magazynowania energii (w tym magazyny ciepła), pojazdów z napędem alternatywnym, hybrydowych systemów ogrzewania wspomaganych innowacyjnymi pompami ciepła. Projekt realizowany był na terenie gminy Przywidz. Rozpoczął się w maju 2021 roku, a zakończył się w styczniu 2026 roku.

DZIAŁANIA W RAMACH PROGRAMU ORLEN SKYLIGHT ACCELERATOR ORAZ STARTUP BOOSTER POLAND, REALIZOWANE W I PÓŁROCZU 2026 ROKU PRZEZ SPÓŁKI Z GRUPY ENERGA

- I. W I półroczu 2026 roku spółki z Grupy Energa realizowały 5 wdrożeń pilotażowych w ramach Programu ORLEN Skylight Accelerator:

- **Energa Wytwarzanie S.A. pn. „Narzędzie do predykcji produktywności turbiny wiatrowej”** – testowanie rozwiązania, które pozwoli określić optymalne czasy remontów dla poszczególnych turbin wiatrowych, aby przy uwzględnieniu danych pogodowych, cen energii, informacji o pracy turbiny oraz harmonogramu przeglądów planowych, zmaksymalizować wartość wyprodukowanej energii w danym okresie;
- **Energa Oświetlenie Sp. z o.o. pn. „Ładowarki AC dla pojazdów elektrycznych zintegrowane z infrastrukturą oświetleniową i ORLEN Charge”** - integracja ładowarek AC dla pojazdów elektrycznych z istniejącą infrastrukturą oświetleniową, umożliwiając ich zarządzanie i monitoring poprzez system ORLEN Charge;
- **Energa Obrót S.A. pn. „Inteligentny system zarządzania energią”** – testowanie inteligentnego systemu zarządzania energią, który integruje magazyny energii, instalacje fotowoltaiczne i dynamiczne taryfy, aby zwiększyć autokonsumpcję i zoptymalizować wykorzystanie energii;
- **Energa Obrót S.A. pn. „System do analizy danych sprzedażowych, modelowania zachowań klientów, prognozowania popytu, sprzedaży oraz efektywności produktów”** – testowanie możliwości udoskonalenia aktualnie stosowanych prognoz zużycia przy zastosowaniu zaawansowanej platformy behawioralnej i predykcijnej AI;
- **Energa Obrót S.A. pn. „System do analizy danych energetycznych i przewidywania produkcji, popytu oraz strat technicznych w sieci”** – testowanie możliwości optymalizacji pracy sieci energetycznych i portfeli energii, redukcji kosztów operacyjnych i ryzyka rynkowego, integracji źródeł odnawialnych oraz podejmowanie decyzji w oparciu o dane w czasie rzeczywistym;
- W I półroczu 2026 r. spółki z Grupy Energa wzięły udział w Programie Startup Booster Poland, którego celem jest zapewnienie finansowania dla innowacyjnych pilotaży i projektów w Spółkach Grupy Kapitałowej ORLEN. W wyniku nawiązania współpracy z Akceleratorem: Pomorską Specjalną Strefą Ekonomiczną w ramach Programu Startup Booster Poland, spółka Energa Obrót SA podjęła decyzję o przeprowadzeniu niżej wymienionych wdrożeń pilotażowych, których realizacja rozpoczęła się w czerwcu 2026 r.
- **Energa Obrót SA pn. „Model prognozy zużycia energii”** - testowanie modeli biznesowych prognostycznych, wspierających prognozowanie zużycia klientów lub całych segmentów (profilu dobowo-godzinowego) w długim horyzoncie czasowym, w szczególności ze względu na zmieniające się otoczenie rynkowe (dynamiczny przyrost instalacji OZE, pompy ciepła, magazyny energii, prosumenci wirtualni, zmiany regulacyjne np. wprowadzenie taryf dynamicznych);
- **Energa Obrót SA pn. „Narzędzia do zarządzania energią elektryczną w pilotażowej społeczności energetycznej w celu zwiększenia efektywności”** - testowanie funkcjonalności aplikacji, która umożliwi precyzyjne rozliczanie energii wewnątrz pilotażowej społeczności energetycznej oraz wdrożenie modeli predykcyjnych do prognozowania zużycia i kosztów energii.

2.4. NAKŁADY INWESTYCYJNE I REALIZACJA KLUCZOWYCH PROJEKTÓW

W ciągu pierwszych 6 miesięcy 2026 roku nakłady inwestycyjne w Grupie Energa wyniosły 2 005 mln zł i były o 61 mln zł, tj. 3% wyższe niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Inwestycje Linii Biznesowej Dystrybucja stanowiły 62% wszystkich nakładów poniesionych przez Grupę i wyniosły 1 243 mln zł.

Inwestycje w Linii Biznesowej Dystrybucja obejmowały rozbudowę sieci w celu przyłączania nowych odbiorców i wytwórców, a także modernizacje, 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 114 mln zł, a istotny udział stanowiły zadania związane głównie z budową elektrowni fotowoltaicznych przez spółki celowe (m.in. Helios Polska Energia, Solar Serby) oraz przez Lidera Linii Spółkę ENERGA Wytwarzanie (m.in. realizacja projektu budowy PV Kotła).

W Linii Biznesowej Energetyka Zawodowa nakłady na inwestycje wyniosły 490 mln zł, a istotny udział stanowiły zadania związane z budową elektrowni gazowych w Grudziądzu, Ostrołęce oraz Gdańsku.

W Linii Biznesowej Ciepłownictwo nakłady na inwestycje wyniosły 76 mln zł, a istotny udział stanowiły zadania związane z budową silników gazowych w Elblągu realizowane przez spółkę Energa Kogeneracja.

W Linii Biznesowej Detal nakłady na inwestycje wyniosły 20 mln zł, z czego największy udział miały nakłady na IT i modernizację salonów sprzedaży.

Stan realizacji programu inwestycyjnego za 6 miesięcy 2026 roku

Opis projektu	Nakłady inwestycyjne za 6 miesięcy 2026 roku (mln zł)
Linia Biznesowa Dystrybucja	1 243
Przyłączenie odbiorców i źródeł ee oraz związana z tym budowa nowych sieci	450
Modernizacja i odtworzenie istniejącego majątku związana z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc	662
Pozostałe nakłady inwestycyjne, kolizje i korekty	131
Linia Nowa Energetyka	114
Spółka Energa Wytwarzanie	53
Spółka Solar Serby	36
Spółka Helios Polska Energia	7
Pozostałe inwestycje i korekty	18
Linia Biznesowa Energetyka Zawodowa	490
Spółka CCGT Grudziądz (budowa)	217
Spółka CCGT Ostrołęka (budowa)	71
Spółka CCGT Gdańsk (budowa)	186
Pozostałe inwestycje i korekty	16
Linia Biznesowa Ciepłownictwo	76
Spółka Energa Kogeneracja	71
Pozostałe inwestycje i korekty	5
Linia Biznesowa Detal	20
Spółka Energa Obrót	18
Pozostałe inwestycje i korekty	2
Pozostałe spółki i korekty	62
Energa Oświetlenie	38
Energa Informatyka i Technologie	13
Pozostałe inwestycje i korekty	11
Razem	2 005

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. W pierwszym półroczu 2026 roku zakończono prace montażowe w zakresie tras kablowych WN i SN, montażu transformatorów blokowych oraz kontynuowano prace w zakresie instalacji elektrycznych i AKPiA, montażu elewacji budynków, instalacji gazowej do docelowej stacji pomiarowej.

W lokalizacji Ostrołęka w 2025 roku zakończono postępowanie przetargowe na wyłonienie głównego Wykonawcy dla budowy nowego źródła ciepła w konfiguracji: kotłownia rezerwowo-szczytowa KRS 4x10 MWt (kotły gazowo-olejowe 2x10 MWt oraz kotły elektrodowe 2x10 MWt). W dniu 18 listopada 2025 roku podpisano Umowę z Wykonawcą. W I półroczu 2026 realizowano prace w zakresie opracowania projektu podstawowego oraz prowadzono konsultacje w zakresie projektów umów przyłączeniowych do sieci elektroenergetycznej i gazowej.

W pierwszym półroczu 2026 roku w lokalizacji Elbląg, Kalisz, Żychlin, uruchomiono prace ramach fazy planowania projektów dekarbonizacyjnych aktywów ciepłowniczych, mających na celu zastąpienie urządzeń wytwórczych zasilanych węglem kamiennym zmodernizowanymi lub nowymi, niskoemisyjnymi jednostkami wytwórczymi.

W półroczu 2026 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 pierwszym półroczu 2026 roku dokonano odbiorów kolejnego zakresu prac generalnego wykonawcy oraz kontynuowano prace budowlane w zakresie bloku. 16.04.2026 r. został podpisany Aneks nr 5 do umowy z Generalnym Wykonawcą, wprowadzający mechanizmy stabilizacyjno-mobilizacyjne, wspierające skuteczną realizację Projektu przez Wykonawcę.

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 2025 roku zidentyfikowano opóźnienie w realizacji projektu względem terminu zakomunikowanego w RB 28/2022. Prowadzone są rozmowy z Generalnym Wykonawcą, które mają doprowadzić do możliwie jak najszybszego oddania bloku do eksploatacji. W pierwszej połowie 2026 roku Spółka kontynuuje zasadniczą fazę realizacji Projektu w relacji do zakresu Generalnego Wykonawcy (GW) elektrowni. W dniu 19.06.2026 r. przeprowadzono podanie gazu z stacji Gaz-System do kotłów pomocniczych, zasilanych sekwencyjnie poprzez TP3, w celu wykonania prób funkcjonalnych kotłów. W drugim tygodniu lipca przeprowadzono pierwszy zapłon turbiny gazowej i synchronizację bloku z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE).. Spółka nadzoruje postęp prac w trybie ciągłym, monitorując kluczowe obszary oraz weryfikując ich zgodność z aktualnym stanem harmonogramu.

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 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 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. 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). W pierwszym półroczu 2026 uzyskano zamienne pozwolenie na budowę. Wykonawca zakończył palowanie na całym aktualnie wyznaczonym obszarze oraz znajduje się na końcowym etapie wykonywania zbrojenia pod płytą kotła HRSG.

PROJEKT BUDOWY ELEKTROWNI CCGT GDAŃSK

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 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). W dniu 28

listopada 2025 roku nastąpiło przekazanie placu budowy Głównemu Wykonawcy. W pierwszej połowie 2026 roku zawarto główne Umowy OSBL. W dniu 06.02.2026 Prezydent Miasta Gdańsk wydał Zezwolenie na Realizację Inwestycji Drogowej. Aktualnie realizowane są prace związane z budową dróg tymczasowych.

MAGAZYNY ENERGII

Energa Storage Sp. z o.o. realizuje prace w ramach fazy planowania m.in. w ramach projektów: BESS Ostrołęka (300 MW), BESS Gdańsk (300 MW), BESS Grudziądz (300 MW) oraz BESS Grudziądz (47 MW). W pierwszej połowie 2026 roku Spółka pozyskała warunki przyłączenia dla lokalizacji Ostrołęka oraz Grudziądz.

09.01.2026 roku w ramach Spółki Energa Wytwarzanie S.A. powołano Projekt budowy Magazynu Energii Sompolno. Projekt znajduje się na liście rankingowej i objęty jest umową dotacyjną z NFOŚiGW podpisaną 31.12.2025, która weszła w życie po spełnieniu warunku uzyskania zgód korporacyjnych (31.03.2026). W pierwszej połowie 2026 roku uruchomiono postępowanie przetargowe na wybór generalnego wykonawcy.

2.5. NAGRODY I WYRÓŻNIENIA

Nazwa/tytuł wyróżnienia/nagrody	Opis - czego dotyczyła przyznana nagroda	Kiedy otrzymano nagrodę/wyróżnienie (miesiąc)	Spółka
Diversity IN Check 2026	Grupa Energa potwierdziła wysoki poziom dojrzałości w zakresie zarządzania różnorodnością i budowania inkluzywnego środowiska pracy. W tegorocznej edycji badania Diversity IN Check 2026, realizowanego przez Forum Odpowiedzialnego Biznesu we współpracy z agencją badawczą PBS, Energa uzyskała ponad 80% możliwych do zdobycia punktów, znajdując się w elitarnym gronie 11 organizacji z najwyższymi wynikami w Polsce.	Maj 2026	Energa SA
Rankingu ESG. Odpowiedzialne Zarządzanie	Energa znalazła się na 1. miejscu w tegorocznym „Rankingu ESG. Odpowiedzialne Zarządzanie” w kategorii liderów branżowych i na 5. miejscu w klasyfikacji generalnej, co oznacza najwyższy wynik w historii jej udziału w tym zestawieniu. Po raz kolejny została również doceniona w cyklicznym raporcie Forum Odpowiedzialnego Biznesu. W publikacji „Odpowiedzialny biznes w Polsce 2025. Dobre praktyki” znalazło się aż pięć realizowanych przez Energe projektów.	Czerwiec 2026	Energa SA



3. OTOCZENIE REGULACYJNO-BIZNESOWE

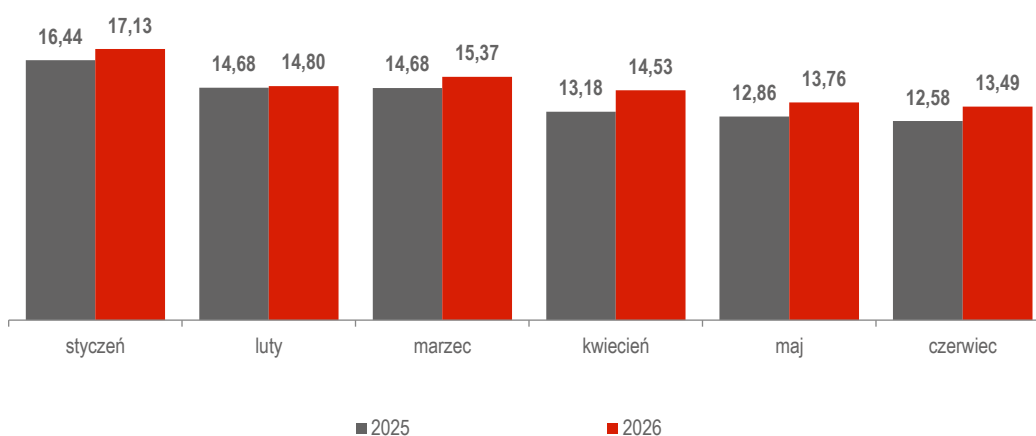
3.1. RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE

Kształtowanie się otoczenia rynkowego ma istotne znaczenie dla osiąganych przez Grupę wyników finansowych. W tym świetle zwraca się szczególną uwagę zwłaszcza na produkcję i zużycie energii elektrycznej oraz notowania cen energii elektrycznej w Polsce i wybranych krajach sąsiednich, praw majątkowych jak również koszty uprawnień do emisji.

KRAJOWA PRODUKCJA I ZUŻYCIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Produkcja energii elektrycznej w Polsce według danych publikowanych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) w I półroczu 2026 roku wyniosła 89,08 TWh i była wyższa o około 4,66 TWh tj. 5,5% w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego (84,42 TWh). Wyższa produkcja była widoczna głównie w źródłach fotowoltaicznych oraz elektrowniach pracujących w oparciu o paliwo gazowe i węgiel kamienny.

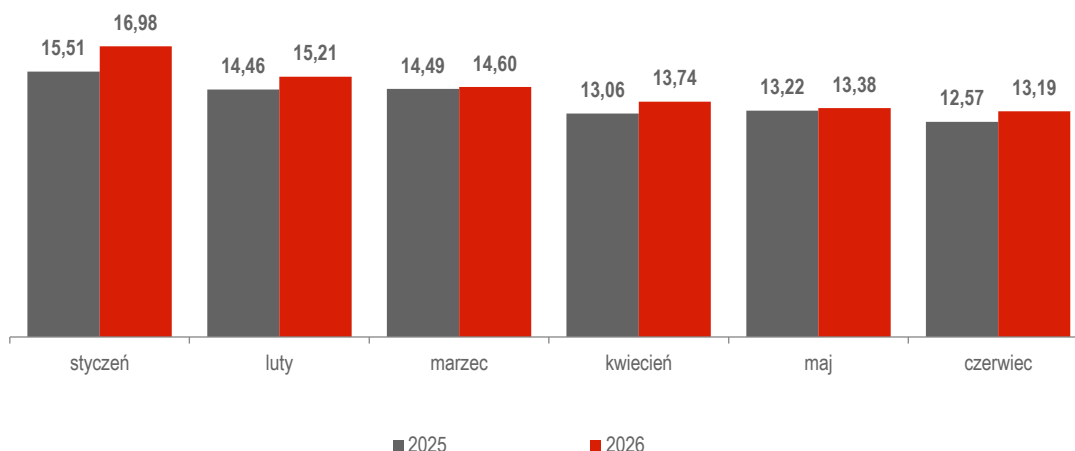
Rysunek 1: Produkcja energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2026 roku (TWh)



Źródło: PSE

Krajowe zużycie energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2026 roku wyniosło 87,10 TWh i było wyższe o 3,79 TWh tj. 4,5% w stosunku do tego samego okresu roku poprzedniego (83,31 TWh).

Rysunek 2: Zużycie energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2026 roku (TWh)

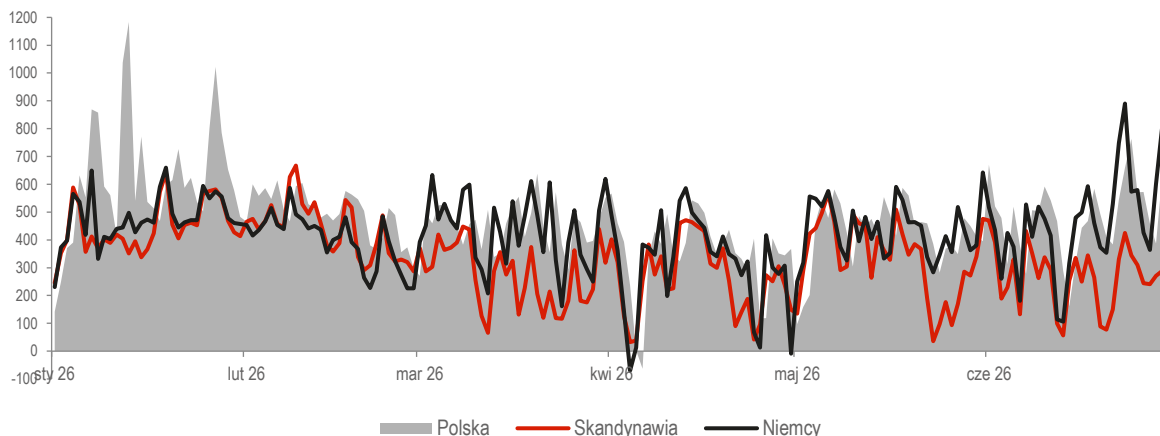


Źródło: PSE

CENY ENERGII W WYBRANYCH KRAJACH SĄSIADUJĄCYCH Z POLSKĄ

Średni poziom cen na rynku SPOT w Polsce w I półroczu 2026 roku był wyższy, podobnie jak w samym II kwartale 2026 r., niż w krajach sąsiadujących. Szok podaży na rynku produktów energetycznych (głównie gazu ziemnego) związany z zablokowaniem Cieśniny Ormuz, a tym samym wzrost cen surowców przy wzroście zapotrzebowania na moc wraz z niższymi temperaturami jak na okres I kwartału, jak również wzrost poziomu ubytków systemowych oraz cen uprawnień do emisji, doprowadziły w I półroczu 2026 roku do wzrostu cen na rynku polskim jak również na rynkach ościennych. Największe odchylenia cen odnotowano względem rynku skandynawskiego (+40,1%, tj. +134,89 zł/MWh), a zdecydowanie niższe w porównaniu do cen na rynku niemieckim (+11,7%, tj. 49,32 zł/MWh).

Rysunek 3: Ceny energii na rynku SPOT w Polsce i w wybranych krajach sąsiadujących w I półroczu 2026 roku (cena (PLN/MWh))

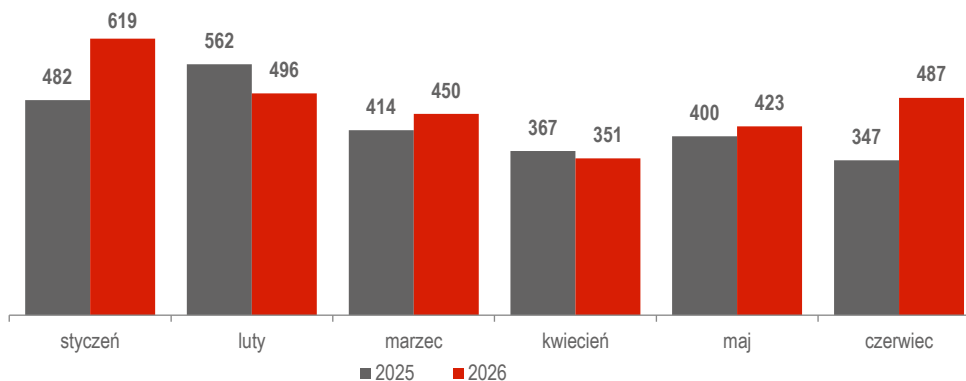


Źródło: Bloomberg, TGE

RYNEK DNIA NASTĘPNEGO (RDN) ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE

Średni poziom indeksu TGeBase w I półroczu 2026 roku wyniósł 471,23 zł/MWh i był o 43,99 zł/MWh wyższy niż w analogicznym okresie roku ubiegłego (427,24 zł/MWh). Natomiast porównując II kwartał 2026 roku z II kwartałem roku ubiegłego można zaobserwować wzrost ceny o 48,50 zł/MWh. Wzrosty notowań surowców energetycznych oraz uprawnień do emisji wsparte spadkiem produkcji energii z wiatru oraz wzrostem ubytków systemowych i spadkiem dostępności mocy w el. ciepłych na skutek okresowo występujących wysokich temperatur, wraz ze wzrostem zapotrzebowania na energię wpłynęły na wzrost cen w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego. Coraz większe znaczenie dla kształtowania cen mają sytuacje związane z nadpodażą energii występującą w systemie w stosunku do zapotrzebowania spowodowane rosnącym udziałem energii z OZE. W I półroczu 2026 r. ograniczono produkcję OZE 1174,3 GWh co oznacza wzrost o 44,7% r/r.

Rysunek 4: Indeks TGeBase w I półroczu 2026 roku (PLN/MWh)



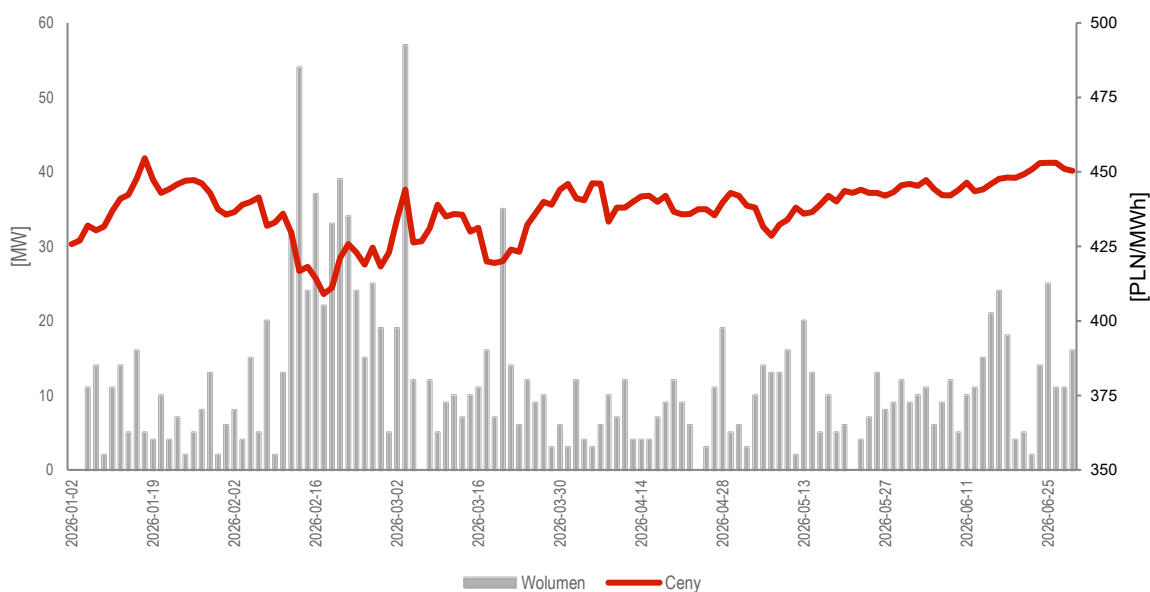
Źródło: TGE

RYNEK TERMINOWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE

W I półroczu 2026 roku rynek terminowy energii elektrycznej znajdował się w nieznacznym trendzie wzrostowym, patrząc od połowy lutego, kończąc II kwartał w okolicach poziomu 450,00 zł/MWh (BASE 2027). Głównymi determinantami wzrostu cen energii w I półroczu na rynku terminowym były:

- szok podażyowy na rynku surowców energetycznych (głównie gazu) prowadzący do wzrostu ich cen,
- wzrost cen na rynku SPOT,
- niesprzyjające czynniki pogodowe powodujące spadek produkcji energii z wiatru,
- wzrost zapotrzebowania na energię,
- wzrost cen uprawnień do emisji.

Rysunek 5: Cena kontraktu terminowego pasmo z dostawą na 2026 rok w I półroczu 2026 roku



Źródło: TGE

RYNEK UPRAWNIENÍ DO EMISJI

W dniu 28 maja 2026 roku Komisja Europejska (KE) poinformowała, że na koniec 2025 roku w obiegu było około 1 023 mln uprawnień do emisji, co oznacza spadek o ok. 125 mln r/r. Po raz pierwszy w historii nadwyżka uprawnień znalazła się poniżej dodatkowego górnego progu rezerwy MSR (1 096 mln), pozostając jednak powyżej dolnego progu 833 mln uprawnień do emisji. Wartość ta stanowiła podstawę do określenia poziomu tzw. rezerwy stabilności rynkowej (MSR), funkcjonującej w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) od stycznia 2019 roku. Zgodnie z zasadami MSR w okresie 12 miesięcy – od dnia 1 września 2026 roku do dnia 31 sierpnia 2027 roku – w rezerwie stabilności rynkowej zostanie umieszczona łączna liczba około 190,5 mln uprawnień. Zgodnie z opublikowanymi danymi Komisji Europejskiej, zweryfikowane emisje w unijnym systemie handlu uprawnieniami (EU ETS) obniżyły się w 2025 roku o 1,3% r/r, potwierdzając trend spadkowy. Od momentu wdrożenia systemu w 2005 roku, wolumen emisji w objętych nim sektorach został zredukowany o połowę. Wynik ten wskazuje, że Unia Europejska pozostaje na ścieżce pozwalającej na osiągnięcie celu redukcyjnego na poziomie 62% do 2030 roku. Zbliży się długo wyczekiwana materializacja szczegółów przeglądu EU ETS, którego celem jest dostosowanie systemu do unijnego celu klimatycznego na 2040 rok, zakładającego redukcję emisji o co najmniej 90% w porównaniu z poziomem z 1990 roku. Propozycje Komisji Europejskiej, których publikację przewidziano na lipiec 2026 roku, mają objąć wolniejsze wycofywanie bezpłatnych uprawnień dla przemysłu oraz dostosowanie corocznego spadku limitu emisji (tzw. liniowego współczynnika redukcji). Oczekuje się, że unijne plany przyniosą także obniżenie od 2028 roku wskaźnika poboru dla rezerwy stabilności rynkowej (MSR) oraz włączenie do systemu handlu emisjami krajowych instalacji wychwytyjących dwutlenek węgla. Po spadku notowań EUA w pierwszym kwartale, w drugim kwartale nastąpiło odbicie notowań za sprawą szoku podażyowego na rynku surowców wywołanego wojną na linii USA – Izrael – Iran. W konsekwencji

na koniec I półrocza 2026 roku kurs wyniósł 80,17 EUR/t, spadając od końca 2025 roku o 8,1%, natomiast porównując z końcem I półrocza 2025 roku kurs wzrósł o 16,2%.

Rysunek 6: Ceny uprawnień EUA w I półroczu 2026 roku (euro/tona)



Źródło: Bloomberg

RYNEK PRAW MAJĄTKOWYCH

W tabeli poniżej zostały przedstawione ceny zielonych praw majątkowych notowane na Towarowej Gieldzie Energii.

Tabela 1: Średnie poziomy cen zielonych praw majątkowych notowanych na Towarowej Gieldzie Energii

Indeks (rodzaj świadectwa)	Wartość Indeksu		Procent obowiązku (%)	Opłata zastępcza (zł)
	I półrocze 2025 roku (zł/MWh)	I półrocze 2026 roku (zł/MWh)		
OZEX_A (zielone)	28,37	26,45	9,5*	300,03*

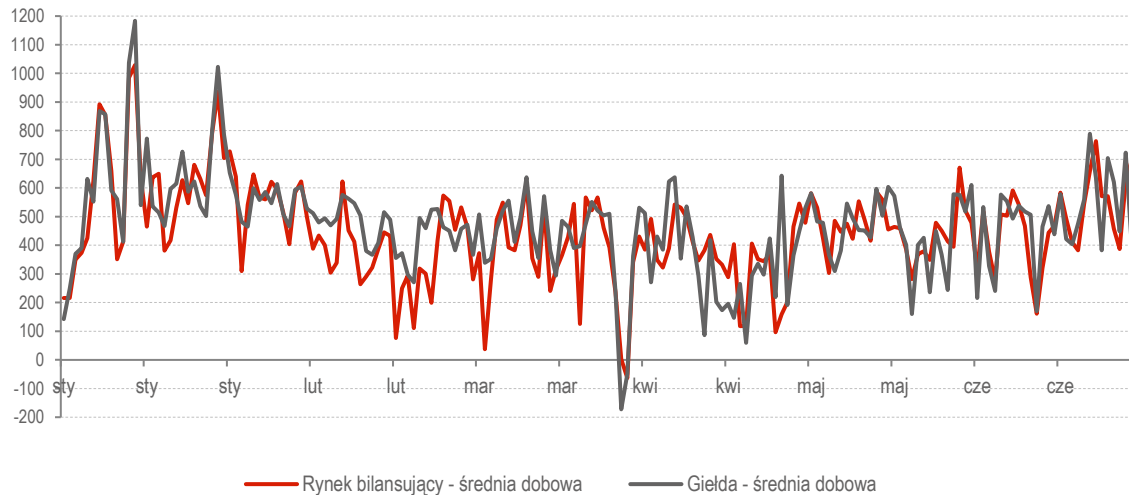
* wartość opłaty zastępczej i obowiązku umorzenia na 2025 rok

Z perspektywy posiadanej struktury wytwórczej Grupy Energa (tj. duży udział produkcji z OZE częściowo jeszcze będącej w tym systemie wsparcia) istotne są notowania zielonych praw majątkowych. Ceny PM OZE w transakcjach sesyjnych utrzymywały się w całym I półroczu 2026 roku poniżej poziomu oporu zlokalizowanego w okolicach 30,00 zł/MWh. Notowania PM OZE zakończyły I półrocze 2026 roku na poziomie 26,16 zł/MWh.

RYNEK BILANSUJĄCY

W dniu 14 czerwca 2024 roku weszły w życie nowe Warunki Dotyczące Bilansowania, które skróciły okresy rozliczeniowe energii bilansującej oraz niezbilansowania z jednej godziny do piętnastu minut. Po wprowadzeniu tych zmian, profil dzienny na rynku SPOT jak i bilansującym charakteryzuje się wyższymi wybiciami cen w godzinach wieczornych. Nadal jednak można było zaobserwować niski poziom cen w godzinach o największej generacji PV. W przeważającym okresie I półrocza 2026 roku ceny na rynku bilansującym były zbliżone do cen na rynku dnia następnego. Odstępstwem od tego była np. sytuacja z dnia 02 maja br., kiedy to średnia cena dobową na rynku bilansującym wyniosła 159,34 zł/MWh i była niższa od ceny na rynku dnia następnego o 483,12 zł/MWh. Średni poziom cen w badanym okresie na rynku bilansującym wyniósł 446,89 zł/MWh, wobec 425,04 zł/MWh w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Rysunek 7: Zestawienie cen na rynku bilansującym i rynku SPOT (giełda) w I półroczu 2026 roku (PLN/MWh)



Źródło: TGE, PSE

3.2. OTOCZENIE REGULACYJNE

PROCESY LEGISLACYJNE ZAKOŃCZONE W II KWARTALE 2026 ROKU

Tabela 2: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
Ustawa z dnia 13 marca 2026 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw ID projektu: Dz.U. 2026 poz. 516	Etap prac: ✓ 13 stycznia 2026 roku – projekt wpłynął do Sejmu. ✓ 21 stycznia 2026 roku – I czytanie na posiedzeniu Komisji ESK. ✓ 27 lutego 2026 roku – II i III czytanie na posiedzeniu Sejmu; przyjęcie ustawy przez Sejm. ✓ 4 marca 2026 roku – Senat wprowadził poprawki do tekstu ustawy. ✓ 13 marca 2026 roku – przyjęcie przez Sejm poprawek Senatowi; przekazanie ustawy prezydentowi do podpisu. ✓ 2 kwietnia 2026 roku – podpisanie ustawy przez prezydenta. ✓ 15 kwietnia 2026 roku – ogłoszenie ustawy w Dzienniku Ustaw RP Główne założenia ustawy: ✓ Zwiększenie kwot zaliczek na poczet opłaty za przyłączenie, ustanowienie zabezpieczeń dla podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci. ✓ Zobligowanie operatorów do tworzenia dostępnych publicznie platform informacyjnych (on-line), prezentujących regularnie aktualizowane informacje m.in. w zakresie (po raz pierwszy do 31 sierpnia 2026 r.): (1) dostępnych zdolności przyłączeniowych, (2) złożonych wniosków o określenie WP, (3) statusu rozpatrywania wniosku, (4) odrzuconych wniosków o przyłączenie wraz z uzasadnieniem odrzucenia oraz (5) kryteriów stosowanych do obliczania przepustowości sieci dostępnej dla nowych przyłączeń. ✓ Nałożenie na przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną obowiązku posiadania i stosowania strategii zabezpieczającej, która będzie przekazywana Prezesowi URE oraz wykonywania obowiązków sprawozdawczych w zakresie tej strategii. ✓ Wprowadzenie rozwiązań z zakresu rozruchu technologicznego. ✓ Ponadto utworzenie możliwości składania wniosków o przyłączenie i rozpatrywania wniosków w procesie w pełni elektronicznym, przy jednoczesnym zachowaniu formy pisemnej dla podmiotów przyłączanych do sieci o napięciu do 1kV. ✓ Rozwiązania wzmacniające pozycję odbiorcy energii elektrycznej. ✓ Elastyczne umowy przyłączeniowe – umożliwienie zawierania niegwarantowanych, elastycznych umów przyłączeniowych (UP). ✓ Konfigurowalne umowy o przyłączenie – jako nowe rozwiązanie, czyli z ograniczeniami wyprowadzenia mocy lub poboru, które mogą występować nawet po realizacji przez operatora inwestycji wynikających z planu rozwoju, a które wiążą się z brakiem obowiązku usunięcia ograniczeń przez operatora. ✓ Konkursy na moce przyłączeniowe. ✓ Rozwiązania reformujące proces przyłączeniowy i wykorzystanie istniejącej infrastruktury sieciowej. ✓ Zmiany procesu przyłączenia (dot. operatorów dystrybucyjnych i operatora przesyłowego). ✓ Zmiany procesu planowania rozwoju KSE. ✓ Nałożenie na operatorów systemu elektroenergetycznego obowiązku przedkładania sprawozdania zawierającego wykaz magazynów energii elektrycznej przyłączonych do ich sieci oraz stanowiących w pełni zintegrowany z nimi element. ✓ Wprowadzenie zmian w obszarze REMIT (implementacja tzw. REMIT II).

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 26 maja 2026 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko ID aktu prawnego: Dz. U. 2026 r. poz. 706	✓ Uregulowanie kwestii bezpośredniej straty ekonomicznej – sprzedawca energii elektrycznej lub paliw gazowych wskazuje odbiorcy, maksymalną wysokość kary umownej, która nie może przekroczyć wartości bezpośrednich strat ekonomicznych poniesionych przez sprzedawcę oraz sposób wyliczenia tych strat. Etap prac: ✓ 20 listopada 2025 roku – publikacja projektu na RCL; rozpoczęcie konsultacji publicznych; opiniowanie. ✓ 2 marca 2026 roku – uzgodnienia. ✓ 1 kwietnia 2026 roku – skierowanie projektu do Stałego Komitetu Rady Ministrów. ✓ 26 maja 2026 roku – przyjęcie projektu rozporządzenia przez Radę Ministrów. ✓ 27 maja 2026 roku – skierowanie projektu do podpisu Prezesa Rady Ministrów. ✓ 29 maja 2026 roku – publikacja rozporządzenia w Dzienniku Ustaw RP. Główne założenia rozporządzenia: ✓ Rozporządzenie dotyczy repoweringu. Rozporządzenie ma umożliwić modernizację istniejących elektrowni wiatrowych bez obowiązku uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach poprzez dodanie wyjątku od uznania modernizacji istniejących elektrowni wiatrowych, pod określonymi warunkami, za przedsięwzięcia mogące potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko. ✓ Rząd nie przystał na propozycję Ministerstwa Energii (wspieraną m.in. przez MAP), by zwiększyć z 30 do 50 proc. limit dopuszczalnego zwiększenia mocy nominalnej wiatraka, w ramach którego przysługiwałoby odstępstwo od wymogu uzyskania DŚU. Resort energii argumentował, że planowane przez MKiŚ zwiększenie mocy w ramach repoweringu do 30 proc. spowoduje, że przepisy te w praktyce będą martwe, gdyż uczynią modernizację turbin nieopłacalną – wówczas repowering prowadziłby do budowy instalacji o mocy 2,6–3,3 MW, podczas gdy obecny standard rynkowy to ok. 5 MW. MKiŚ się jednak na to nie zgodziło. ✓ Resort klimatu powołuje się na przepisy prawa UE, w tym dyrektywę 2011/92/UE w sprawie oceny oddziaływania niektórych przedsięwzięć publicznych i prywatnych na środowisko. Wyjaśnia przy tym, że odstępstwa od obowiązku uzyskania DŚU nie mogą być kształtowane dowolnie, a próg zwolnienia nie może być ustawiony tak szeroko, by w praktyce wyłączał spod oceny środowiskowej większość projektów repoweringowych. Zdaniem MKiŚ taki skutek miałoby podniesienie limitu do 50 proc., ponieważ obejmowałoby większość modernizacji istniejących turbin. ✓ Pozostawienie progu 30 proc. MKiŚ tłumaczy jako kompromis między potrzebą wykorzystania potencjału energetyki wiatrowej i oczekiwaniami branży a wymogami ochrony przyrody. Argumentuje też, że nawet 30-proc. wzrost mocy turbiny może istotnie zwiększyć produkcję energii – niemal dwukrotnie przy współczynniku wykorzystania mocy na poziomie 35 proc. i o ok. 130 proc. przy współczynniku 40 proc. Według resortu podniesienie progu do 45 proc. lub wyżej groziłoby przeniesieniem znacznej części repoweringu poza kontrolę środowiskową, mimo możliwego wpływu takich inwestycji na ptaki i nietoperze. ✓ Moc farmy po repoweringu nie może przekroczyć 100 MW, ale nowe wiatraki będzie można lokować do 150 metrów od tych deinstalowanych. Inwestor będzie jednak musiał zachować 250 metrów odległości od ściany lasu, a także przestrzegać odległości z ustawy wiatrakowej, których nie można zmienić rozporządzeniem – w tym 700 metrów od budynków mieszkalnych.
Ustawa z dnia 18 grudnia 2025 roku o zmianie ustaw w celu usprawnienia mechanizmów wsparcia odbiorców energii elektrycznej i ciepła ID aktu prawnego: Dz. U 2026 r. poz. 32	Etap prac: ✓ 5 grudnia 2025 roku – uchwalenie ustawy przez Sejm. ✓ 10 grudnia 2025 roku – Senat wprowadził poprawki do ustawy. ✓ 18 grudnia 2025 roku – Sejm przyjmuje poprawki wprowadzone przez Senat. ✓ 19 grudnia 2025 roku – przekazania ustawy do podpisu prezydenta. ✓ 9 stycznia 2026 roku – podpisanie ustawy przez prezydenta. ✓ 13 stycznia 2026 roku – ogłoszenie w Dzienniku Ustaw RP. Główne założenia ustawy: ✓ Przedłużenie terminu na przekazanie sprzedawcom energii elektrycznej informacji od przedsiębiorców z sektora mikro, małych i średnich przedsiębiorstw o wartości udzielonej im pomocy w związku ze stosowaniem ceny maksymalnej energii elektrycznej w rozliczeniach z odbiorcami uprawnionymi, przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, będących mikro, małym lub średnim przedsiębiorstwem. Proponuje się regulację dotyczącą wydłużenia przedmiotowego terminu do dnia 30 czerwca 2026 roku. ✓ Dostosowanie terminu rozliczenia rekompensat przez Zarządcę Rozliczeń S.A. poprzez umożliwienie korekty rozliczenia końcowego sprzedawców energii za stosowanie mechanizmu ceny maksymalnej w drugiej połowie 2024 roku. Pierwotny termin upłynął 31 października 2025 roku. ✓ Przedłużenie terminu przekazania przez Zarządcę Rozliczeń S.A. zbiorczego rozliczenia środków oraz przekazania środków niewykorzystanych do tzw. funduszu COVID-19 z 31 grudnia 2026 roku, na dzień 31 marca 2027 roku. ✓ W art. 3 ustawy o bonie ciepłowniczym zostanie dodany ust. 2a, który zobliguje wójta, burmistrza lub prezydenta miasta do zamieszczenia w terminie do 20 czerwca 2026 roku na stronie internetowej urzędu gminy lub w sposób zwyczajowo przyjęty informacje o zaistnieniu na obszarze gminy okoliczności, uniemożliwiających spełnienia przesłanek otrzymania bonu ciepłowniczego. ✓ W art. 3 ustawy o bonie ciepłowniczym zostanie dodany ust. 2b odnoszący się do możliwości pozostawienia wniosku o wypłatę bonu ciepłowniczego bez rozpoznania. ✓ Wylimitowana zostanie niespójność terminów, tj. termin drugiego obowiązku publikacji jednokładnikowej ceny ciepła netto, jaki został nałożony na przedsiębiorstwa energetyczne w związku

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
Ustawa z dnia 23 stycznia 2026 r. o zmianie ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa oraz niektórych innych ustaw ID aktu prawnego: Dz.U. 2026 poz. 252	z ubieganiem się o bon ciepłowniczy za okres od 1 stycznia 2026 roku do 31 grudnia 2026 roku, o który wnioski będą mogły być składane od 1 lipca 2026 roku. Odesłania zawarte w art. 3 ust. 6 pkt 3 i ust. 11 ustawy o bonie ciepłowniczym omyłkowo wskazują na „30 kwietnia 2026 r.”, zamiast na wynikający z art. 3 ust. 10 pkt 2 ustawy o bonie ciepłowniczym „31 maja 2026 r.”. Etap prac: ✓ 5 grudnia 2025 roku – I czytanie na posiedzeniu Sejmu. ✓ 21 stycznia 2025 roku – II czytanie na posiedzeniu Sejmu. ✓ 23 stycznia 2025 roku – III czytanie na posiedzeniu Sejmu. ✓ 28 stycznia 2026 roku – Senat nie wniósł poprawek. ✓ 29 stycznia 2026 roku – Ustawę przekazano prezydentowi do podpisu. ✓ 19 lutego 2026 roku – Prezydent podpisał ustawę ✓ 2 marca 2026 roku – publikacja ustawy w Dzienniku Ustaw Główne założenia ustawy: ✓ Ustawa na celu wykonanie prawa Unii Europejskiej. Projekt dotyczy wdrożenia dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2555 z dnia 14 grudnia 2022 r. w sprawie środków na rzecz wysokiego wspólnego poziomu cyberbezpieczeństwa na terytorium Unii, zmieniającej rozporządzenie (UE) nr 910/2014 i dyrektywę (UE) 2018/1972 oraz uchylającej dyrektywę (UE) 2016/1148 (dyrektywa NIS 2) (Dz. Urz. UE L 333 z 27.12.2022 str. 80). ✓ Założeniem nowelizacji jest zwiększenie odporności infrastruktury i usług o charakterze krytycznym na cyberzagrożenia. W perspektywie sektora energetycznego: ➢ Ustawa rozszerza katalog podmiotów ważnych i kluczowych, odpowiedzialnych za sektory strategiczne. Muszą one m.in. zapewniać bezpieczeństwo swoich systemów i raportować incydenty związane z cyberbezpieczeństwem, przy czym nadzór nad podmiotami kluczowymi będzie realizowany także ex ante. Muszą też wycofać produkty, usługi czy procesy teleinformatyczne w przypadku, gdy dostarczająca je firma zostanie uznana za dostawcę wysokiego ryzyka. Podmiotami kluczowymi staną się m.in. posiadacze koncesji na wytwarzanie, przesył, dystrybucję lub obrót energią elektryczną, czy podmioty prowadzące działalność koncesjonowaną w sektorach ciepła, ropy, paliw, gazu czy wodoru. Dołączy do nich operator elektrowni jądrowej, czy kopalnie (również gazu), zaś inwestor elektrowni jądrowej z decyzją zasadniczą będzie podmiotem ważnym. ➢ W ciągu 18 miesięcy od wejścia ustawy w życie mają być ustanowione Zespoły Reagowania na Incydenty Bezpieczeństwa Komputerowego, działające na poziomie sektora lub podsektora, ustanowione przez organ właściwy do spraw cyberbezpieczeństwa dla danego sektora lub podsektora – CSIRT sektorowy; w sektorze energetycznym do tej roli aspirują PSE. CSIRT to zespół reagowania na incydenty cyberbezpieczeństwa. W przypadku cyberataku podmioty ważne i kluczowe mają raportować do niego, zaś CSIRT inicjuje działania zaradcze, współpracuje z organami ścigania, wymiarem sprawiedliwości i służbami specjalnymi. Ma zbierać informacje o poważnych incydentach, przekazywać informacje o ryzykach i sposobach ograniczania ich w wykorzystywanych technologiach. Może też przeprowadzić ocenę bezpieczeństwa systemu informacyjnego podmiotu kluczowego lub ważnego – dla większości z nich nawet bez ich wiedzy – w tym włączyć się do ich systemów, by sprawdzić podatność na atak. ➢ Zadaniem Ministra Energii będzie identyfikacja wśród podmiotów ważnych i kluczowych tych o dużym lub o krytycznym wpływie na transgraniczne przepływy energii.
Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku ID aktu prawnego: link	Etap prac: ✓ 17 grudnia 2025 roku – publikacja projektu na stronie internetowej Ministerstwa Energii. ✓ 18 grudnia 2025 roku – połączone posiedzenia podkomisji sejmowych (Podkomisja stała do spraw transformacji energetycznej, odnawialnych źródeł energii i energetyki jądrowej oraz Podkomisja stała do spraw Sprawiedliwej Transformacji). ✓ 19 grudnia 2025 roku – przekazanie projektu na Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów. W kolejnym kroku zostanie przekazany na posiedzenia kolejnych komitetów: Komitetu do Spraw Europejskich oraz Stałego Komitetu Rady Ministrów. Końcowym etapem w perspektywie krajowej będzie zatwierdzenie dokumentu przez Radę Ministrów. ✓ 8 czerwca 2026 roku – przyjęcie dokumentu przez Radę Ministrów Główne założenia: ✓ Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu (KPEiK) wyznacza cele w zakresie struktury wytwarzania energii, redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz rozwoju nowoczesnej gospodarki. Do Komisji Europejskiej trafią dwa scenariusze: (1) scenariusz przyspieszonej transformacji – WAM; (2) scenariusz zrównoważonej transformacji – WEM, który jest preferowany. Zgodnie z prognozami KPEiK, do 2030 r. moc zainstalowana w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) wzrośnie do ponad 90 GW, a do 2040 r. podwoi się względem 2025 r. ✓ Według przyjętych założeń w KPEiK, w zależności od przyjętego scenariusza transformacji, udział OZE w strukturze produkcji energii wzrośnie do 51,6–53,2 proc. w 2030 r. oraz do 65,6–68,9 proc. w 2040 r. (WEM–WAM). Kluczową rolę w tym procesie odegrają: energetyka wiatrowa na lądzie i morzu, fotowoltaika oraz wykorzystanie gazów odnawialnych. ✓ Rozwój energetyki niskoemisyjnej w Polsce może stać się jednym z najważniejszych impulsów dla krajowej gospodarki w najbliższych dekadach. W przypadku morskich farm wiatrowych zakłada się osiągnięcie poziomu local content na poziomie ok. 40 proc. Przy inwestycjach rzędu blisko 274 mld zł w

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
	latach 2026-2040 oznacza to, że ok. 110 mld zł pozostanie w portfelach krajowych przedsiębiorców, a więc w krajowej gospodarce. ✓ Uruchomienie w drugiej połowie lat trzydziestych pierwszych bloków elektrowni jądrowej oraz małych reaktorów modułowych (SMR) zapewni ok. 40 TWh energii wytwarzanej w podstawie systemu. Zgodnie z aktualizacją KPEiK system energetyczny zmierzać będzie ku zwiększeniu mocy zainstalowanej z ponad 77 GW (III.2026 r.) do ok. 128-156 GW (WEM-WAM) w 2040 r. ✓ To właśnie na OZE, magazynach energii (5,9 GW mocy w 2030 i 19,1 GW w 2040) i atomie ma opierać się system elektroenergetyczny kraju w przyszłości. Spychać będą przy tym coraz bardziej na margines węgla, którego będzie stopniowo ubywać. W 2030 roku mocy w węglu ma być jeszcze 18,8 GW. W wersji WAM w 2040 roku przewidziano 4,6 GW mocy zainstalowanej w elektrowniach węglowych i to wyłącznie w węglu kamiennym. Tym procesom towarzyszyć będzie spadek popytu na węgiel energetyczny. W scenariuszu WEM w 2030 roku wynosi on maksymalnie 28 mln ton, w WAM – 19 mln ton. Już w 2030 roku możliwe jest doprowadzenie do sytuacji, w której – w scenariuszu WAM – węgiel stanowić będzie mniej niż 1/3 krajowej generacji energii elektrycznej. W ciepłownictwie do 2040 roku ma już nie być węgla jako paliwa. ✓ Miejsce węgla, zarówno w elektroenergetyce, jak i ciepłownictwie ma zająć gaz. Niebieskie paliwo w 2030 roku ma osiągnąć maksimum – wówczas krajowe zapotrzebowanie wyniesie rekordowe 24,7 mld m³ (WAM) lub 23,6 mld m³ (WEM). Później ma stopniowo spadać, do 13,6 mld m³ (WAM) lub 19,3 mld m³. ✓ Koszt realizacji ambitnego scenariusza transformacji (WAM) w latach 2026–2030 oszacowano na 1,1 bln zł, z czego sektor elektroenergetyczny wymaga inwestycji sięgających do 486 mld zł. ✓ Prognozy wskazują, że w 2030 r. w Polsce może być zarejestrowanych około 800 tys. pojazdów elektrycznych i hybrydowych typu plug-in (w tym pojazdy osobowe – ponad 720 tys. szt., ciężarówki i auta dostawcze – 68 tys. szt.).
Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 12 czerwca 2026 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych ID aktu prawnego: Dz. U. 2026 r. poz. 792	Etap prac: ✓ 27 kwietnia 2026 roku – publikacja projektu na RCL i rozpoczęcie konsultacji publicznych. ✓ 22 maja 2026 roku – opiniowanie uwag wniesionych w toku konsultacji publicznych. ✓ 12 czerwca 2026 roku – skierowanie projektu do podpisu ministra. ✓ 15 czerwca 2026 roku – skierowanie aktu do ogłoszenia. ✓ 16 czerwca 2026 roku – ogłoszenie rozporządzenia w Dzienniku Ustaw RP. Główne założenia projektu: ✓ Celem zmian jest określenie sposobu ustalania poziomu utrzymywanych zapasów paliw przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD), w końcowym okresie ich eksploatacji. Elementem tego okresu jest okres poprzedzający planowane wycofanie z eksploatacji urządzeń przedsiębiorstwa energetycznego. ✓ Wprowadzenie projektowanych zmian umożliwi stopniowe dostosowanie poziomu zapasów paliw w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych do ilości niezbędnej do zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej także w przypadku nieplanowanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju. ✓ Projekt przewiduje wprowadzenie 180-dniowego okresu przejściowego, podzielonego na cztery etapy stopniowego obniżania poziomu zapasów obowiązkowych paliw (odpowiednio: 75 %, 50 %, 25 % oraz poziom minimalny odpowiadający trydobowemu zużyciu paliwa). ✓ Przyjęty okres 180 dni odpowiada typowym cyklom planowania operacyjnego i logistycznego w sektorze elektroenergetycznym, w szczególności w zakresie kontraktowania dostaw paliw, oraz wynika z konieczności zapewnienia równowagi pomiędzy bezpieczeństwem energetycznym państwa, bezpieczeństwem pracy jednostek wytwórczych oraz potrzebą ograniczenia kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne.

PROCESY LEGISLACYJNE NIEZAKOŃCZONE W II KWARTALE 2026 ROKU

Tabela 3: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
Projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne ID projektu: Numer z wykazu UD284	Etap prac: ✓ 19 sierpnia 2025 roku – publikacja projektu w „Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów”. ✓ 12 listopada 2025 roku – publikacja projektu w RCL. ✓ Od 12 listopada 2025 roku do 3 grudnia 2025 roku – konsultacje publiczne. ✓ Od 4 grudnia 2025 roku trwa opiniowanie uwag wniesionych w toku konsultacji publicznych. Główne założenia projektu: ✓ Projekt przywracający częściowy obowiązek sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców energii elektrycznej poprzez Towarową Giełdę Energii lub platformy prowadzone przez nominowanych operatorów rynku energii (NEMO) – tzw. obligo giełdowe – w wysokości 55%. Z przedmiotowego obowiązku będą przewidziane następujące wyłączenia dla energii elektrycznej: ➢ dostarczonej do odbiorcy końcowego za pomocą linii bezpośredniej,

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
	➤ wytworzonej z OZE w jednostce wytwórczej o łącznej mocy poniżej 10 MW, ➤ wytworzonej w jednostce wytwórczej o łącznej mocy nie wyższej niż 50 MW innej niż w pkt. 2, ➤ wytworzonej w kogeneracji ze średnioroczną sprawnością przemiany wyższą niż 52,5%, ➤ zużywanej na potrzeby własne, ➤ niezbędnej do wykonywania przez operatorów systemów elektroenergetycznych ich ustawowych zadań, ➤ wytworzonej w jednostce wytwórczej przyłączonej bezpośrednio do urządzeń lub instalacji odbiorcy końcowego zużywającego tę energię elektryczną lub sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, której operatorem wyznaczony został ten odbiorca końcowy, ➤ wytworzonej i dostarczonej w ramach zawartej umowy na sprzedaż energii elektrycznej z OZE z odbiorcą końcowym, zgłoszonej do rejestru URE, z wyłączeniem transakcji wewnątrzgrupowych. ✓ Nierynkowa redukcja OZE (poprzednia propozycja nie regulowała tej kwestii) – projektodawca zaproponował zmianę przepisów w zakresie nierynkowego redysponowania, w przypadku umów licznikowych. W zakresie nierynkowego redysponowania OZE proponowanym rozwiązaniem jest uwzględnienie w rozliczeniu tzw. umów licznikowych energii elektrycznej, która byłaby wyprodukowana, gdyby polecenie nierynkowego redysponowania nie zostało wydane przez operatora systemu. Estymacja wielkości energii niewyprodukowanej będzie opierać się na danych określających dostępność danej instalacji wytwórczej oraz warunkach pogodowych wpływających na możliwości generacji energii elektrycznej dla tej jednostki w momencie wystąpienia nierynkowego redysponowania. Szczegółowe zasady wyznaczania energii elektrycznej niewyprodukowanej byłyby określone w IRIESP i IRIESD. ✓ Projekt ma obejmować również zwiększenie poziomu obowiązku sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Polski rynek regulowany, tzw. obligo gazowe, z obecnych 55% do wysokości 85%.
Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw ID aktu prawnego: Nr projektu UC118	Etap prac: ✓ 23 września 2025 roku – publikacja projektu w „Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów” ✓ 14 maja 2026 roku – publikacja projektu na RCL; rozpoczęcie konsultacji Główne założenia projektu: ✓ Projekt ma na celu wdrożenie do polskiego porządku prawnego przepisów dyrektywy RED III oraz „dostosowanie” pozostałych regulacji. Najważniejsze elementy projektu dotyczą wprowadzenia nowych definicji, zmian w procedurach administracyjnych, zmian w ciepłownictwie i chłodnictwie, reformy wsparcia dla biomasy, reformy umów PPA, modernizacji systemu gwarancji pochodzenia, zmian w obszarze certyfikacji instalatorów, modyfikacji w obszarze zamówień publicznych, zmian dla rynku biogazu, jak również wsparcia dla cable poolingu. ✓ Zmiany w procesach inwestycyjnych instalacji OZE: ➤ ograniczenie procedury środowiskowej przy rozbudowie lub modernizacji sieci; ➤ wyłączenie stosowania przepisów o kontroli w ramach oceny oddziaływania na środowisko dla modernizacji instalacji PV; ➤ zwolnienie z obowiązku uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz z przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 dla instalacji PV zlokalizowanych na sztucznej powierzchni; ➤ skrócenie terminów na wydanie warunków przyłączenia do sieci w przypadku zwiększenia łącznej mocy zainstalowanej instalacji OZE o nie więcej niż 15% oraz dla pomp ciepła o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 12 kW i 50 kW – do 90 dni dla OZE, do 14 dni dla pomp ciepła; ➤ wdrożenie zasady milczącej zgody w zakresie oceny formalnej wniosków inwestycyjnych OZE. ✓ Zmiany w ciepłownictwie i chłodnictwie: (1) wprowadzenie obowiązku zakupu całości ciepła wytworzonego w instalacjach wykorzystujących pompy ciepła, w tym w instalacjach zagospodarowujących ciepło odpadowe, pod warunkiem spełnienia minimalnego współczynnika wydajności sezonowej (SPF); (2) określenie zasady obliczania ilości energii ze źródeł odnawialnych w systemach ciepłowniczych i chłodniczych, w tym energii wychwyconej przez pompy ciepła oraz energii odnawialnej wykorzystywanej na potrzeby chłodzenia. ✓ Zmiany w przyznawaniu wsparcia dla wytwarzania energii z biomasy: (1) wyłączenie określonych sortymentów drewna ze wsparcia; (2) ograniczenie wykorzystania biomasy w energetyce. ✓ Zmiany w zasadach kaskadowości biomasy – wprowadzona zostaje możliwość jej czasowego zawieszenia w określonych przypadkach. ✓ Zmiany w wymogach w zakresie KZR I GHG – dostosowanie wymogów do dyrektywy RED III. ✓ Zmiany w umowach sprzedaży (PPA): (1) zmieniono definicję umowy PPA, wskazując, że dotyczy ona sprzedaży paliw lub energii wytworzonych z odnawialnego źródła energii, przy czym wskazano, że stroną jest odbiorca końcowy a nie odbiorca; (2) gwarancje pochodzenia zostały rozszerzone o sposób dostarczania biometanu, biogazu lub biogazu rolniczego za pomocą gazociągu bezpośredniego; (3) promowanie PPA w polityce energetycznej, raportowanie ilości energii objętej PPA; (4) zmiany dot. prawa zamówień publicznych oraz możliwe odstępstwa w zakresie zmiany warunków zamówienia w toku negocjacji ofert, czy umożliwienie zawierania umów cPPA na okres dłuższy niż 4 lata. ✓ Zmiany w gwarancjach pochodzenia: (1) utworzenie elektronicznego rejestru gwarancji pochodzenia (GP) jako centralnego systemu obsługującego wszystkie operacje; (2) system ma umożliwić pełne włączenie Polski do infrastruktury AIB.

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
	✓ Dodano możliwość przystępowania przedsiębiorstw energetycznych do wspólnych projektów energetycznych jako element działań promocyjnych. ✓ Hierarchizacja stosowania norm w zamówieniach publicznych. Przepisy wprowadzają konkretną kolejność preferowanych norm technicznych. ✓ Zmiany oraz wprowadzenie nowych definicji. ✓ Rozszerzenie możliwości wsparcia w formule cable pooling: (1) możliwe jest łączenie instalacji z wsparciem i bez wsparcia; (2) dopuszczone jest także podłączanie nowych instalacji korzystających ze wsparcia w istniejącym PCC.
Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw <u>ID aktu prawnego:</u> Nr projektu UD332	Etap prac: ✓ 18 listopada 2025 roku – publikacja projektu w „Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów”. ✓ 31 grudnia 2025 roku – publikacja projektu na RCL. ✓ 28 maja 2026 roku – publikacja nowego tekstu na etapie SKRM. ✓ 10 czerwca 2026 roku – Komisja Prawnicza. Główne założenia projektu: ✓ Projekt ma ułatwić budowę wiatraków oraz przyspieszyć rozwój biogazu i biometanu. To kolejna – obok repoweringu wiatraków – realizacja zapowiedzi Ministerstwa Klimatu, będących odpowiedzią na zaawetowanie w sierpniu 2025 roku przez prezydenta tzw. ustawy wiatrakowej: ✓ Trzonem nowelizacji mają być rozwiązania powielające te z zaawetowanej ustawy. Nowelizacja ma usprawnić proces inwestycyjny dla wiatraków na lądzie. Ministerstwo Klimatu chce dopuścić możliwość ich lokowania na podstawie zintegrowanego planu inwestycyjnego (szczególnego rodzaju planu miejscowego), ułatwić wydawanie dla nich pozwoleń. ✓ Resort proponuje też szereg punktowych zmian w innych obszarach. Chce zmienić zasady rozliczania tzw. depozytu prosumenckiego, tak by domowi wytwórcy mogli otrzymać zwrot niewykorzystanych funduszy w przypadku zmiany sprzedawcy energii. Poza tym, będzie możliwość zaliczenia energii elektrycznej wyprodukowanej w okresach cen ujemnych na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego, a ze 100 do 115 proc. wzrosnąć ma współczynnik wyznaczający cenę zakupu energii elektrycznej ze zmodernizowanych instalacji OZE. Ma to zwiększyć opłacalność samej modernizacji. ✓ Zmiany w nowym brzmieniu projektu: ➤ Z projektu usunięto przepisy dotyczące: (1) funduszu partycypacyjnego; (2) wyznaczania minimalnych odległości elektrowni wiatrowych na lądzie od sieci elektroenergetycznych najwyższych napięć; (3) sposobu obliczania odległości od elektrowni wiatrowej w postępowaniu środowiskowym; (4) przeniesienia kwestii konsultacji społecznych projektu miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego z ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych do ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. ➤ Do projektu dodano przepisy przesuwające z dnia 20 października 2026 r. na dzień 1 stycznia 2027 r. rozpoczęcie stosowania mechanizmu prosumenta wirtualnego funkcjonującego na obszarze więcej niż jednego operatora systemu dystrybucyjnego (nowy art. 11 projektu). ➤ Dostosowano przepisy przejściowe, przepis o wejściu w życie, jak również uzasadnienie i OSR. ➤ Poszerzono zakres przedmiotowy zmiany projektowanej w ustawie z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (art. 6 projektu) w taki sposób, że projektowanymi przepisami umożliwiającymi jednocześnie prowadzenie procedury środowiskowej i planistycznej dla inwestycji w zakresie elektrowni wiatrowych objęto wszystkie inwestycje w zakresie infrastruktury energetycznej lub paliwowej. Takie rozwiązanie ma pozwolić na skrócenie czasu tych procedur i usprawnić realizację inwestycji w zakresie infrastruktury energetycznej lub paliwowej, w tym w zakresie OZE, co jak wyjaśniają projektodawcy ma szczególne znaczenie w kontekście obecnej sytuacji geopolitycznej i gospodarczej.
Projekt ustawy o zmianie ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko oraz niektórych innych ustaw <u>ID aktu prawnego:</u> Numer z wykazu UD224	Etap prac: ✓ 29 grudnia 2025 roku – publikacja projektu na RCL i rozpoczęcie konsultacji publicznych. ✓ 21 kwietnia 2026 roku – opiniowanie; opublikowanie nowej wersji projektu nowelizacji. Główne założenia ustawy: ✓ Zmiany dotyczą m.in. postępowania ws. wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (dalej: „DUŚ”), wniosku o wydanie DUŚ, udziału stron oraz społeczeństwa, jak również wykorzystywania DUŚ w obrocie. Celem zmian jest przyspieszenie oraz elektroniczna postępowania, jak również ograniczenie przewlekłości. Zwiększa się udział społeczeństwa oraz wzmacnia rolę organów uzgadniających. ✓ Strony postępowania, uczestnicy na prawach strony oraz udział społeczeństwa w sprawie wydania DUŚ: (1) Rozszerzenie kręgu stron postępowania, jak również zmiana w kierunku bezpośrednich doręczeń (ograniczenie instytucji publicznego obwieszczenia); (2) Przedłużenie terminu na składanie uwag i wniosków przez społeczeństwo; (3) Wyłączenie rozpatrzenia uwag i wniosków, które wpłynęły do organu po terminie w ramach OOS. ✓ Wniosek o wydanie DUŚ: (1) Elektroniczna postępowania o wydanie DUŚ – wniosek w formie dokumentu elektronicznego; (2) Wprowadzenie Systemu Obsługi Postępowania w zakresie Ocen Oddziaływania na

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
	Środowisko (SOPOŚ); (3) Zmiany w zakresie opłat za wydanie DUS; (4) Standaryzacja map, oznaczeń i raportów. Główne zmiany w stosunku do pierwszej wersji projektu: ✓ Terminy i zasady ich liczenia: ➤ 5-dniowy termin na udostępnienie dokumentów liczony bez sobót i dni ustawowo wolnych od pracy, ➤ wprowadzono zróżnicowane terminy udziału społeczeństwa: — do 60 dni zasadniczo, — do 45 dni dla decyzji środowiskowych oraz ponownej oceny oddziaływania na środowisko, ➤ okres wakacyjny został zawężony od 1 lipca do 31 sierpnia. ✓ Planowanie przestrzenne i relacja z DŚU: ➤ Nowe zasady przy braku zgodności z MPZP (art. 59a). Jeżeli planowane przedsięwzięcie nie jest dopuszczone w obowiązującym MPZP, wniosek o DŚU musi zawierać uchwałę o przystąpieniu do: — zmiany MPZP, — sporządzenia zintegrowanego planu inwestycyjnego (ZPI), o ile to ten dokument ma umożliwić lokalizację inwestycji. ➤ Brak uchwały oznacza odmowę, na podstawie art. 59a ust. 3. W przypadku, o którym mowa wyżej, postępowanie umarza się, jeżeli w ciągu 5 lat od wszczęcia postępowania DŚU, wnioskodawca nie przedłoży MPZP, a w przypadku gdy przedsięwzięcie jest realizowane na obszarze morskim – planu zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej. ➤ Strategiczna OOS (SOOŚ). Nowość w art. 46 ust. 2 i 2a. Obowiązek SOOŚ dotyczy nie tylko dokumentów planistycznych, ale także innych dokumentów, jeśli wyznaczają ramy dla realizacji przedsięwzięć dla późniejszej realizacji przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko.
Ustawa z dnia 11 czerwca 2026 roku o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki (UDER92) <u>ID aktu prawnego:</u> Druk nr 2578	Etap prac: ✓ 5 maja 2026 roku – przyjęcie projektu przez Radę Ministrów. ✓ 8 maja 2026 roku – projekt wpłynął do Sejmu. ✓ 29 maja 2026 roku – uchwalenie ustawy przez Sejm. ✓ 10 czerwca 2026 roku – Senat wniósł poprawkę. ✓ 11 czerwca 2026 roku – przyjęcie poprawki przez Sejm; przekazanie ustawy prezydentowi do podpisu. Główne założenia projektu: ✓ Uproszczenie rachunków za energię elektryczną dla odbiorców w gospodarstwach domowych, tak by otrzymywali czytelną informację odnośnie do najważniejszych pozycji i całkowitej kwoty do zapłaty już na pierwszej stronie będącej podsumowaniem najważniejszych elementów rachunku. Łączna kwota do zapłaty powinna być w widocznym miejscu. ✓ Zmiana podstawowej formy wymiany korespondencji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi, odbiorcami, organami administracji publicznej oraz innymi podmiotami na formę elektroniczną, z jednoczesnym umożliwieniem kontynuowania korespondencji w formie papierowej na życzenie odbiorcy energii elektrycznej – w celu zabezpieczenia osób wykluczonych cyfrowo. ✓ W obszarze liberalizacji rozliczeń za ciepło dostarczone bezpośrednio do przemysłu, odstąpienie od obowiązku stosowania taryfy dla ciepła, w przypadku, gdy ciepło jest dostarczane wyłącznie na potrzeby technologiczne bez przekazywania go na użytek gospodarstw domowych, odstąpienie od obowiązku posiadania koncesji na wytwarzanie ciepła, jeżeli ciepło jest przekazywane do przedsiębiorstwa przemysłowego z nowobudowanego źródła. ✓ Wprowadzenie definicji magazynu ciepła lub chłodu, na potrzeby regulacji niezbędnych przy planowanej transformacji ciepłownictwa z ukierunkowaniem na dekarbonizację przez elektryfikację systemów ciepłowniczych. ✓ Umieszczenie kotłów elektrodowych (elektrycznych) w grupie źródeł, z których ciepło objęte jest obowiązkiem zakupu oraz określenie warunków, kiedy ciepło z tych jednostek może być uznane jako pochodzące z odnawialnego źródła energii na potrzeby spełnienia statusu efektywnego systemu ciepłowniczego – umożliwi wsparcie takich systemów i dalszą ich transformację. ✓ Kwestia bezpośrednich strat ekonomicznych – dostosowanie do tzw. ustawy sieciowej. ✓ Modyfikacje w zakresie taryfowania przedsiębiorstw ciepłowniczych: (1) doprecyzowano regulację dotyczącą rzeczowych aktywów trwałych netto, wskazując, że do wartości regulacyjnej tych aktywów uwzględnia się planowane w okresie pierwszego roku stosowania taryfy nakłady inwestycyjne w te aktywa, z których środki trwale zostaną przekazane w tym okresie do eksploatacji; (2) umożliwiała się uwzględnienie w kosztach uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie wytwarzania ciepła wartości 30 % dodatkowych, darmowych uprawnień do emisji. ✓ Przesunięto wejście w życie przepisu dotyczącego obowiązku przedsiębiorstw energetycznych w zakresie informowania odbiorców o możliwości udzielenia zgody na prowadzenie korespondencji elektronicznej, tj. 6-miesięczny okres na realizację tego obowiązku rozpoczyna się z dniem wejścia w życie przepisów dotyczących zmiany podstawowej formy wymiany korespondencji. ✓ Wydłużenie okresu obowiązywania części dotychczasowych przepisów wykonawczych wydanych na podstawie Prawa energetycznego. Dotyczy to m.in. rozporządzenia systemowego. Zgodnie z ustawą okres utrzymania tych przepisów w mocy został wydłużony z 36 do 60 miesięcy, czyli o dodatkowe 24 miesiące. Rozwiązanie to ma istotne znaczenie praktyczne, ponieważ równolegle procedowany jest

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
Rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych oraz ustawy o wdrożeniu niektórych przepisów Unii Europejskiej w zakresie równego traktowania ID aktu prawnego: Druk nr 2696	nowy projekt rozporządzenia w tym zakresie, który znajduje się obecnie na etapie konsultacji publicznych. Etap prac: ✓ 27 marca 2026 roku – ponowne skierowanie projektu do Stałego Komitetu Rady Ministrów. ✓ 20 kwietnia 2026 roku – uwagi ze strony Ministerstwa Spraw Zagranicznych. Status legislacyjny pozostaje na etapie Stałego Komitetu Rady Ministrów. ✓ 4 maja 2026 roku – pismo z Ministerstwa Sprawiedliwości skierowane do Stałego Komitetu Rady Ministrów informujące o wydaniu przez Komisję Europejską uzasadnionej opinii o uchybieniu przez Polskę zobowiązaniom wynikającym z Traktatów przez nieprzyjęcie przepisów niezbędnych do wdrożenia dyrektywy. Jednocześnie Komisja Europejska zwróciła się do Polski o przyjęcie środków wymaganych do zastosowania się do uzasadnionej opinii w terminie dwóch miesięcy od dnia jej otrzymania (tj. 29 czerwca 2026 roku). W sytuacji niezastosowania się do uzasadnionej opinii w terminie w niej wskazanym, Komisja Europejska będzie mogła wnieść przeciwko Polsce skargę do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej. ✓ 28 maja 2026 roku – opublikowanie zmodyfikowanej treści projektu na RCL; pismo z RCL do Ministerstwa Sprawiedliwości informujące, że w odniesieniu do bieżącej wersji projektu, aktualne co do zasady pozostaje stanowisko RCL przedstawione w piśmie z 23 września 2025 roku, zwalniające projekt z obowiązku rozpatrzenia przez komisję prawniczą. ✓ 17 czerwca 2026 roku – projekt skierowany do pierwszego czytania w Komisji Sprawiedliwości i Praw Człowieka. Główne założenia projektu: ✓ Celem projektowanej nowelizacji jest implementacja dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2381 z dnia 23 listopada 2022 roku w sprawie poprawy równowagi płci wśród dyrektorów spółek giełdowych oraz powiązanych środków (Dz. Urz. UE L 315 z 07.12.2022, str. 44). Dyrektywa ma na celu usprawnienie stosowania zasady równości szans kobiet i mężczyzn na stanowiskach kierowniczych, poprzez ustalenie wymogów dotyczących procesu selekcji kandydatów na te stanowiska. Przepisy dyrektywy odnoszą się do niedostatecznie reprezentowanej płci w organach spółek, a więc dotyczą zarówno mężczyzn, jak i kobiet. ✓ Termin implementacji wskazanej wyżej dyrektywy upłynął w dniu 28 grudnia 2024 roku. ✓ Sama Dyrektywa UE 2022/2381 zakłada, że spółki notowane publicznie do 30 czerwca 2026 roku osiągnął jeden z dwóch celów: ➢ 40% udziału kobiet wśród dyrektorów niewykonawczych (czyli członkiní Rad Nadzorczych), ➢ 33% udziału kobiet we wszystkich stanowiskach zarządczych (zarówno wykonawczych, takich jak członkini Zarządu, jak i niewykonawczych). ✓ Polska jako kraj do 29 grudnia 2025 roku jest zobowiązana do przygotowania sprawozdania z wykonania Dyrektywy, które następnie musi być aktualizowane co 2 lata. ✓ Projekt ustawy zakłada osiągnięcie przez spółki objęte regulacją stanu, w którym osoby reprezentujące niedostatecznie reprezentowaną płeć będą zajmowały stanowiska w organach spółki w liczbie co najmniej 33 % wszystkich stanowisk w organach i nie większej niż 49 % liczby wszystkich stanowisk w organach spółki. Jednocześnie w celu zapewnienia udziału osób należących do niedostatecznie reprezentowanej płci w obu organach spółki, w powołanym przepisie wskazano, że osoby te zajmują stanowiska w każdym z organów spółki. Do obliczenia liczby stanowisk w danym organie spółki, które powinny być zajmowane przez przedstawicieli niedostatecznie reprezentowanej płci należy: ➢ obliczyć łączną liczbę stanowisk w organach spółki zajmowanych przez osoby należące do niedostatecznie reprezentowanej płci – zgodnie z projektowanym m.in. 90gc ust. 2 pkt 1 oraz ust. 3, a następnie ➢ rozdzielić łączną liczbę stanowisk zajmowanych przez osoby należące do niedostatecznie reprezentowanej płci, obliczoną zgodnie z projektowanym m.in. 90gc ust. 2 pkt 1 oraz ust. 3, między organy spółki wg zasady, że w składzie każdego organu spółki znajdują się osoby należące do niedostatecznie reprezentowanej płci. ✓ Przedłużające się prace legislacyjne spowodowały konieczność ponownego przeglądu projektu pod kątem zawartych w nim terminów (m.in. 3 – 6). W efekcie analizy terminów przeprowadzonej przez Ministerstwo Sprawiedliwości zaktualizowano odpowiednio m.in. 4-6, które określają terminy na realizację wynikające z projektu ustawy obowiązków nałożonych na spółki publiczne (12 i 14 miesięcy od dnia wejścia ustawy w życie) oraz podmiot zaliczany do administracji rządowej, któremu powierzono wykonywanie zadań dotyczących realizacji zasady równego traktowania (organ m.in. równości). W związku z korespondencją z 28 maja 2026 zamieszczoną na stronie RCL i zmodyfikowaniem projektu w ujęciu terminów zaproponowano zmiany. Polegają m.in. na tym, że: ➢ W terminie do dnia zakończenia pierwszego walnego zgromadzenia zwołanego po dniu wejścia ustawy spółka jest zobowiązana do podjęcia środków w celu zapewnienia, aby osoby należące do płci niedostatecznie reprezentowanej, zajmowały stanowiska w organach spółki w określonej liczbie. Jeżeli pierwsze walne zgromadzenie zakończy się w terminie 2 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy, spółka jest zobowiązana do podjęcia środków w celu zapewnienia, aby osoby należące do płci niedostatecznie, zajmowały stanowiska w organach spółki w określonej liczbie, w terminie 4 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy; ➢ Spółka przekazuje podmiotowi pierwsze sprawozdanie w terminie do dnia 31 października 2026 roku.

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
Projekt ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii ID aktu prawnego: Nr projektu UC106	Etap prac: ✓ 14 stycznia 2026 roku - publikacja projektu na RCL; konsultacje publiczne. ✓ 6 maja 2026 roku – Uzgodnienia (zmiany w projekcie po konsultacjach publicznych). Główne założenia projektu: ✓ Projekt ustawy dokonuje implementacji dyrektywy RED III w zakresie sektora transportu ✓ Określenie poziomu Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) w 2030 roku oraz tzw. ścieżki dojścia - projekt ustawy wprowadza w tym zakresie zmianę powodującą istotny wzrost ww. udziału do poziomu określonego w art. 25 ust. 1 pkt a dyrektywy RED III, tj. 29% w 2030 roku oraz dokonuje zmian w trajektorii dochodzenia do roku 2030 w stosunku do obowiązujących przepisów; ✓ Doprecyzowanie na potrzeby zaliczenia do NCW innych paliw odnawialnych stosowanych jako produkt pośredni oraz biometanu wprowadzanego do krajowej infrastruktury gazowej; ✓ Doprecyzowanie przepisów w zakresie zaliczania odnawialnej energii elektrycznej wykorzystanej do realizacji NCW – w projekcie ustawy w Rozdziale 3a ustawy zmienianej, dostosowano mechanizmy ułatwiające stosowanie i zaliczanie energii elektrycznej wyprodukowanej z odnawialnych źródeł energii uwzględnianej w obliczaniu i rozliczeniu realizacji NCW, poprzez zapewnienie podmiotom gospodarczym, które dostarczają odnawialną energię elektryczną do pojazdów elektrycznych za pośrednictwem publicznych punktów ładowania lub do przewoźników kolejowych, możliwość zaliczenia energii z odnawialnych źródeł energii na poczet realizacji minimalnego udziału; ✓ Określenie przepisów w zakresie zaliczania odnawialnej energii elektrycznej wykorzystanej do wytwarzania paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego – projekt ustawy precyzuje, że jeżeli energia elektryczna jest wykorzystywana do produkcji paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego bezpośrednio albo do produkcji produktów pośrednich, w celu ustalenia udziału energii odnawialnej wykorzystuje się średni krajowy udział energii elektrycznej z odnawialnych źródeł, według pomiarów z dwóch lat poprzedzających rok lub zalicza się ją w całości w przypadku bezpośredniego podłączenia instalacji do instalacji wytwarzającej energię z OZE. Opisane zostają również warunki na podstawie których odnawialna energia elektryczna może zostać zaliczona do realizacji celów OZE w transporcie; ✓ Zapewnienie stosowania Kryteriów Równoważonego Rozwoju (KZR) oraz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych – dostosowano przepisy w zakresie wymogów KZR dla biokomponentów, biopłynów i paliw z biomasy oraz uzupełniono wymagania względem tych nośników energii zgodnie z art. 29 dyrektywy RED III; ✓ Weryfikacja zgodności z wymogami w zakresie KZR oraz stosowanie bilansu masy – w odniesieniu do weryfikacji zgodności z kryteriami KZR oraz ograniczania emisji gazów cieplarnianych za art. 30 ust. 1 dyrektywy RED III przyjęto nowe zasady weryfikacji zgodności na podstawie obowiązkowych, niezależnych i przejrzystych audytów.
Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw ID aktu prawnego: Numer z wykazu UC118	Etap prac: ✓ 14 maja 2026 roku – publikacja projektu na RCL; rozpoczęcie konsultacji; uzgodnienia. Główne założenia projektu: ✓ Najważniejsze elementy projektu dotyczą wprowadzenia nowych definicji, zmian w procedurach administracyjnych, zmian w ciepłownictwie i chłodnictwie, reformy wsparcia dla biomasy, reformy umów PPA, modernizacji systemu gwarancji pochodzenia, zmian w obszarze certyfikacji instalatorów, modyfikacji w obszarze zamówień publicznych, zmian dla rynku biogazu, jak również wsparcia dla cable poolingu. ✓ Zmiany w procesach inwestycyjnych instalacji OZE: ➢ ograniczenie procedury środowiskowej przy rozbudowie lub modernizacji sieci; ➢ wyłączenie stosowania przepisów o kontroli w ramach oceny oddziaływania na środowisko dla modernizacji instalacji PV; ➢ zwolnienie z obowiązku uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz z przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 dla instalacji PV zlokalizowanych na sztucznej powierzchni; ➢ skrócenie terminów na wydanie warunków przyłączenia do sieci w przypadku zwiększenia łącznej mocy zainstalowanej instalacji OZE o nie więcej niż 15% oraz dla pomp ciepła o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 12 kW i 50 kW – do 90 dni dla OZE, do 14 dni dla pomp ciepła; ➢ wdrożenie zasady milczącej zgody w zakresie oceny formalnej wniosków inwestycyjnych OZE. ✓ Zmiany w ciepłownictwie i chłodnictwie: (1) wprowadzenie obowiązku zakupu całości ciepła wytworzonego w instalacjach wykorzystujących pompy ciepła, w tym w instalacjach zagospodarowujących ciepło odpadowe, pod warunkiem spełnienia minimalnego współczynnika wydajności sezonowej (SPF); (2) określenie zasady obliczania ilości energii ze źródeł odnawialnych w systemach ciepłowniczych i chłodniczych, w tym energii wychwyconej przez pompy ciepła oraz energii odnawialnej wykorzystywanej na potrzeby chłodzenia. ✓ Zmiany w przyznawaniu wsparcia dla wytwarzania energii z biomasy: (1) wyłączenie określonych sortymentów drewna ze wsparcia; (2) ograniczenie wykorzystania biomasy w energetyce. ✓ Zmiany w zasadach kaskadowości biomasy – wprowadzona zostaje możliwość jej czasowego zawieszenia w określonych przypadkach. ✓ Zmiany w wymogach w zakresie KZR I GHG – dostosowanie wymogów do dyrektywy RED III.

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
	✓ Zmiany w umowach sprzedaży (PPA): (1) zmieniono definicję umowy PPA, wskazując, że dotyczy ona sprzedaży paliw lub energii wytworzonych z odnawialnego źródła energii, przy czym wskazano, że stroną jest odbiorca końcowy a nie odbiorca; (2) gwarancje pochodzenia zostały rozszerzone o sposób dostarczania biometanu, biogazu lub biogazu rolniczego za pomocą gazociągu bezpośredniego; (3) promowanie PPA w polityce energetycznej, raportowanie ilości energii objętej PPA; (4) zmiany dot. prawa zamówień publicznych oraz możliwe odstępstwa w zakresie zmiany warunków zamówienia w toku negocjacji ofert, czy umożliwienie zawierania umów cPPA na okres dłuższy niż 4 lata. ✓ Zmiany w gwarancjach pochodzenia: (1) utworzenie elektronicznego rejestru gwarancji pochodzenia (GP) jako centralnego systemu obsługującego wszystkie operacje; (2) system ma umożliwić pełne włączenie Polski do infrastruktury ALB. ✓ Dodano możliwość przystępowania przedsiębiorstw energetycznych do wspólnych projektów energetycznych jako element działań promocyjnych. ✓ Hierarchizacja stosowania norm w zamówieniach publicznych. Przepisy wprowadzają konkretną kolejność preferowanych norm technicznych. ✓ Zmiany oraz wprowadzenie nowych definicji. ✓ Rozszerzenie możliwości wsparcia w formule cable pooling.
Projekt rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego ID aktu prawnego: Numer z wykazu: 17	Etap prac: ✓ 25 maja 2026 roku – publikacja projektu na RCL i rozpoczęcie konsultacji. Główne założenia projektu: ✓ Dodanie przepisów dotyczących zasad kontraktowania, aktywowania i rozliczania usług elastyczności przez OSD. Będą one polegać na czasowej zmianie – względem tzw. profilu odniesienia – wielkości poboru lub wprowadzania mocy czynnej do sieci dystrybucyjnej na polecenie operatora, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV. Ich celem będzie m.in. unikanie przeciążeń sieci, poprawa niezawodności jej pracy oraz ograniczanie redukcji generacji OZE. Usługi elastyczności będą mogli świadczyć agregatorzy, odbiorcy aktywni, wytwórcy oraz posiadacze magazynów energii elektrycznej, po spełnieniu wymagań określonych w rozporządzeniu i w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, uzyskaniu odpowiedniej kwalifikacji oraz zawarciu umowy z operatorem. ✓ Zdefiniowanie znormalizowanych produktów rynkowych na potrzeby świadczenia usług elastyczności, czyli ustandaryzowanych produktów handlowych, według których OSD będą nabywać, aktywować i rozliczać elastyczność w sieciach dystrybucyjnych. Ma to ułatwić porównywanie ofert różnych dostawców i zwiększyć przejrzystość rynku elastyczności. Katalog produktów, z wyłączeniem sieci 110 kV, obejmie trzy typy usług: wsparcie sieci dystrybucyjnej, zabezpieczenie sieci dystrybucyjnej oraz dynamiczną reakcję w sieci dystrybucyjnej, uruchamiane w zależności od charakteru ograniczeń i pilności reakcji operatora. ✓ Uporządkowane zostaną zasady wykorzystania przez podmioty odpowiedzialne za bilansowanie (POB) tzw. zasobów regulacyjnych, czyli głównie JWCD i magazynów energii o mocy co najmniej 10 MW, które mogą mieć znaczenie dla bilansowania systemu. Użytkownik posiadający taki zasób będzie musiał wskazać dostawcę usług bilansujących, a zasoby wykorzystywane do świadczenia usług elastyczności będą mogły tworzyć jednostki grafikowe na rynku bilansującym. Ma to zwiększyć na nim liczbę aktywnych zasobów i konkurencję w świadczeniu usług bilansujących. Projekt zakłada jednak ograniczenie możliwości jednoczesnego wykorzystania tych samych zasobów przez OSD i OSP – jeśli OSD aktywuje usługę elastyczności, zasób nie będzie mógł w tym samym okresie świadczyć usług bilansujących. ✓ Ułatwienie udziału agregatorów w rynku bilansującym. Zakłada zwiększenie z 50 do 500 MW limitu łącznej mocy osiągalnej zasobów wchodzących w skład jednej jednostki grafikowej, co pozwoli tworzyć większe portfele rozproszonych źródeł, magazynów energii i odbiorców świadczących DSR. W konsekwencji zasoby te łatwiej będzie grafikować, rozliczać i wykorzystywać na rynku usług bilansujących. Poza tym rozporządzenie ureguje m.in. kryteria podziału podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci na sześć grup przyłączeniowych, w zależności od napięcia znamionowego sieci oraz od mocy przyłączeniowej. ✓ Przyznanie PSE możliwości zwiększania ceny niebilansowana o „element motywujący” uczestników rynku bilansującego do dostosowywania produkcji i poboru energii do pozycji kontraktowej. W praktyce będzie to dodatkowy komponent cenowy, dzięki któremu nieplanowe oddanie lub pobór energii byłyby nieopłacalne. Zasady jego stosowania PSE określa w warunkach dotyczących bilansowania.
Projekt ustawy o zmianie ustawy o przeciwdziałaniu nieuczciwym praktykom rynkowym oraz ustawy o prawach konsumenta ID aktu prawnego: UC111	Etap prac: ✓ 29 grudnia 2025 roku – publikacja projektu na RCL i rozpoczęcie konsultacji publicznych. ✓ 17 marca 2026 roku – publikacja stanowisk zgłoszonych w ramach konsultacji publicznych. ✓ 23 kwietnia 2026 roku – przekazanie projektu do Komitetu do Spraw Europejskich. ✓ 5 maja 2026 roku – publikacja uwag zgłoszonych do projektu ✓ 4 czerwca 2026 roku – projekt ustawy został przekazany pod obrady Stałego Komitetu Rady Ministrów. Główne założenia projektu: ✓ Projekt ma na celu wdrożenie do polskiego porządku prawnego dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/825 z dnia 28 lutego 2024 r., zmieniającej dyrektywy 2005/29/WE oraz 2011/83/UE. Dyrektywa ta ma wzmocnić pozycję konsumentów w procesie transformacji ekologicznej poprzez: (1) lepszą ochronę przed nieuczciwymi praktykami rynkowymi, (2) zapewnienie bardziej przejrzystych informacji, (3) wspieranie świadomych decyzji zakupowych, (4) eliminowanie praktyk wprowadzających w błąd, w szczególności w obszarze tzw. „green claims”.

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
	✓ Regulacja obejmuje m.in. kwestie związane z treściami przekazywanymi w komunikatach zewnętrznych oraz zakresem informacji udostępnianych klientom. Projekt ustawy zakłada m.in.: ✓ Rozszerzenie katalogu tzw. czarnych praktyk rynkowych – Projekt przewiduje dodanie 12 nowych praktyk uznawanych za nieuczciwe w każdych okolicznościach (określonych w załączniku do dyrektywy 2024/825). Szczególne znaczenie mogą mieć: ✓ stosowanie oznakowania dotyczącego zrównoważonego charakteru, które nie opiera się na systemie certyfikacji ani nie zostało ustanowione przez organy publiczne. Aby uniknąć zarzutu stosowania czarnej praktyki, przedsiębiorca będzie musiał korzystać wyłącznie z oznakowań: (a) opartych na systemie certyfikacji, lub (b) ustanowionych przez organy publiczne. ✓ formułowanie ogólnych twierdzeń dotyczących ekologiczności, jeśli przedsiębiorca nie jest w stanie wykazać uznanej wysokiej efektywności ekologicznej. Ograniczenie obejmie m.in. określenia typu: „ekologiczne”, „zielone”, „przyjazne dla środowiska”, „ekoprzyjazne”, „biodegradowalne”, „energooszczędne” itp. ✓ Dodanie nowych praktyk wprowadzających w błąd, które polegają na: (1) reklamowaniu nieistotnych korzyści dla konsumentów, które nie wynikają z żadnej cechy produktu lub działalności przedsiębiorcy, (2) formułowaniu twierdzeń dotyczących osiągnięcia w określonym terminie celu ekologicznego, np. neutralności klimatycznej, redukcji emisji dwutlenku węgla lub podobnego, w sytuacji, gdy przedsiębiorca nie może przedstawić planu realizacji takiego celu, (3) rozszerzeniu katalogu informacji, które mogą być przedmiotem praktyki wprowadzającej w błąd przy prezentacji produktu – katalog zostanie rozszerzony o cechy środowiskowe lub społeczne oraz aspekty związane z obiegiem zamkniętym, w tym trwałość, możliwość naprawy, zdolność do recyklingu, (4) określeniu istotnych informacji, których pominięcie przy świadczeniu usługi polegającej na porównywaniu produktów może oznaczać zaniechanie wprowadzające w błąd; istotnymi informacjami będą m.in. informacje na temat metody porównania produktów, dostawców tych produktów oraz działań mających na celu zapewnienie aktualności tych informacji. ✓ Uzupełnienie katalogu informacji, jakie sprzedawca powinien przekazać konsumentowi przed zawarciem umowy.

3.3. CZYNNIKI WPŁYWU NA WYNIKI GRUPY ENERGA W PERSPEKTYWIE CO NAJMNIEJ 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 8: Czynniki wpływu na wyniki Grupy Energa w perspektywie kolejnego kwartału





4. SYTUACJA FINANSOWO-MAJĄTKOWA GRUPY ENERGA

4.1. ZASADY SPORZĄDZANIA SKRÓCONEGO ŚRÓDROCZNEGO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej Energa za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2026 roku zostało sporządzone:

- zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, które zostały zatwierdzone przez Unię Europejską,
- zgodnie z zasadą kosztu historycznego, z wyjątkiem instrumentów finansowych wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy oraz instrumentów pochodnych zabezpieczających,
- w milionach złotych („mln zł”),

przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez Grupę w dającej się przewidzieć przyszłości. Na dzień sporządzenia sprawozdania finansowego nie stwierdza się istnienia okoliczności wskazujących na zagrożenie kontynuowania działalności Grupy Energa.

Zasady (polityka) rachunkowości zastosowane do sporządzenia Skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego zostały przedstawione w nocy 7 Skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Energa za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2026 roku.

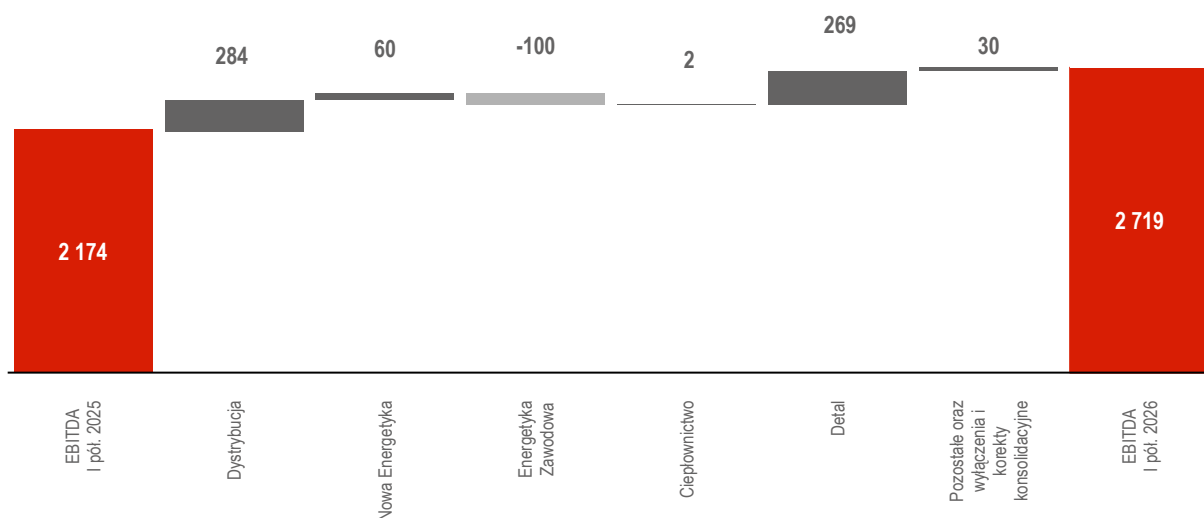
4.2. OMÓWIENIE WIELKOŚCI EKONOMICZNO-FINANSOWYCH UJAWNIONYCH W SKRÓCONYM ŚRÓDROCZNYM SKONSOLIDOWANYM SPRAWOZDANIU FINANSOWYM

Tabela 4: Skonsolidowane sprawozdanie z zysków lub strat (mln zł)

w mln zł	II kw. 2025	II kw. 2026	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody ze sprzedaży	4 828	4 891	63	1%
Przychody z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny	144	9	(135)	-94%
Koszt własny sprzedaży	(3 986)	(3 743)	243	6%
Zysk brutto ze sprzedaży	986	1 157	171	17%
Pozostałe przychody operacyjne	50	78	28	56%
Koszty sprzedaży	(198)	(200)	(2)	-1%
Koszty ogólnego zarządu	(139)	(147)	(8)	-6%
Pozostałe koszty operacyjne	(43)	(84)	(41)	-95%
(Strata)/odwrócenie straty z tytułu utraty wartości należności handlowych (w tym odsetek od należności handlowych)	(8)	13	21	> 100%
Zysk z działalności operacyjnej	648	817	169	26%
Wynik na działalności finansowej	(197)	(119)	78	40%
(Strata)/odwrócenie straty z tytułu utraty wartości pozostałych aktywów finansowych	2	-	(2)	-100%
Udział w zysku/(stracie) jednostek wykazywanych metodą praw własności	6	6	-	-
Zysk lub strata brutto	459	704	245	53%
Podatek dochodowy	(100)	(164)	(64)	-64%
Zysk lub strata netto za okres	359	540	181	50%
EBITDA	1 010	1 190	180	18%

w mln zł	I pół. 2025	I pół. 2026	Zmiana 2026/2025	Zmiana 2026/2025 (%)
Przychody ze sprzedaży	10 597	11 189	592	6%
Przychody z Funduszu Wypląt Różnicy Ceny	311	9	(302)	-97%
Koszt własny sprzedaży	(8 785)	(8 578)	207	2%
Zysk brutto ze sprzedaży	2 123	2 620	497	23%
Pozostałe przychody operacyjne	111	156	45	41%
Koszty sprzedaży	(394)	(411)	(17)	-4%
Koszty ogólnego zarządu	(275)	(279)	(4)	-1%
Pozostałe koszty operacyjne	(80)	(124)	(44)	-55%
(Strata)/odwrócenie straty z tytułu utraty wartości należności handlowych (w tym odsetek od należności handlowych)	(21)	(4)	17	81%
Zysk z działalności operacyjnej	1 464	1 958	494	34%
Wynik na działalności finansowej	(423)	(303)	120	28%
(Strata)/odwrócenie straty z tytułu utraty wartości pozostałych aktywów finansowych	-	-	-	-
Udział w zysku/(stracie) jednostek wykazywanych metodą praw własności	(6)	6	12	> 100%
Zysk lub strata brutto	1 035	1 661	626	60%
Podatek dochodowy	(192)	(342)	(150)	-78%
Zysk lub strata netto za okres	843	1 319	476	56%
EBITDA	2 174	2 719	545	25%

Rysunek 9: EBITDA bridge w podziale na linie biznesowe (mln zł)



EBITDA Grupy w I półroczu 2026 roku wyniosła 2 719 mln zł w porównaniu do 2 174 mln zł w analogicznym okresie roku 2025. Linia Biznesowa Detal zanotowała EBITDA w wysokości 393 mln zł w porównaniu do 124 mln zł w analogicznym okresie roku 2025. Kluczowy wpływ na wzrost wyniku miała korzystna zmiana stanu rezerw na kontrakty rodzące obciążenia oraz wyższa masa marży na sprzedaży energii klientom biznesowym, co było związane z wyższym wolumenem sprzedaży (efekt większej kontraktacji), a także z wyższymi marżami jednostkowymi. Z kolei wzrost o 284 mln zł, do poziomu 1 919 mln zł, odnotowano w Linii Biznesowej Dystrybucja. Istotny wpływ na ten wzrost miała przede wszystkim wyższa marża na dystrybucji (ze stratami sieciowymi), co było efektem wyższego wolumenu usługi dystrybucyjnej, a także niższych strat sieciowych. Z kolei wyższa o 60 mln zł EBITDA Linii Biznesowej Nowa Energetyka r/r wynikała przede wszystkim z wyższych wolumenów produkcji w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych, a także wyższych przychodów z usług systemowych. Głównymi czynnikami kształtującymi niższy poziom EBITDA Linii Biznesowej Energetyka Zawodowa o 100 mln w ujęciu r/r były niższe średnie ceny sprzedaży energii przez elektrownię węglową w Ostrołęce oraz niższy wolumen produkcji energii przez to aktyw, niższych przychodów z regulacyjnych usług systemowych, a także z tytułu naliczenia kar umownych związanych z opóźnieniami funkcjonowania CCGT-ów na Rynku Mocy.

Największy udział w EBITDA Grupy w I półroczu 2026 roku miała Linia Biznesowa Dystrybucja (71%), natomiast udział Linii Biznesowej Nowa Energetyka wyniósł 10%, Linii Biznesowej Energetyka Zawodowa 1%, Linii Biznesowej Ciepłownictwo 2%, a Linii Biznesowej Detal 14%. Zysk z działalności operacyjnej („EBIT”) Grupy w I półroczu 2026 roku wyniósł 1 958 mln zł w porównaniu do 1 464 mln zł w analogicznym okresie 2025 roku. Największy wpływ na kształtowanie się wyniku EBIT r/r miały czynniki operacyjne opisane powyżej wpływające na EBITDA.

W roku I półroczu 2026 udział w wyniku jednostek stowarzyszonych oraz wspólnych przedsięwzięciach wyniósł 6 mln zł wobec -6 mln zł w analogicznym okresie roku 2025. Był to udział w wyniku Polimex-Mostostal SA. Wynik na działalności finansowej w I półroczu 2026 roku był wyższy o 120 mln zł r/r, głównie ze względu na ujęcie wyniku na modyfikacji pożyczek w ramach Grupy Orlen, niższe odsetki od zadłużenia oraz niższe różnice kursowe po stronie kosztów.

W I półroczu 2026 roku przychody ze sprzedaży Grupy wyniosły 11 198 mln zł wobec 10 908 mln zł osiągniętych w analogicznym okresie 2025 roku. Głównym czynnikiem wpływającym na wzrost przychodów r/r był wyższy wolumen usługi dystrybucyjnej.

Łączne przychody Grupy Energa z Rynku Mocy w I półroczu 2026 roku wyniosły 234 mln zł (115 mln zł w samym II kwartale 2026 roku) wobec 156 mln zł w I półroczu 2025 roku (75 mln zł w samym II kwartale 2025 roku).

EBITDA Grupy w II kwartale 2026 roku ukształtowała się na poziomie 1 190 mln zł w porównaniu do 1 010 mln zł w analogicznym okresie roku poprzedniego. Wpływ na poziom tego wyniku miała przede wszystkim Linia Biznesowa Dystrybucja, która odnotowała EBITDA wyższą r/r o 142 mln zł, co było efektem czynników przedstawionych w ujęciu narastającym. W Linii Biznesowej Detal EBITDA wzrosła o 49 mln zł r/r, co spowodowane było, podobnie jak w ujęciu półrocznym, korzystną zmianą stanu rezerw na kontrakty rodzące obciążenia oraz wyższą marżą na sprzedaży energii elektrycznej. Z kolei EBITDA Linii Biznesowej Nowa Energetyka wzrosła o 14 mln zł i było to głównie spowodowane wyższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej (wpływ wyższego wolumenu produkcji) oraz wyższych przychodów z regulacyjnych usług systemowych. EBITDA Linii Biznesowej Energetyka Zawodowa spadła o 49 mln zł i był to efekt niższego wolumenu produkcji, niższych cen sprzedaży energii oraz niższych przychodów z regulacyjnych usług systemowych. Z kolei EBITDA Linii Biznesowej Ciepłownictwo była wyższa o 9 mln zł i był to w głównej mierze efekt wyższych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej oraz dodatkowych przychodów z premii kogeneracyjnej, gdzie oba wynikały z uruchomienie produkcji z silników gazowych w Kaliszu.

Poniżej zaprezentowano wpływ znaczących zdarzeń o nietypowym charakterze obciążających wynik EBITDA (kryterium istotności przyjęto na poziomie 25 mln zł).

Tabela 5: Poziom EBITDA skorygowany o wpływ istotnych zdarzeń jednorazowych (mln zł)

EBITDA	(mln PLN)
II kw. 2026	
EBITDA	1 190
Skorygowana EBITDA	1 238

w tym:

Oplata warunkowa z tytułu nabycia E&G	47
---------------------------------------	----

II kw. 2025	
EBITDA	1 010
Skorygowana EBITDA	1 018

EBITDA	(mln PLN)
I pół. 2026	
EBITDA	2 719
Skorygowana EBITDA	2 763

w tym:

Oplata warunkowa z tytułu nabycia E&G	47
---------------------------------------	----

I pół. 2025	
EBITDA	2 174
Skorygowana EBITDA	2 186

Tabela 6: Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł)

w mln zł	Stan na dzień 31 grudnia 2025	Stan na dzień 30 czerwca 2026	Zmiana 2026/2025	Zmiana 2026/2025 (%)
AKTYWA				
Aktywa trwałe				
Rzeczowe aktywa trwałe	29 075	30 304	1 229	4%
Aktywa niematerialne	988	792	(196)	-20%
Aktywa z tytułu prawa do użytkowania	1 480	1 503	23	2%
Wartość firmy	612	612	-	-
Inwestycje w jednostki stowarzyszone i we wspólne przedsięwzięcia wyceniane metodą praw własności	103	109	6	6%
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	429	357	(72)	-17%
Pozostałe długoterminowe aktywa finansowe	13	13	-	-
Pozostałe aktywa długoterminowe	561	443	(118)	-21%
	33 261	34 133	872	3%
Aktywa obrotowe				
Zapasy	194	206	12	6%
Należności z tytułu podatku dochodowego	57	4	(53)	-93%
Należności z tytułu dostaw i usług	3 077	2 888	(189)	-6%
Pozostałe krótkoterminowe aktywa finansowe	1 493	2 301	808	54%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 174	828	(346)	-29%
Pozostałe aktywa krótkoterminowe	1 013	808	(205)	-20%

	7 008	7 035	27	0%
SUMA AKTYWÓW	40 269	41 168	899	2%
PASYWA				
Kapitał własny				
Kapitał podstawowy	4 522	4 522	-	-
Różnice kursowe z przeliczenia jednostki zagranicznej	(4)	(2)	2	50%
Kapitał rezerwowy	1 031	1 031	-	-
Kapitał zapasowy	2 055	2 343	288	14%
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających	(13)	(10)	3	23%
Zyski zatrzymane	5 231	6 251	1 020	19%
Kapitał własny przypadający właścicielom jednostki dominującej	12 822	14 135	1 313	10%
Udziały niekontrolujące	894	889	(5)	-1%
	13 716	15 024	1 308	10%
Zobowiązania długoterminowe				
Kredyty i pożyczki	10 454	9 061	(1 393)	-13%
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	1 749	515	(1 234)	-71%
Rezerwy długoterminowe	1 045	1 078	33	3%
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	951	970	19	2%
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje długoterminowe	1 452	2 005	553	38%
Zobowiązania z tytułu leasingu	1 182	1 171	(11)	-1%
Pozostałe zobowiązania finansowe długoterminowe	77	56	(21)	-27%
Zobowiązania z tytułu umów	5	5	-	-
	16 915	14 861	(2 054)	-12%
Zobowiązania krótkoterminowe				
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 510	1 234	(276)	-18%
Zobowiązania z tytułu umów	532	539	7	1%
Bieżąca część kredytów i pożyczek	2 402	4 763	2 361	98%
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	42	1 302	1 260	> 100%
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	35	123	88	> 100%
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje	346	321	(25)	-7%
Rezerwy krótkoterminowe	1 970	920	(1 050)	-53%
Pozostałe zobowiązania finansowe	2 525	1 769	(756)	-30%
Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	276	312	36	13%
	9 638	11 283	1 645	17%
Zobowiązania razem	26 553	26 144	(409)	-2%
SUMA PASYWÓW	40 269	41 168	899	2%

Na dzień 30 czerwca 2026 roku suma bilansowa Grupy Energa wyniosła 41 168 mln zł i była wyższa o 899 mln zł w stosunku do stanu na koniec 2025 roku.

W ramach aktywów trwałych najistotniejsza zmiana dotyczyła wzrostu wartości rzeczowych aktywów trwałych i związana była w szczególności z nakładami poniesionymi na rozbudowę i modernizację sieci oraz przyłączenie odbiorców i źródeł energii elektrycznej w Linii Biznesowej Dystrybucja. Ponadto nastąpił spadek wartości aktywów niematerialnych, związany przede wszystkim z realizacją ustawowego obowiązku umorzenia praw do emisji CO₂ oraz zielonych certyfikatów.

Na zmianę wartości aktywów obrotowych w stosunku do końca 2025 roku wpływ miał przede wszystkim wzrost poziomu pozostałych krótkoterminowych aktywów finansowych (wzrost należności z tytułu cash pooling). Z kolei spadek nastąpił głównie w ramach pozycji środków pieniężnych, pozostałych aktywów krótkoterminowych (spadek rozrachunków z tytułu podatku VAT) oraz należności z tytułu dostaw i usług w spółce Energa Obrót.

Kapitał własny Grupy Energa na dzień 30 czerwca 2026 roku wyniósł 15 024 mln zł i finansował Grupę w 36%.

W ramach zobowiązań istotna zmiana dotyczyła pozycji kredyty i pożyczki, co związane było głównie z uruchomieniem kolejnej transzy pożyczki otrzymanej przez Energa Operator z Krajowego Planu Odbudowy („KPO”) na wsparcie programu modernizacji i cyfryzacji sieci energetycznej oraz ze wzrostem zadłużenia dotyczącego finansowania nakładów na realizację inwestycji w CCGT Grudziądz i Gdańsk. Dodatkowo w związku z preferencyjnym oprocentowaniem pożyczki z KPO, skutkującym uznaniem jej w części za dotację rządową, nastąpił wzrost pozycji rozliczenia międzyokresowe i dotacje.

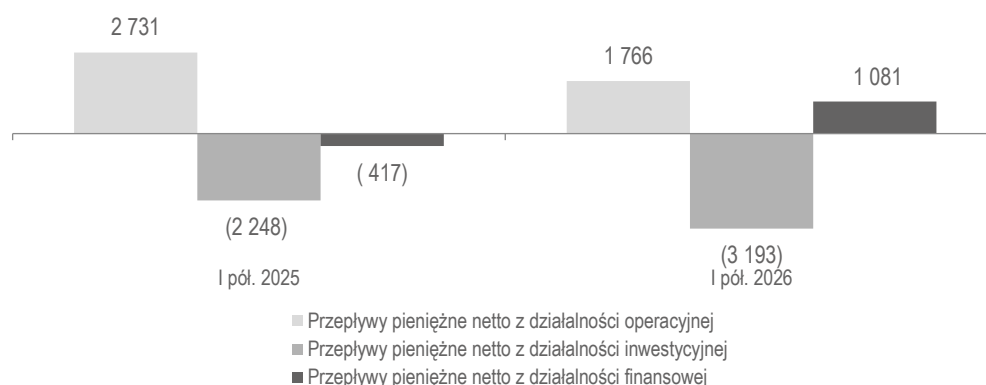
Istotna zmiana dotyczyła również pozycji rezerw krótkoterminowych oraz pozostałych zobowiązań finansowych. Spadek rezerw krótkoterminowych związany był z wykorzystaniem rezerwy utworzonej w następstwie wydania decyzji administracyjnej przez Prezesa URE w sprawie Funduszu Wyплаты Różnicy Ceny w spółce Energa Obrót oraz z wykorzystaniem rezerw na zobowiązania z tytułu emisji gazów i z tytułu obowiązku przedstawienia świadectw. Z kolei spadek pozostałych zobowiązań finansowych związany jest ze zmniejszeniem zobowiązań z tytułu nabycia rzeczowych aktywów trwałych i aktywów niematerialnych.

Dodatkowo, w ramach pozycji zobowiązań z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych, dokonano reklasyfikacji 10-letnich euroobligacji wyemitowanych przez Energa Finance AB w 2017 roku, których termin wykupu przypada na I kwartał 2027 roku, z pozycji zobowiązań długoterminowych do zobowiązań krótkoterminowych.

Tabela 7: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

w mln zł	I pół. 2025 (dane przekształcone)	I pół. 2026	Zmiana 2026/2025	Zmiana 2026/2025 (%)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 731	1 766	(965)	-35%
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(2 248)	(3 193)	(945)	-42%
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(417)	1 081	1 498	> 100%
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	66	(346)	(412)	< -100%

Rysunek 10: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)



Łączne przepływy netto środków pieniężnych z działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej Grupy w pierwszym półroczu 2026 roku były ujemne i wyniosły (346) mln zł, wobec dodatnich przepływów w wysokości 66 mln zł w pierwszym półroczu 2025 roku.

Wartość przepływów z działalności operacyjnej w pierwszym półroczu 2026 roku wyniosła 1 766 mln zł, wobec 2 731 mln zł w pierwszym półroczu 2025 roku. Dodatnie przepływy z działalności operacyjnej w pierwszym półroczu 2026 roku wynikały przede wszystkim z wypracowanego zysku brutto w kwocie 1 661 mln zł (wobec 1 035 mln zł w pierwszym półroczu 2025 roku, przy czym w analogicznym okresie 2025 roku na wartość przepływów z działalności operacyjnej istotny wpływ miała również zmiana kapitału pracującego, która była dodatnia i wyniosła 1 197 mln zł).

Przepływy netto z działalności inwestycyjnej w pierwszym półroczu 2026 roku wyniosły (3 193) mln zł, wobec (2 248) mln zł w pierwszym półroczu 2025 roku. Wynikały one przede wszystkim z wydatków na zakup rzeczowych aktywów trwałych oraz wartości niematerialnych, które w pierwszym półroczu 2026 roku wyniosły (2 334) mln zł oraz z ujemnych przepływów netto z tytułu cash pooling w kwocie (804) mln zł.

Przepływy pieniężne z działalności finansowej w pierwszym półroczu 2026 roku były dodatnie i wyniosły 1 081 mln zł i wynikały głównie z zaciągnięcia nowych zobowiązań finansowych w kwocie 1 196 mln zł (z czego kwota 286 mln zł dotyczy pożyczki otrzymanej przez Energa-Operator z KPO) oraz otrzymanych dotacji w kwocie 604 mln zł (z czego kwota 538 mln zł dotyczy pożyczki z KPO). Dodatnie przepływy z działalności finansowej zostały częściowo skompensowane ujemnymi przepływami z tytułu spłaty obecnych kredytów i pożyczek w kwocie (205) mln zł, spłatą zadłużenia leasingowego w kwocie (74) mln zł oraz spłatą bieżących płatności odsetkowych w kwocie (450) mln zł. Dla porównania, przepływy pieniężne z działalności finansowej w okresie porównawczym (w pierwszym półroczu 2025 roku) były ujemne i wyniosły (417) mln zł i wynikały z ujemnych przepływów netto z tytułu cash pooling w kwocie (1 589) mln zł, ze spłaty obecnych kredytów i pożyczek w kwocie (322) mln zł, spłaty zadłużenia leasingowego w kwocie (80) mln zł oraz bieżących płatności odsetkowych w kwocie (526) mln zł. Ujemne przepływy pieniężne z działalności finansowej zostały częściowo skompensowane dodatnimi przepływami wynikającymi z zaciągnięcia nowych zobowiązań finansowych w kwocie 1 132 mln zł (z czego kwota 399 mln zł dotyczy pożyczki otrzymanej przez Energa Operator z KPO) oraz otrzymanych dotacji w kwocie 984 mln zł (z czego kwota 934 mln zł dotyczy pożyczki z KPO).

4.3. CHARAKTERYSTYKA STRUKTURY AKTYWÓW I PASYWÓW SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA Z SYTUACJI FINANSOWEJ

Rysunek 11: Struktura aktywów i pasywów

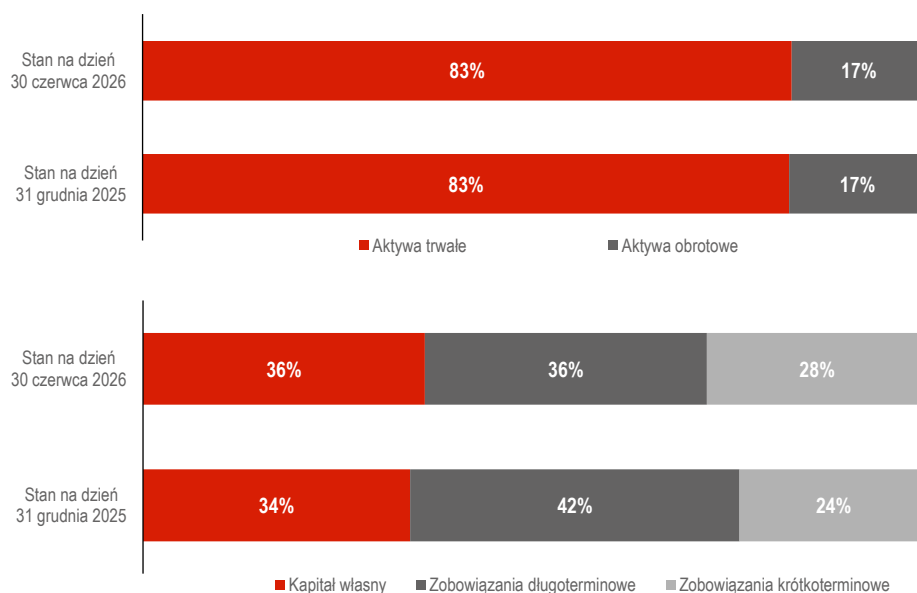


Tabela 8: Wskaźniki finansowe Grupy Energa

Wskaźnik	Definicja	I pół. 2025	I pół. 2026
Rentowność			
marża EBITDA	wynik na działalności operacyjnej + amortyzacja + odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych / przychody ze sprzedaży (z uwzględnieniem przychodów z Funduszu Wypląt Różnicy Ceny)	19,9%	24,3%
rentowność kapitałów własnych (ROE)	zysk netto za okres** / kapitał własny na koniec okresu	2,6%	11,5%
rentowność sprzedaży (ROS)	zysk netto za okres / przychody ze sprzedaży (z uwzględnieniem przychodów z Funduszu Wypląt Różnicy Ceny)	7,7%	11,8%
rentowność majątku (ROA)	zysk netto za okres** / aktywa ogółem na koniec okresu	1,0%	4,2%

** zysk netto za ostatnie 12 miesięcy

Wskaźnik	Definicja	Stan na dzień 31 grudnia 2025	Stan na dzień 30 czerwca 2026
Płynność			
wskaźnik płynności bieżącej	aktywa obrotowe/zobowiązania krótkoterminowe	0,7	0,6
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	17 116	18 118
zobowiązania finansowe netto (mln zł)	zobowiązania finansowe - środki pieniężne i ich ekwiwalenty - należności z tytułu cashpoolingu	14 506	15 050
wskaźnik długu netto/EBITDA*	zobowiązania finansowe netto/EBITDA*	2,86	2,61

* EBITDA za ostatnie 12 miesięcy; 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 czerwca 2026 roku ukształtował się na wyższym poziomie niż na koniec 2025 roku. Wpłynęła na to przede wszystkim wyższa uroczniona EBITDA skorygowana o zdarzenia jednorazowe (w tym istotnie wyższy wynik EBITDA za I półrocze r/r), przy nieco wyższym poziomie zobowiązań finansowych netto na dzień 30 czerwca 2026 roku w stosunku do 31 grudnia 2025 roku.

EBITDA za 6 miesięcy 2026 roku wzrosła w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego (czynniki wpływające na te zmiany zostały opisane w części dotyczącej omówienia wielkości finansowych). Również przychody ze sprzedaży były wyższe r/r, jednak wzrost EBITDA był większy, w związku z tym, wskaźnik marża EBITDA uległ poprawie. Wynik netto także zanotował wzrost, co skutkowało wyższym wskaźnikiem rentowności sprzedaży. Z kolei na znaczącą poprawę urocznionego wyniku netto, a co za tym idzie wskaźników rentowności majątku i kapitałów własnych, wpływ miał wysoki wynik operacyjny Grupy w 2026 roku.

Wskaźnik bieżącej płynności obniżył się z 0,7 do 0,6 w związku z wyższym saldem zobowiązań kredytowych, w tym przede wszystkim kredytów i pożyczek bieżących.

4.4. OPIS ISTOTNYCH POZYCJI POZABILANSOWYCH

Informacje w tym zakresie znajdują się w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym – nota 20: *Aktywa i zobowiązania warunkowe*.

4.5. PROGNOZY WYNIKÓW FINANSOWYCH

Zarząd Spółki nie publikował prognoz dla jednostkowych i skonsolidowanych wyników finansowych za rok obrotowy 2026.



5. DZIAŁALNOŚĆ SEGMENTÓW GRUPY ENERGA

Wyniki finansowe Grupy Energa w I półroczu 2026 roku w podziale na Linie Biznesowe przedstawiały się następująco:

Tabela 9: Wyniki EBITDA Grupy Energa w podziale na Linie Biznesowe (mln zł)

w mln zł	II kw. 2025	II kw. 2026	Zmiana	Zmiana (%)
Dystrybucja	670	812	142	21%
Nowa Energetyka	120	134	14	12%
Energetyka Zawodowa	40	(9)	(49)	< -100%
Ciepłownictwo	-	9	9	-
Detal	186	235	49	26%
Pozostałe oraz wyłączenia i korekty konsolidacyjne	(6)	9	15	> 100%
EBITDA Razem	1 010	1 190	180	18%

w mln zł	I pół. 2025	I pół. 2026	Zmiana 2026/2025	Zmiana 2026/2025 (%)
Dystrybucja	1 635	1 919	284	17%
Nowa Energetyka	221	281	60	27%
Energetyka Zawodowa	132	32	(100)	-76%
Ciepłownictwo	39	41	2	5%
Detal	124	393	269	> 100%
Pozostałe oraz wyłączenia i korekty konsolidacyjne	23	53	30	> 100%
EBITDA Razem	2 174	2 719	545	25%

5.1. LINIA BIZNESOWA DYSTRYBUCJA

5.1.1. DZIAŁALNOŚĆ BIZNESOWA I OPERACYJNA

Tabela 10: Dystrybucja energii elektrycznej według grup taryfowych (GWh)

Dystrybucja energii elektrycznej wg grup taryfowych (sprzedaż zafakturowana) w GWh	II kw. 2025	II kw. 2026	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2025	I pół. 2026	Zmiana 2026/2025	Zmiana 2026/2025 (%)
Grupa taryfowa A (WN)	993	881	(112)	-11%	1 907	1 772	(135)	-7%
Grupa taryfowa B (SN)	2 141	2 204	63	3%	4 474	4 612	138	3%
Grupa taryfowa C (nN)	911	910	(0)	-0%	2 000	2 083	83	4%
Grupa taryfowa G (nN)	1 443	1 575	131	9%	3 266	3 617	350	11%
Dystrybucja energii razem	5 489	5 570	81	1%	11 647	12 083	436	4%

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 I półroczu 2026 roku zanotowano wzrost wolumenu dystrybucji energii elektrycznej o 4% r/r. Wzrost ten dotyczył przede wszystkim grupy taryfowej G oraz C i związany był z warunkami atmosferycznymi, tj. zimną i śnieżną pogodą w styczniu i lutym br. W efekcie zużycie energii elektrycznej związane z ogrzewaniem było wyższe. Z kolei produkcja energii przez prosumentów była niższa, a tym samym w większym stopniu korzystali oni z energii elektrycznej z sieci energetycznej. Spadek zanotowano natomiast w grupie A.

W II kwartale 2026 nastąpił wzrost wolumenu dystrybucji energii elektrycznej o 1% przy czym istotny wzrost w grupie G został skompensowany niższym wolumenem w grupie A.

Tabela 11: 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		
II kw. 2025	23,7	6,0	29,7	0,57	0,04	0,61
II kw. 2026	23,5	5,5	29,0	0,53	0,04	0,56
Zmiana	(0,1)	(0,6)	(0,7)	(0,04)	(0,00)	(0,05)
Zmiana (%)	-1%	-9%	-2%	-7%	-7%	-7%
I pół. 2025	64,9	12,3	77,2	0,98	0,09	1,07
I pół. 2026	43,8	9,2	53,0	0,89	0,06	0,96
Zmiana 2026/2025	(21,1)	(3,1)	(24,3)	(0,09)	(0,02)	(0,11)
Zmiana 2026/2025 (%)	-33%	-26%	-31%	-9%	-27%	-11%

Grupa Energa osiągnęła w I półroczu 2026 roku niższy poziom wskaźników SAIDI i SAIFI, przede wszystkim w zakresie przerw nieplanowanych. W I kwartale ubiegłego roku odnotowano zdarzenia pogodowe prowadzące do awarii masowych, natomiast w bieżącym okresie awarie masowe wystąpiły w dużo mniejszej skali.

W II kwartale 2026 osiągnięte wskaźniki były zbliżone do zanotowanych w analogicznym okresie roku ubiegłego.

5.1.2. WYNIKI FINANSOWE

Rysunek 12: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja Grupy Energa (mln zł)

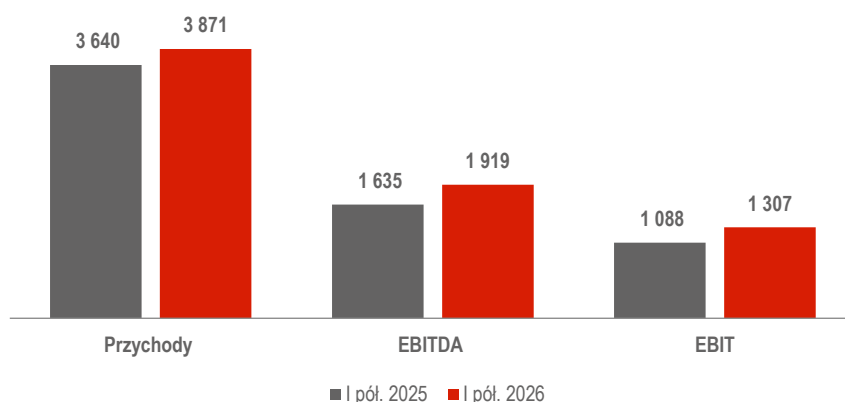
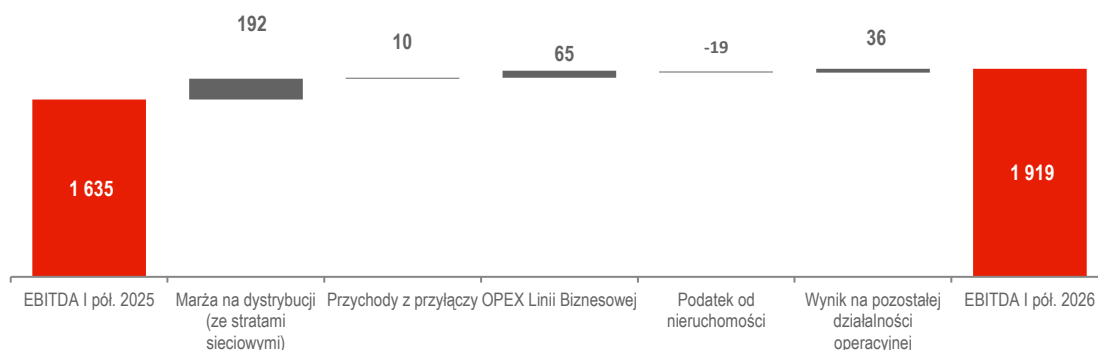


Tabela 12: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)

w mln zł	II kw. 2025	II kw. 2026	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2025	I pół. 2026	Zmiana 2026/2025	Zmiana 2026/2025 (%)
Przychody	1 697	1 762	65	4%	3 640	3 871	231	6%
EBITDA	670	812	142	21%	1 635	1 919	284	17%
amortyzacja	276	307	31	11%	547	612	65	12%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	-	-	-	-	-
EBIT	394	505	111	28%	1 088	1 307	219	20%
CAPEX	760	753	(7)	-1%	1 267	1 243	(24)	-2%

Rysunek 13: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)



Linia Biznesowa Dystrybucja wypracowała w I półroczu 2026 roku 71% EBITDA Grupy Energa (wobec 75% w analogicznym okresie 2025 roku).

Przychody ze sprzedaży Linii Biznesowej Dystrybucja w I półroczu 2026 roku wyniosły 3 871 mln zł, co oznacza 6% wzrostu r/r, który spowodowany był przede wszystkim wyższym o 4% wolumenem r/r.

EBITDA tej Linii wyniosła 1 919 mln zł i była wyższa niż w analogicznym okresie roku poprzedniego o 284 mln zł, tj. 17%. Istotny wpływ na wzrost wyniku EBITDA miał wzrost marży na dystrybucji o 192 mln zł (z uwzględnieniem strat sieciowych). Był to przede wszystkim efekt wyższego wolumenu usługi dystrybucyjnej w związku z warunkami atmosferycznymi, co opisano w punkcie 5.1.1 powyżej, a także niższego wolumenu strat sieciowych.

Pozostałe czynniki wpływające na zmianę poziomu wyniku operacyjnego EBIT to m.in. niższe koszty OPEX w 2026 roku – w związku z zimową pogodą wykonano dużo mniejszy zakres prac remontowych i eksploatacyjnych na sieci energetycznej. Dodatkowo wpływ na kształtowanie wyniku EBIT r/r mały wyższe koszty podatku od nieruchomości r/r oraz wyższe saldo pozostałej działalności operacyjnej, w tym przede wszystkim wyższe przychody z dotacji.

Nakłady inwestycyjne tej Linii wyniosły za 6 miesięcy 2026 roku 1 243 mln zł i były niższe o 2% niż w analogicznym okresie 2025 roku.

W II kwartale 2026 roku EBITDA Linii Biznesowej Dystrybucja wyniosła 812 mln zł wobec 670 mln zł w analogicznym okresie roku ubiegłego. Istotny wpływ na ukształtowanie się wyniku operacyjnego miała wyższa o 77 mln zł marża na dystrybucji (ze stratami sieciowymi), co było efektem niskich strat sieciowych, a także wyższego wolumenu usługi dystrybucyjnej. Pozytywnie wpłynęły na EBITDA także niższe koszty OPEX (przede wszystkim koszty świadczeń pracowniczych oraz eksploatacja i remonty) oraz wyższe saldo pozostałej działalności operacyjnej (przychody z dotacji).

5.2. LINIE BIZNESOWE NOWA ENERGETYKA, ENERGETYKA ZAWODOWA I CIEPŁOWNICTWO

5.2.1. DZIAŁALNOŚĆ BIZNESOWA I OPERACYJNA

Tabela 13: Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh)

Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh)	II kw. 2025	II kw. 2026	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2025	I pół. 2026	Zmiana 2026/2025	Zmiana 2026/2025 (%)
Elektrownie - węgiel kamienny	340	282	(58)	-17%	796	748	(48)	-6%
Elektrownie - współspalanie biomasy	5	28	22	> 100%	5	37	32	> 100%
Elektrociepłownie - gaz	4	20	16	> 100%	4	45	41	> 100%
Elektrociepłownie - biomasa	16	25	8	51%	52	57	4	8%
Elektrownie - woda	125	123	(2)	-1%	270	287	17	6%
Elektrownia szczytowo-pompowa	41	30	(11)	-28%	85	51	(34)	-40%
Elektrownie - wiatr	128	116	(12)	-9%	253	267	14	5%

Elektrownie - fotowoltaika	109	221	112	> 100%	167	297	130	78%
Produkcja energii razem	768	844	75	10%	1 634	1 790	156	10%
w tym z OZE	383	512	129	34%	749	945	196	26%

Aktywa wytwórcze w Grupie Energa w I półroczu 2026 roku wyprodukowały ok. 1 790 GWh energii elektrycznej wobec 1 634 GWh w analogicznym okresie roku ubiegłego (tj. więcej o 10%). Tendencja wzrostowa dotyczyła głównie produkcji energii przez elektrownie fotowoltaiczne, źródła gazowe oraz źródła biomasowe. W tym okresie 42% wytworzonej przez Grupę energii elektrycznej brutto pochodziło z węgla kamiennego, 19% z wody, 15% z wiatru, 5% z biomasy, 17% z instalacji fotowoltaicznych oraz 2% z gazu.

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 oraz posiadanych mocy produkcyjnych przez Grupę. 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.

W II kwartale 2026 roku można było zaobserwować podobną tendencję produkcji energii w zakresie źródeł PV, gazowych oraz biomasowych jak w opisanym powyżej układzie półrocznym dodatkowo przy istotnym obniżeniu produkcji z elektrowni węglowych.

Tabela 14: Produkcja ciepła brutto (TJ)

Produkcja ciepła brutto w TJ	II kw. 2025	II kw. 2026	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2025	I pół. 2026	Zmiana 2026/2025	Zmiana 2026/2025 (%)
Energa Kogeneracja Sp. z o.o.	342	339	(3)	-1%	1 168	1 310	142	12%
Energa Elektrownie Ostrołęka S.A.	168	140	(28)	-17%	552	529	(24)	-4%
Energa Ciepło Kaliskie Sp. z o.o.	40	25	(16)	-39%	190	189	(1)	-1%
Produkcja ciepła brutto razem	550	503	(47)	-8%	1 910	2 027	117	6%

W I półroczu 2026 roku Grupa wyprodukowała o 6% (117 TJ) więcej ciepła brutto r/r, na co wpływ miała m.in. temperatura powietrza (efekt mroźnej zimy) kształtująca zapotrzebowanie u odbiorców lokalnych Grupy w miastach Ostrołęka, Elbląg i Kalisz.

W II kwartale 2026 roku produkcji ciepła r/r była niższa niż w całym półroczu o 8%, co również było efektem zapotrzebowania odbiorców na ciepło ze względu na warunki pogodowe.

Tabela 15: Wolumen i koszt zużycia kluczowych paliw*

Zużycie paliw*	II kw. 2025	II kw. 2026	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2025	I pół. 2026	Zmiana 2026/2025	Zmiana 2026/2025 (%)
Węgiel kamienny								
Ilość (tys. ton)	167	130	(36)	-22%	398	370	(28)	-7%
Koszt (mln zł)	74	44	(30)	-40%	194	124	(70)	-36%
Gaz								
Ilość [tys. m3]	2 851	5 497	2 646	93%	9 281	21 246	11 965	> 100%
Koszt (mln zł)	10	18	8	78%	32	61	29	89%
Biomasa								
Ilość (tys. ton)	19	39	20	> 100%	49	74	24	50%
Koszt (mln zł)	15	38	23	> 100%	40	68	28	71%
Zużycie paliw razem (mln zł)	99	100	1	1%	266	253	(13)	-5%

* łącznie z kosztem transportu

W I półroczu 2026 roku wytwórcy Grupy zużyli o ok. 28 tys. ton mniej węgla kamiennego w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego oraz o ok. 24 tys. ton więcej biomasy. Niższe zużycie węgla wynikało ze spadku produkcji energii elektrycznej głównie przez elektrownię w Ostrołęce. Natomiast produkcja energii z biomasy była pochodną produkcji ciepła przez blok biomasowy w Elblągu oraz uruchomionej produkcji współspalania biomasy w bloku nr 3 w elektrowni węglowej w Ostrołęce. Jednocześnie odnotowano istotnie niższe koszty jednostkowe zakupu węgla oraz wyższe koszty jednostkowe dla biomasy. Wzrost udziału gazu w miksie produkcyjnym jest naturalną konsekwencją rozwoju mocy gazowych Grupy (oddanie do eksploatacji kotłów rezerwowo-szczytowych oraz silników gazowych w Kaliszu). Koszt jednostkowy zużytego gazu również był niższy r/r w analizowanym okresie.

W II kwartale 2026 roku można było zaobserwować podobną tendencję produkcyjną w zakresie zużycia węgla, gazu oraz biomasy. Koszty jednostkowe surowców w ujęciu r/r również są w podobnym trendzie.

5.2.2. WYNIKI FINANSOWE LINII BIZNESOWEJ NOWA ENERGETYKA

Rysunek 14: Wyniki Linii Biznesowej Nowa Energetyka Grupy Energa (mln zł)

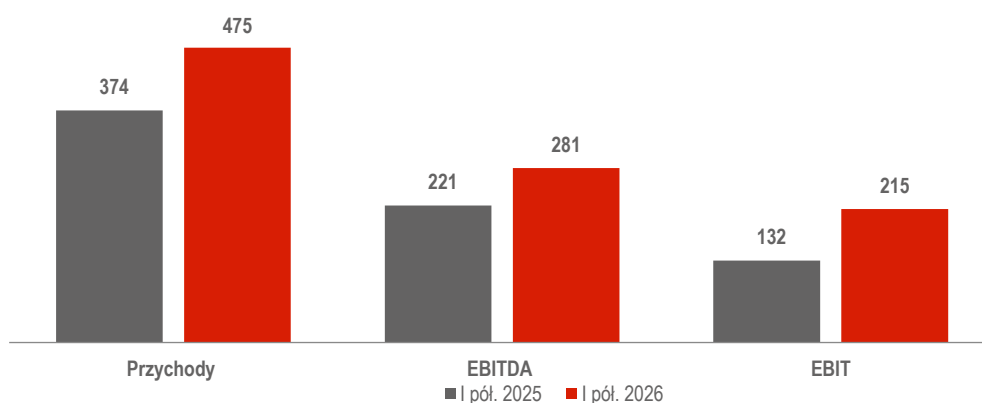


Tabela 16: Wyniki Linii Biznesowej Nowa Energetyka Grupy Energa (mln zł)

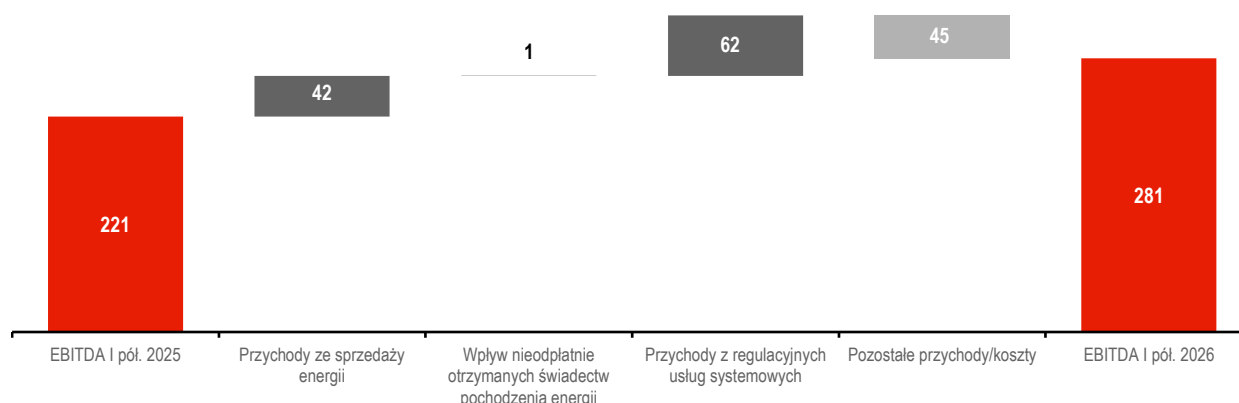
w mln zł	II kw. 2025	II kw. 2026	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2025	I pół. 2026	Zmiana 2026/2025	Zmiana 2026/2025 (%)
Przychody	198	254	56	28%	374	475	101	27%
EBITDA	120	134	14	12%	221	281	60	27%
amortyzacja	47	23	(24)	-51%	89	66	(23)	-26%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	-	-	-	-	-
EBIT	73	111	38	52%	132	215	83	63%
CAPEX	203	71	(132)	-65%	316	114	(202)	-64%

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

w mln zł	II kw. 2025	II kw. 2026	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2025	I pół. 2026	Zmiana 2026/2025	Zmiana 2026/2025 (%)
Woda	77	109	32	41%	130	194	64	49%
Wiatr	27	27	(0)	-1%	60	67	7	12%
PV	17	43	26	> 100%	36	64	28	77%
Pozostałe i korekty	(2)	(45)	(43)	< -100%	(5)	(44)	(39)	< -100%
Nowa Energetyka	120	134	14	12%	221	281	60	27%

Rysunek 15: EBITDA bridge Linii Biznesowej Nowa Energetyka (w mln zł)



EBITDA Linii Biznesowej Nowa Energetyka w I półroczu 2026 roku wyniosła 281 mln zł (o 60 mln zł więcej r/r), a jej udział w łącznej EBITDA Grupy ukształtował się na poziomie 10% (podobnie jak w 2025 roku). Głównymi czynnikami kształtującymi poziom EBITDA tej Linii w I półroczu 2026 roku były m.in. przychody ze sprzedaży energii oraz przychody z regulacyjnych usług systemowych. Ponadto, wyniki uwzględniają m.in. pogorszenie bieżącego wyniku operacyjnego Linii, co wynika z ujęcia kosztów związanych ze zmianą wartości rozliczeń dotyczących wcześniejszego nabycia spółki E&G sp. z o.o., obejmujących m.in. kwotę uwolnienia oraz earn-out. Efekt ten jest związany z aktualizacją rozliczenia przejęcia, a nie z bieżącą działalnością operacyjną Linii. Tym samym obciąża wynik operacyjny, ale nie odzwierciedla pogorszenia podstawowej efektywności działalności Linii.

Wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej wynikały głównie z wyższych wolumenów produkcji w elektrowniach fotowoltaicznych i wiatrowych, które były zależne od warunków pogodowych oraz przyrostu mocy wytwórczych r/r w tych instalacjach.

Niższy wpływ nieodpłatnie otrzymanych świadectw pochodzenia energii jest naturalną konsekwencją wygaszania tego typu wsparcia w wynikach Linii.

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 I półroczu 2026 roku wyniosły 117 mln zł (gdzie 34 mln stanowiły przychody z Rynku Mocy), wobec 54 mln zł w analogicznym okresie poprzedniego roku (gdzie 15 mln zł stanowiły przychody z Rynku Mocy).

Nakłady inwestycyjne tej Linii w I półroczu 2026 roku były niższe o 202 mln zł r/r, a ich poziom wynikał głównie z rozwoju projektów budowy nowych mocy w źródłach fotowoltaicznych w Grupie.

W II kwartale 2026 Linia miała w ujęciu r/r poziom EBITDA wyższy o 14 mln zł. Głównymi czynnikami kształtującymi poziom EBITDA tej Linii w II kwartale r/r były m.in. przychody ze sprzedaży energii oraz przychody z regulacyjnych usług systemowych (podobnie jak miało to miejsce w przypadku danych półrocznych). Ponadto, wyniki uwzględniają także wpływ pogorszenie bieżącego wyniku operacyjnego Linii wynika z ujęcia kosztów związanych ze zmianą wartości rozliczeń dotyczących wcześniejszego nabycia spółki E&G sp. z o. o.

Tabela 18: Wyniki Obszaru Nowa Energetyka Woda (mln zł)

w mln zł	II kw. 2025	II kw. 2026	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2025	I pół. 2026	Zmiana 2026/2025	Zmiana 2026/2025 (%)
Przychody	119	142	23	20%	223	272	49	22%
EBITDA	77	109	32	41%	130	194	64	49%
EBIT	72	103	31	44%	119	182	63	53%
CAPEX	3	3	1	30%	4	4	(0)	-1%

Tabela 19: Wyniki Obszaru Nowa Energetyka Wiatr (mln zł)

w mln zł	II kw. 2025	II kw. 2026	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2025	I pół. 2026	Zmiana 2026/2025	Zmiana 2026/2025 (%)
Przychody	45	47	2	5%	95	109	15	15%
EBITDA	27	27	(0)	-1%	60	67	7	12%
EBIT	6	14	7	> 100%	20	37	18	89%
CAPEX	23	6	(18)	-76%	43	9	(34)	-79%

Tabela 20: Wyniki Obszaru Nowa Energetyka PV (mln zł)

w mln zł	II kw. 2025	II kw. 2026	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2025	I pół. 2026	Zmiana 2026/2025	Zmiana 2026/2025 (%)
Przychody	30	58	28	93%	51	88	38	74%
EBITDA	17	43	26	> 100%	36	64	28	77%
EBIT	(2)	34	36	> 100%	(2)	35	37	> 100%
CAPEX	10	29	19	> 100%	24	40	16	64%

Tabela 21: Wyniki Obszaru Nowa Energetyka Pozostałe i korekty (mln zł)

w mln zł	II kw. 2025	II kw. 2026	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2025	I pół. 2026	Zmiana 2026/2025	Zmiana 2026/2025 (%)
Przychody	4	6	2	61%	6	6	0	6%
EBITDA	(2)	(45)	(43)	< -100%	(5)	(44)	(39)	< -100%
EBIT	(3)	(40)	(36)	< -100%	(5)	(39)	(35)	< -100%
CAPEX	167	33	(134)	-80%	244	61	(183)	-75%

5.2.3. WYNIKI FINANSOWE LINII BIZNESOWEJ ENERGETYKA ZAWODOWA

Rysunek 16: Wyniki Linii Biznesowej Energetyka Zawodowa Grupy Energa (mln zł)

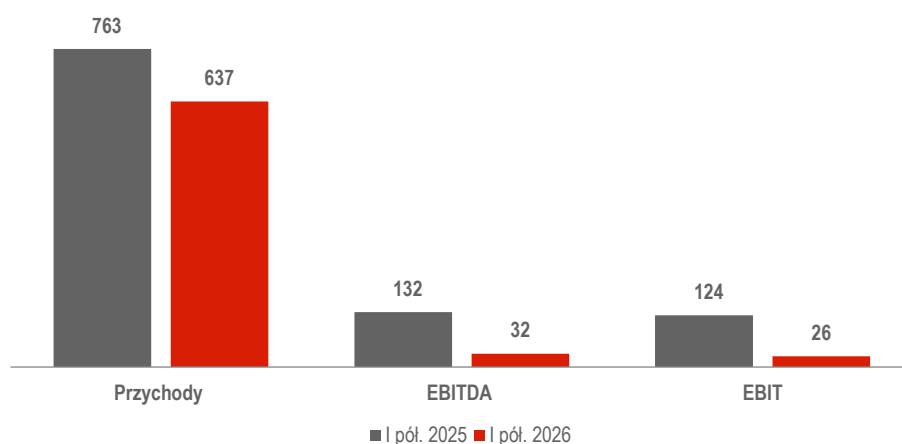
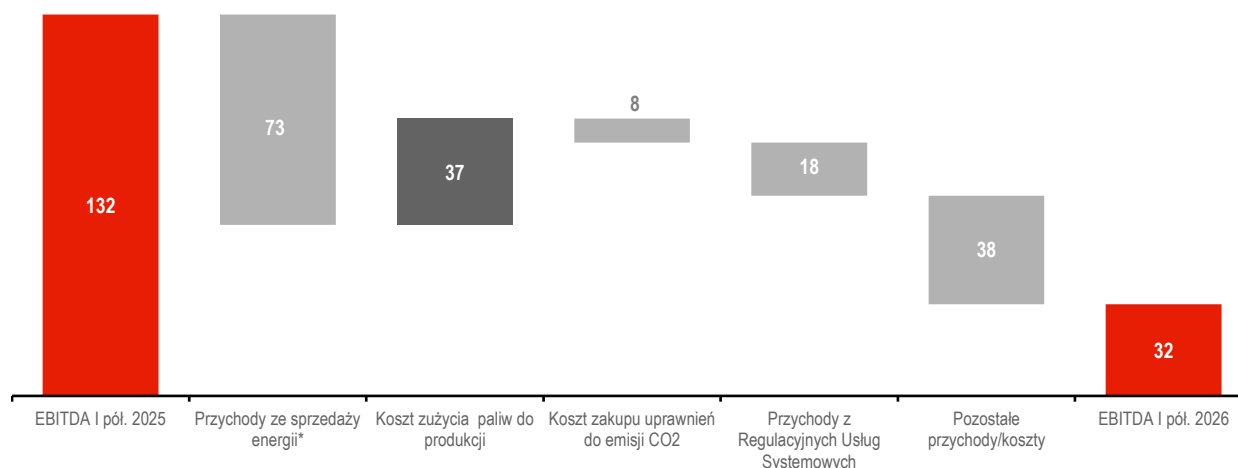


Tabela 22: Wyniki Linii Biznesowej Energetyka Zawodowa Grupy Energa (mln zł)

w mln zł	II kw. 2025	II kw. 2026	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2025	I pół. 2026	Zmiana 2026/2025	Zmiana 2026/2025 (%)
Przychody	291	229	(62)	-21%	763	637	(126)	-17%
EBITDA	40	(9)	(49)	< -100%	132	32	(100)	-76%
amortyzacja	4	4	-	0%	8	6	(2)	-25%

odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	-	-	-	-	-
EBIT	36	(13)	(49)	< -100%	124	26	(98)	-79%
CAPEX	88	351	263	> 100%	174	490	316	> 100%

Rysunek 17: EBITDA bridge Linii Biznesowej Energetyka Zawodowa (w mln zł)



* uwzględnia trading energii elektrycznej netto (przychód minus koszt)

EBITDA Linii Biznesowej Energetyka Zawodowa w I półroczu 2026 roku wyniosła 32 mln zł (o 100 mln zł mniej r/r), a jej udział w łącznej EBITDA Grupy ukształtował się na poziomie 1% (wobec 6% w I półroczu 2025 roku). Głównymi czynnikami kształtującymi poziom EBITDA tej Linii w I półroczu 2026 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. Dodatkowo, na prezentowany wynik Linii wpłynął m.in. poziom kosztów stałych Linii, naliczenia kar umownych związanych z opóźnieniami funkcjonowania CCGT-ów na Rynku Mocy, wycena ryzyk na otwartych pozycjach na energii elektrycznej przez elektrownię węglową w Ostrołęce oraz inne koszty zmienne.

Niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej wynikały głównie z niższych średnich cen sprzedaży energii przez elektrownię węglową w Ostrołęce. Niższy wolumen produkcji tego aktywa pogłębił ten efekt.

Niższy koszt zużycia kluczowych paliw do produkcji był m.in. pochodną niższych cen jednostkowych zużytego węgla. Odnotowano także niższy wolumen produkcji który sprzyjał tej tendencji. Jednocześnie, zwraca się uwagę na uruchomienie procesu współspalania biomasy w bloku nr 3 w elektrowni w Ostrołęce (proces uruchomiony po kilkuletniej przerwie).

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

Jednym ze źródeł przychodów Linii Biznesowej Energetyka Zawodowa 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 I półroczu 2026 roku wyniosły 94 mln zł (gdzie 75 mln stanowiły przychody z Rynku Mocy), wobec 112 mln zł w analogicznym okresie poprzedniego roku (gdzie 92 mln zł stanowiły przychody z Rynku Mocy).

Nakłady inwestycyjne tej Linii w I kwartale 2026 roku były wyższe o 316 mln zł r/r a ich poziom wynikał głównie z budowy nowych źródeł gazowych w Ostrołęce, Grudziądzu oraz Gdańsku.

W II kwartale 2026 roku można było zaobserwować podobną tendencję r/r w zakresie zmian wyniku na poziomie EBITDA do tej przedstawionej w I półroczu r/r.

5.2.4. WYNIKI FINANSOWE LINII BIZNESOWEJ CIEPŁOWNICTWO

Rysunek 18: Wyniki Linii Biznesowej Ciepłownictwo Grupy Energa (mln zł)

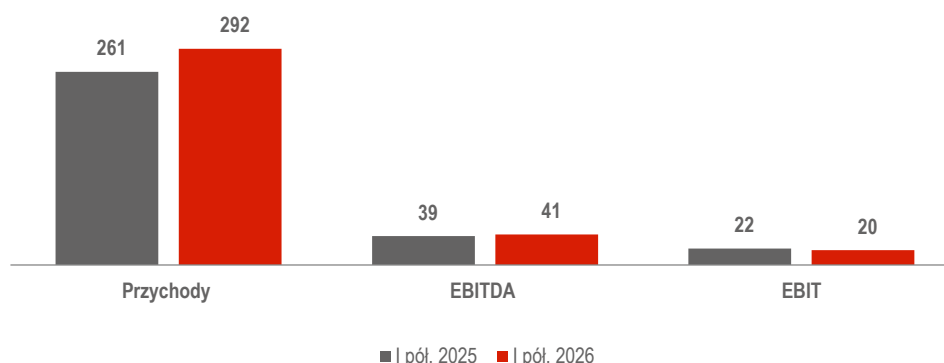
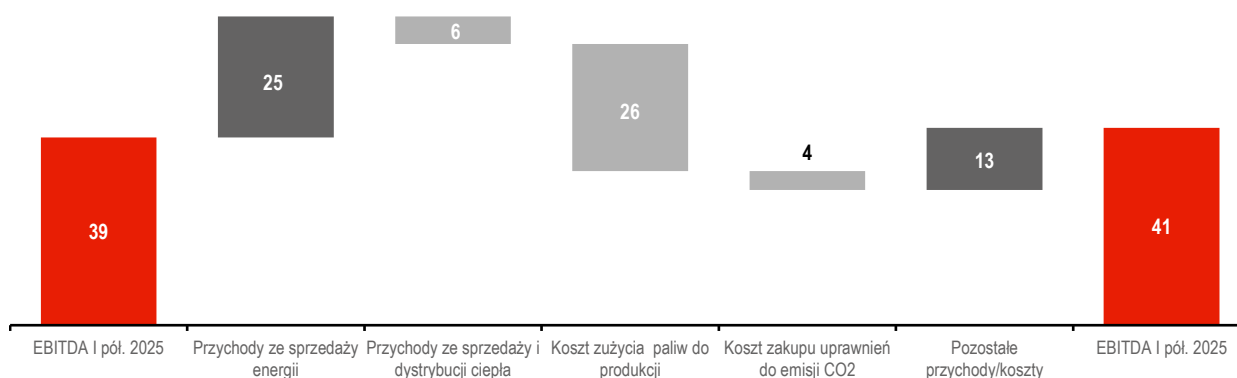


Tabela 23: Wyniki Linii Biznesowej Ciepłownictwo Grupy Energa (mln zł)

w mln zł	II kw. 2025	II kw. 2026	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2025	I pół. 2026	Zmiana 2026/2025	Zmiana 2026/2025 (%)
Przychody	89	100	11	12%	261	292	31	12%
EBITDA	-	9	9	-	39	41	2	5%
amortyzacja	7	10	3	43%	14	21	7	50%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	3	-	(3)	-100%	3	-	(3)	-100%
EBIT	(10)	(1)	9	90%	22	20	(2)	-9%
CAPEX	90	25	(65)	-72%	107	76	(31)	-29%

Rysunek 19: EBITDA bridge Linii Biznesowej Ciepłownictwo (w mln zł)



EBITDA Linii Biznesowej Ciepłownictwo w I półroczu 2026 roku wyniosła 41 mln zł (o 2 mln zł więcej 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 I półroczu 2026 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. Dodatkowo, na prezentowany wynik Linii wpłynęły pozytywnie m.in. przychody z premii kogeneracyjnej (oddanie do użytkowania silników gazowych w Kaliszu).

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

Niższe przychody ze sprzedaży i dystrybucji ciepła były podyktowane niższą średnią ceną sprzedaży ciepła (działalność podlegająca procesowi taryfikowania) przy relatywnym wzroście wolumenu sprzedaży ciepła (wpływ temperatur powietrza w danym okresie).

Koszt zużycia kluczowych paliw do produkcji był pochodną zauważalnie wyższego kosztu zużycia gazu m.in. z powodu oddania do eksploatacji bloków rezerwowo-szczytowych opalanych gazem (takie jednostki Linia posiada w Elblągu i Kaliszu) oraz silników gazowych w Kaliszu. Ceny gazu uwzględniają warunki rynkowe.

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

Nakłady inwestycyjne tej Linii w I półroczu 2026 roku były niższe o 31 mln zł r/r, a ich poziom wynikał głównie z rozwoju projektów budowy silników gazowych w Elblągu.

W II kwartale 2026 roku można było zaobserwować podobną tendencję r/r w zakresie zmian wyniku na poziomie EBITDA do tej przedstawionej w I półroczu r/r.

5.3. LINIA BIZNESOWA DETAL

5.3.1. DZIAŁALNOŚĆ BIZNESOWA I OPERACYJNA

Tabela 24: Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Detal (GWh)

Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Detal w GWh	II kw. 2025	II kw. 2026	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2025	I pół. 2026	Zmiana 2026/2025	Zmiana 2026/2025 (%)
Sprzedaż energii detaliczna	3 890	4 092	202	5%	8 544	9 365	821	10%
Sprzedaż energii na rynku hurtowym, w tym:	1 880	1 587	(293)	-16%	2 986	2 567	(419)	-14%
<i>Sprzedaż energii na rynek bilansujący</i>	253	73	(179)	-71%	460	333	(128)	-28%
<i>Pozostała sprzedaż hurtowa</i>	1 627	1 513	(114)	-7%	2 526	2 234	(292)	-12%
Sprzedaż energii razem	5 770	5 678	(91)	-2%	11 530	11 932	402	3%

W I półroczu 2026 roku łączny wolumen sprzedanej energii elektrycznej przez Linie Biznesową Detal wyniósł 11 932 GWh i był wyższy o 3% (tj. o 402 GWh) w porównaniu do I półrocza 2025 roku. Wzrost wolumenu sprzedaży to efekt wyższej sprzedaży na rynku detalicznym.

Wolumen sprzedaży na rynku detalicznym wyniósł 9 365 GWh w I półroczu 2026 roku i był wyższy o 10% (tj. o 821 GWh) w porównaniu do analogicznego okresu 2025 roku, za co głównie odpowiada wyższy poziom kontraktacji klientów biznesowych. Ponadto, na wzrost wolumenu detalicznego miało wpływ także wyższe zużycie energii elektrycznej przez klientów w grupie taryfowej G (gospodarstwa domowe) związane z niskimi temperaturami powietrza w styczniu i lutym br.

Na koniec I półrocza 2026 roku liczba odbiorców końcowych energii elektrycznej (Punkty Poboru Energii) Linii Biznesowej Detal wynosiła 3,4 mln, co oznacza spadek o ok. 17 tys. klientów w ujęciu r/r. Za spadek bazy klientów w głównej mierze odpowiada mały i średni biznes (grupa taryfowa C). W grupie taryfowej G (gospodarstwa domowe) nastąpił przyrost bazy klientów o ok. 25 tys. w ujęciu r/r.

Sprzedaż energii elektrycznej na rynku hurtowym spadła w I półroczu 2026 roku o 419 GWh (tj. o 14%) w stosunku do I półrocza 2025 roku, co było efektem niższej skali wyprzedaży nadwyżek energii elektrycznej powiązanej z profilowaniem i bilansowaniem portfela energii. Poziom sprzedaży hurtowej energii elektrycznej w Linii Biznesowej Detal determinowany jest procesem profilowania i bilansowania portfela energii.

W II kwartale 2026 roku łączny wolumen sprzedanej energii elektrycznej przez Linie Biznesową Detal wyniósł 5 678 GWh i był, inaczej niż w ujęciu półrocznym, niższy o 2% (tj. o 91 GWh) w porównaniu do analogicznego okresu 2025 roku. W strukturze wolumenu trend był analogiczny jak w całym I półroczu 2026 roku, tj. wolumen sprzedaży na rynku detalicznym był wyższy (o 5%) niż w II kwartale ubiegłego roku, z kolei wolumen sprzedaży energii na rynku hurtowym spadł o 16% r/r.

5.3.2. WYNIKI FINANSOWE

Rysunek 20: Wyniki Linii Biznesowej Detal Grupy Energa (w mln zł)

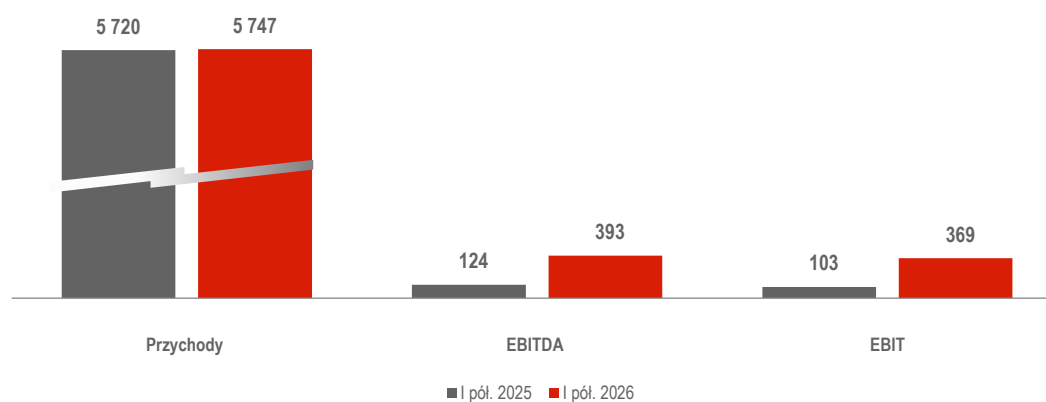
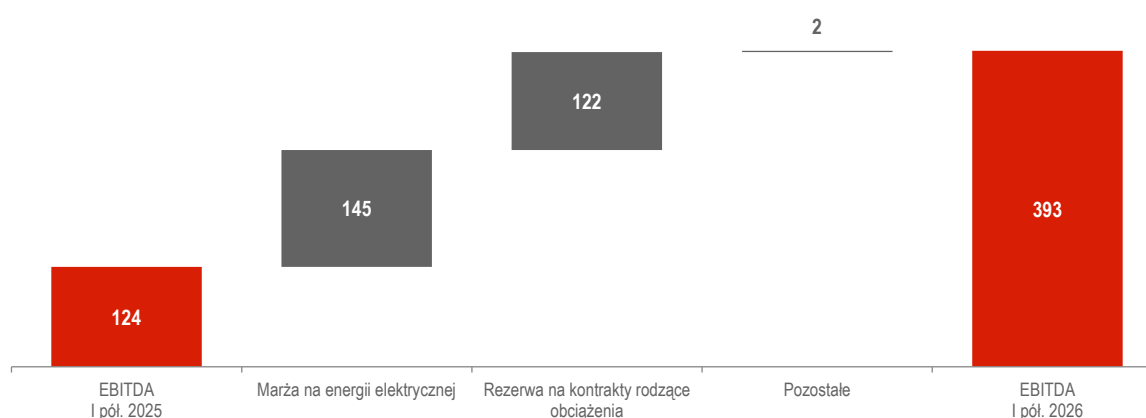


Tabela 25: Wyniki Linii Biznesowej Detal Grupy Energa (w mln zł)

w mln zł	II kw. 2025	II kw. 2026	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2025	I pół. 2026	Zmiana 2026/2025	Zmiana 2026/2025 (%)
Przychody	2 619	2 455	(164)	-6%	5 720	5 747	27	0%
EBITDA	186	235	49	26%	124	393	269	> 100%
amortyzacja	11	13	2	18%	21	24	3	14%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	-	-	-	-	-
EBIT	175	222	47	27%	103	369	266	> 100%
CAPEX	14	13	(1)	-7%	18	20	2	11%

Rysunek 21: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Detal (w mln zł)



W I półroczu 2026 roku EBITDA Linii Biznesowej Detal wyniosła 393 mln zł i była wyższa o 269 mln zł w porównaniu z wynikiem osiągniętym w I półroczu 2025 roku (EBITDA na poziomie 124 mln zł). Udział EBITDA tej Linii w EBITDA Grupy w sprawozdawanym okresie wynosi 14%, podczas, gdy w I półroczu 2025 roku wynosił 6%.

Przychody Linii Biznesowej Detal w I półroczu 2026 roku wyniosły 5 747 mln zł i były praktycznie na tym samym poziomie jak w analogicznym okresie 2025 roku (wyższe o zaledwie 27 mln zł, tj. 0,5%).

Marża na sprzedaży energii elektrycznej okazała się wyższa r/r o 145 mln zł w wyniku osiągniętej wyższej masy marży na sprzedaży energii klientom biznesowym, co było związane z wyższym wolumenem sprzedaży (efekt większej kontraktacji), a także z wyższymi marżami jednostkowymi.

W związku z wydaniem w dniu 17 grudnia 2025 roku przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzji o zatwierdzeniu Taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G na 2026 rok oraz korektą kalkulacji rezerw na kontrakty rodzące obciążenia poprzez uwzględnienie dodatkowych kosztów (opłaty dystrybucyjne ponoszone za prosumenta w systemie net-metering, koszty zapewnienia dostaw energii elektrycznej, obsługi kontraktów w trakcie ich obowiązywania oraz koszty odczytów, fakturowania i wysyłki faktur) została utworzona w grudniu 2025 roku rezerwa na kontrakty rodzące obciążenie w kwocie 304 mln zł. W 2026 roku rezerwa ta jest sukcesywnie wykorzystywana wpływając pozytywnie na wyniki finansowe (122 mln zł w I półroczu 2026 roku).

W II kwartale 2026 roku EBITDA Linii Biznesowej Detal wyniosła 235 mln zł i była wyższa o 49 mln zł w porównaniu z analogicznym okresem 2025 roku. Przyczyny wzrostu EBITDA r/r w ujęciu kwartalnym są zbliżone do przyczyn przedstawionych w ujęciu półrocznym powyżej, tj. najistotniejszy wpływ na wzrost wyniku miały rezerwa na kontrakty rodzące obciążenia (+25 mln zł) oraz marża na sprzedaży energii elektrycznej (+19 mln zł).



6. ZARZĄDZANIE RYZYKIEM

6.1. ZINTEGROWANY SYSTEM ZARZĄDZANIA RYZYKIEM W GRUPIE ENERGA

Zintegrowany System Zarządzania Ryzykiem („ZSZR”) funkcjonuje w Grupie Energa od 2011 roku i jest centralnie nadzorowany przez Energe.

ZSZR jest realizowany w oparciu o jednolity w całej Grupie proces zarządzania ryzykiem, bazujący na międzynarodowych standardach (ISO 31000, COSO, FERMA) oraz obejmujący wszystkie poziomy organizacji i linie biznesowe. Proces zarządzania ryzykiem składa się z etapów, które determinują się wzajemnie i realizowane są w sposób ciągły. Przebiega on od poziomu komórek organizacyjnych do najwyższego kierownictwa, od poziomu podmiotów Grupy do Energi jako Podmiotu Dominującego.

Rysunek 22: Proces zarządzania ryzykiem obowiązujący w Grupie Energa



Podstawowym dokumentem, w oparciu o który realizowany jest proces zarządzania ryzykiem, jest *Polityka zarządzania ryzykiem w Grupie Energa*, określająca m.in. jednolite podejście, zasady zarządzania ryzykiem oraz role i odpowiedzialności w procesie:

	Zarząd: sprawuje nadzór i określa kierunki zarządzania ryzykiem, przyjmuje wyniki raportowania ryzyka, w tym szczególności wyznacza apetyt na ryzyko i strategię zarządzania ryzykiem.
	Komórka ds. ryzyka: koordynuje proces zarządzania ryzykiem, przeprowadza przeglądy ryzyka, prowadzi cykliczny monitoring najważniejszych ryzyk, raportuje wyniki, analizuje i wspiera szacowanie poziomu istotności ryzyka w organizacji.
	Właściciel Ryzyka: zarządza ryzykiem, odpowiada za bieżącą i okresową analizę ryzyka, opracowuje i realizuje strategię zarządzania ryzykiem, monitoruje i utrzymuje ryzyko w określonych granicach.
	Pracownicy: przekazują informacje nt. ryzyk i zdarzeń.
	Komitet Audytu: monitoruje skuteczność systemu zarządzania ryzykiem.
	Komórka ds. audytu wewnętrznego: dokonuje niezależnej i obiektywnej oceny elementów systemu zarządzania ryzykiem.

W ramach Zintegrowanego Systemu Zarządzania Ryzykiem Grupa Energa prowadzi następujące działania:



przegląd ryzyka – polegające na identyfikacji i ocenie ryzyka oraz określeniu strategii zarządzania ryzykiem w kompleksowym ujęciu, prowadzony w cyklach półrocznych.



cykliczny monitoring najważniejszych ryzyk – polegający na weryfikacji aktualności czynników i skutków ryzyka oraz statusu realizacji planów działań, wpływających na ocenę najważniejszych ryzyk w Grupie Energa, prowadzony zgodnie z przyjętym harmonogramem.



bieżące zarządzanie ryzykiem – polegające na analizie zdarzeń, identyfikacji i ocenie ryzyka oraz określeniu strategii zarządzania ryzykiem w kontekście wydarzeń wewnątrz i na zewnątrz Grupy Energa.

W wyniku półrocznych przeglądów ryzyka przygotowywana jest informacja na temat ekspozycji Grupy Energa na ryzyko. Na jej podstawie Zarząd Energi podejmuje decyzję o poziomie apetytu na ryzyko oraz akceptacji strategii zarządzania ryzykami, zobowiązując Właścicieli Ryzyka do wdrożenia planów działań.

6.2. OPIS ISTOTNYCH CZYNNIKÓW I RYZYK

Poniżej przedstawione zostały najważniejsze ryzyka zidentyfikowane na poziomie Grupy Energa, w podziale na 4 obszary Modelu Ryzyka, wraz z opisem najważniejszych działań stosowanych w celu kontrolowania ryzyka.

OBSZAR STRATEGICZNY

Ryzyka obszaru strategicznego cechuje bezpośredni wpływ na poziom osiągania celów strategicznych. Ich materializacja będzie oddziaływała na rozwój spółek Grupy Energa oraz budowanie przewagi konkurencyjnej na rynku energetycznym.

Tabela 26: Najistotniejsze ryzyka strategiczne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Podejście do kontroli ryzyka
Ryzyka związane z realizacją Wieloletniego Planu Inwestycji Strategicznych i Strategicznego Planu Rozwoju Grupy Energa	Kluczowe ryzyka w tym obszarze dotyczą zakłóceń oraz istotnych odchyleń dla celów wskazanych m.in. w obszarze wytwarzania tj. budowa nowych mocy OZE, optymalizacja wykorzystania Energa Elektrownie Ostrołęka SA po 2025 r., redukcja emisyjności CO₂, inwestycje w aktywa gazowe, w obszarze dystrybucji tj. rozwój sieci dystrybucyjnej, przyłączenie do sieci nowych odbiorców, dostosowanie do wzrostu mocy OZE, utrzymanie jakości dostaw energii elektrycznej, oraz w obszarze sprzedaży tj. poprawa wyników w podstawowej działalności detalicznej, zwiększanie liczby klientów, rozwój oferowanych usług i produktów. Materializacja ryzyk prowadzić może do pogorszenia pozycji konkurencyjnej Grupy, braku zakładanego wzrostu EBITDA czy braku spadku kosztów operacyjnych. Ryzyko może skutkować także karami regulacyjnymi, umownymi, środowiskowymi, wzrostem kosztów zmiennych, odpisami na majątku lub nieefektywnością poniesionych nakładów.	- Realizacja inwestycji wskazanych w Wieloletnim Planie Inwestycji Strategicznych Grupy Energa - zgodnie z kryteriami planów inwestycyjnych. - Bieżący nadzór nad realizacją planu inwestycyjnego. - Monitoring celów Grupy i nakładów inwestycyjnych określonych w Strategicznym Planie Rozwoju Grupy Energa do 2030 r. - Umowy z wykonawcami, dostawcami, zabezpieczające przesunięcia w harmonogramie i zmiany budżetu.
Ryzyka planowania i alokacji zasobów	Ryzyka związane z wyzwaniem w zakresie skutecznego planowania przychodów i kosztów, kształtowania polityki cenowej oraz wzrostu planowania kosztu bilansowania długoterminowego źródeł Rynku Lokalnego. Kluczowym czynnikiem tych ryzyk są zmiany legislacyjne w zakresie funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych kształtujące ich polityki cenowe, a także wraz ze zmianą cen na rynku surowców do produkcji energii elektrycznej i ciepłej wpływające na zmienność i trafność procesów planistycznych.	- Zarządzenie Energa SA w sprawie wprowadzania do stosowania w Spółce harmonogramu pozyskiwania od Spółek GK informacji dla potrzeb sporządzania skonsolidowanych sprawozdań finansowych, skonsolidowanych planów ekonomiczno-finansowych oraz operacyjno-finansowej informacji zarządczej. - Zasady kalkulacji cen energii elektrycznej oraz gazu oraz zarządzania marżą.

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Podejście do kontroli ryzyka
	Materializacja ryzyka może prowadzić do niezrealizowania planu strategicznego oraz finansowego Grupy oraz trudności lub rezygnacji z realizowania zaawansowanych projektów, utraty udziału w rynku lub konieczności dokupienia brakującej energii.	■ Instrukcja ofertowania i metodologia wyliczenia marży z kontraktów z wytwórcami energii elektrycznej. ■ Projekcje kroczące dla przychodów i kosztów działalności w danym roku. ■ Monitorowanie planu.
Ryzyko działań ESG/Raportowanie w zakresie zrównoważonego rozwoju	Ryzyko związane z działaniami ESG w Grupie Energa, a w szczególności zbieranie, analizy i raportowanie do kadry zarządzającej danych niefinansowych do celów kontroli i oceny działań spółki w zakresie zrównoważonego rozwoju. Materializacja ryzyka może prowadzić do negatywnych skutków wizerunkowych, utrudnienia w pozyskaniu finansowania dla projektów inwestycyjnych, wzrostu marży przy przyznanych finansowaniu oraz obniżenia oceny przez agencję ratingową.	■ Strategii Zrównoważonego Rozwoju 2024-2030. ■ Kodeks ESG Grupy Energa. ■ Stosowanie narzędzi oceny działalności ESG i cykliczne poddawanie się ocenom rankingów. ■ Wsparcie zewnętrznego konsultanta w zakresie metodologii przygotowania raportu niefinansowego w ramach ESG. ■ Dialog z interesariuszami w formie spotkań online i ankiet wysyłanych do interesariuszy. ■ Bieżący i cykliczny monitoring realizacji zadań przez Wydział ESG. ■ Harmonogram prac i wytyczne dla raportowania ESG. ■ Szkolenia i aktualizacja wiedzy pracowników. ■ Czynne uczestnictwo w grupach roboczych.
Ryzyka klimatyczne	Ryzyko dotyczy wpływu zmian klimatycznych na produktywność jednostek wytwórczych Grupy Energa oraz na pracę sieci dystrybucyjnej, a także niedostosowania działalności biznesowej Spółek Grupy Energa do wymogów w zakresie zarządzania ryzykiem klimatycznym. Materializacja ryzyka może w głównej mierze dotyczyć niespełnienia celów taksonomicznych, wynikających z przepisów prawa unijnego co wpłynie na pogorszenie wizerunku i pozycji konkurencyjnej spółek Grupy. Skutkiem ryzyka może być również obniżenie oceny ESG przez agencję ratingową powodujące utrudnienia w pozyskaniu finansowania dla projektów inwestycyjnych lub pogorszenie warunków finansowania (wzrost marży przy pozyskiwaniu finansowania i wzrost kosztów ubezpieczeń).	■ Wyznaczenie członka Zarządu Energa S.A. odpowiedzialnego za zarządzanie kwestiami klimatycznymi. ■ Funkcjonowanie zintegrowanego systemu zarządzania środowiskowo-energetycznego, zgodnego z Rozporządzeniem EMAS oraz normami ISO 14001 i ISO 50001. ■ Systematyczna redukcja zużycia surowców, wody i energii w celu budowania włączonej wartości organizacji odporności wobec wyczerpujących się zasobów naturalnych. ■ Monitorowanie działań związanych z aspektami klimatycznymi, m.in. poprzez gromadzenie kompleksowych i szczegółowych danych dot. ryzyk i szans związanych ze zmianami klimatu w liniach biznesowych GE oraz stały nadzór nad: zużyciem energii, wody i surowców nieodnawialnych, wzrostem udziału OZE oraz rozwojem sieci dystrybucyjnej. ■ Uwzględnianie w funkcjonowaniu Grupy Energa wytycznych TCFD. ■ Przygotowywanie Grupy do raportowania zgodnie z nowymi europejskimi standardami raportowania dot. klimatu ESRS- E1.
Ryzyka środowiskowo - energetyczne	Ryzyko dotyczy negatywnego oddziaływania na środowisko spółek Grupy Energa, w tym ich wpływ na zmiany klimatu. Materializacja ryzyka może dotyczyć utraty certyfikatu ISO 14001 oraz ISO 50001 przez poszczególne Spółki, wykreślenia poszczególnych Spółek lub Grupy z rejestru EMAS, utraty wizerunku "zielonej grupy energetycznej" oraz wzrostu kosztów zakupu „zielonej energii”.	■ Polityka środowiskowo-energetyczna Grupy Energa. ■ Funkcjonowanie zintegrowanego systemu zarządzania środowiskowo-energetycznego, zgodnego z Rozporządzeniem EMAS oraz normami ISO 14001 i ISO 50001. ■ Redukcja emisji GHG w związku z realizacją Strategii dekarbonizacji Grupy Energa. ■ Niezależny audyt zewnętrzny systemu zarządzania środowiskowo-energetycznego.
Ryzyko działań sponsoringowych	Ryzyko określone jest jako podejmowanie działań sponsoringowych nieprzynoszących zamierzonych efektów, dotyczących m.in. upowszechniania marki, kształtowania wizerunku marki, budowania reputacji	■ Polityka Marketingowa Grupy Energa. ■ Planowanie działalności sponsoringowej i marketingowej.

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Podejście do kontroli ryzyka
	Grupy Energa, budowania dobrych relacji z klientami i pracownikami. Materializacja ryzyka może skutkować m.in. pogorszeniem wizerunku marki Energa, brakiem budowania świadomości i popularności marki, brakiem realizacji umów sponsoringowych z jednoczesnym rozplanowaniem płatności w okresie braku działalności sponsorowanego	■ Organizowanie akcji sponsoringowych. ■ Zaangażowanie ambasadorów w internetowe inicjatywy, tj. Drużynę Energi, oraz włączanie sponsorowanych podmiotów w akcje prowadzone przez spółkę Energa. ■ Współpraca z Biurem Prasowym. ■ Raportowanie efektywności działalności sponsoringowej realizowanej przez Grupę Energa do interesariuszy wewnętrznych i zewnętrznych.
Ryzyko marki, wizerunku oraz działań dot. relacji z klientami	Ryzyko oznacza nieodpowiednie zarządzanie przepływem informacji o prowadzonej działalności za pomocą zróżnicowanych kanałów komunikacji wpływające na postrzeganie i wartość biznesową marki oraz reputację spółek Grupy Energa. Materializacja ryzyka może skutkować spadkiem wartości marki i wizerunku Grupy Energa z perspektywy interesariuszy	■ Zasady obsługi spraw klienckich wpływających do Energa SA. ■ Realizacja zadań wynikających z Polityki marketingowej w Grupie Energa. ■ Coroczne sporządzanie planu marketingowego raportowanego do ORLEN. ■ Bieżąca współpraca i podtrzymywanie dobrych relacji z interesariuszami (dialog z interesariuszami).
Ryzyko komunikacji z interesariuszami zewnętrznymi	Ryzyko związane ze skutkami wymiany informacji między spółką a zewnętrznymi odbiorcami, klientami i innymi interesariuszami. Wiąże się z negatywnymi przekazami medialnymi, możliwością pojawienia się w mediach nieautoryzowanych informacji wprowadzających w błąd opinię publiczną. Materializacja ryzyka może prowadzić do obniżenia wiarygodności i zaufania do Grupy Energa oraz wpływać na pozycję konkurencyjną na rynku.	■ Prowadzenie komunikacji zewnętrznej w imieniu Grupy Energa przez Biuro Prasowe Energi. ■ Nawiązywanie i podtrzymywanie dobrych relacji z mediami przez przedstawicieli Biura Prasowego Energi, bieżąca współpraca z mediami w zakresie udzielania odpowiedzi na pytania. ■ Prowadzenie działań i akcji we współpracy lub pod patronatem mediów, współpraca z Powiatowymi i Miejskimi Rzecznikami Praw Konsumentów. ■ Wywiady w mediach oraz udział członków Zarządu spółki lub osób upoważnionych przez Dyrektora z BP w programach informacyjnych i opiniotwórczych poświęconych tematyce z zakresu działania Grupy lub realizowanych przedsięwzięć. ■ Udostępnianie promocyjnych materiałów video na kanale Grupy Energa w mediach społecznościowych oraz materiałów dla mediów zewnętrznych. ■ Funkcja Rzecznika Klienta. ■ Zaangażowanie przedstawicieli spółki w działaniach PTPIREE. ■ Bieżący kontakt z przedstawicielami mediów po stronie EOP. ■ Bieżące i aktywne udzielanie odpowiedzi na interwencje i zapytania mediów. ■ Przestrzeganie Polityki Działań Komunikacyjnych, Dobroczyńnych, Marketingowych i Sponsoringowych w Grupie Energa.
Ryzyko ochrony informacji	Ryzyko wynikające z działań na rzecz zapewnienia bezpieczeństwa informacji i danych prawnie chronionych, takich jak tajemnica spółki, ochrony przed działalnością konkurencyjną oraz wymogów wynikających z przepisów o ochronie informacji niejawnych. Ryzyko związane z utratą poufności, integralności i zapewnienia dostępności w kontekście metod przetwarzania informacji (w tym w systemach teleinformatycznych).	■ Polityka Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji i Cyberbezpieczeństwem w Grupie Energa. ■ Zał. Polityka Bezpieczeństwa Teleinformatycznego w koncernie. ■ Polityka Ochrony Informacji w Energa SA. ■ Polityka Bezpieczeństwa Informacji w Enerdze SA.

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Podejście do kontroli ryzyka
	Materializacja ryzyka może dotyczyć zakłócenia lub przerwania ciągłości działania w spółkach, ponoszenia odpowiedzialności karnej, administracyjnej lub służbowej. Skutkiem ryzyka mogą być straty wizerunkowe wynikające z utraty danych oraz negatywny wpływ na wizerunek.	■ Prowadzenie SOC w ramach Grupy ORLEN.

OBSZAR PRAWNO-REGULACYJNY

Ryzyka obszaru prawno-regulacyjnego wiążą się z ich wpływem na poziom zapewnienia przepisów prawa, wymagań regulatora rynku energetycznego oraz regulacji wewnętrznych opisujących zasady ładu organizacyjnego - ich materializacja będzie wpływała na kształtowanie wizerunku i reputacji Grupy Energa.

Tabela 27: Najistotniejsze ryzyka prawno-regulacyjne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Podejście do kontroli ryzyka
Ryzyko prawne	Ryzyko dotyczy zapewnienia jakości obsługi prawnej prowadzonych przez podmioty Grupy lub przeciwko podmiotom Grupy postępowań sądowych i administracyjnych. Ryzyko związane jest również z możliwością wystąpienia roszczeń odszkodowawczych właścicieli gruntów. Materializacja ryzyka może prowadzić do konieczności wypłaty odszkodowań i kar, a także udzielenia bonifikat dla odbiorców, wynikających z przepisów prawa. Ryzyko może także skutkować dodatkowymi kosztami procesowymi i obsługi prawnej, sankcjami karnymi, administracyjnymi, brakiem możliwości prowadzenia inwestycji liniowych, zapisanych w Planie Rozwoju Energa Operator SA oraz realizacji dostaw energii w przypadku nakazu usunięcia urządzeń sieciowych wysokiego i średniego napięcia.	■ Współpraca z kancelariami prawnymi i weryfikacja jakości usług świadczonych w zakresie pomocy prawnej. ■ Systemy informatyczne do monitorowania i raportowania istotnych spraw. ■ Wewnętrzne regulacje w zakresie koordynacji pomocy prawnej w Grupie Energa, a także dot. stanów prawnych nieruchomości energetycznych. ■ System Zarządzania Zgodnością w Grupie Energa. ■ Opiniowanie umów pod kątem zgodności. ■ Umowy obligacyjne lub prawno-rzeczowe, regulujące ustanowienie służebności przesyłu/gruntowej.
Ryzyko ochrony danych osobowych	Ryzyko dotyczy zapewnienia prywatności i bezpieczeństwa informacji podmiotów danych. Materializacja ryzyka może prowadzić do utrudnienia prowadzenia działań operacyjnych przez spółkę, sankcji karnych, w tym finansowych i administracyjnych, kontroli organów nadzorujących, kosztów procesowych i odszkodowawczych.	■ Realizacja postanowień wewnętrznych regulacji dot. obszaru ochrony danych osobowych, m.in. w zakresie postępowania z naruszeniami, pozyskiwania zgód na przetwarzanie danych osobowych, realizacji obowiązków informacyjnych, realizacji praw podmiotów danych, czy zarządzania ryzykiem ochrony danych osobowych. ■ Cykliczne szkolenia i komunikacja informacyjna w zakresie podstawowych obowiązków pracowników. ■ Rekomendacje Forum ODO.
Ryzyko nadużyć/czynów niedozwolonych	Ryzyko dotyczy sytuacji i zachowań związanych z nadużyciami, w tym konfliktem interesów, korupcją i defraudacją, możliwych do popełnienia przez pracowników/współpracowników podmiotów Grupy Energa. Ryzyko obejmuje potencjalne zagrożenie występowania nadużyć i działań korupcyjnych w procesach operacyjnych, jak również nadużyć finansowych w związku z realizacją projektów unijnych. Materializacja ryzyka może prowadzić do powstania strat finansowych, utraty majątku oraz wiązać się z prowadzeniem postępowania przez organy ścigania w stosunku do pracowników lub organów podmiotów Grupy. Ryzyko może negatywnie wpływać na reputację i wizerunek Grupy Energa, skutkować zakazem aplikowania o środki publiczne (unijne bądź krajowe) oraz wpływać na pogorszenie zaufania pracowników do przełożonych, współpracowników i organizacji w ogóle.	■ Polityka przeciwdziałania nadużyciom i konfliktowi interesów. ■ Wewnętrzne regulacje z zakresu nadużyć, tworzenia i rozliczania zamówień dla projektów dofinansowanych ze środków UE oraz dot. procesu zakupowego. ■ Komórki ds. bezpieczeństwa w kluczowych podmiotach zależnych. ■ Szkolenia dla pracowników (m.in. w zakresie antykorupcji). ■ Dedykowany kanał kontaktu do zgłaszania symptomów i nadużyć. ■ Wdrożono Politykę ochrony sygnalistów w Grupie Energa. ■ Trzy linie obrony organizacji (system kontroli wewnętrznej, system zarządzania ryzykiem, audyt). ■ Obowiązkowe klauzule dot. antykorupcji i konfliktu interesów w umowach z kontrahentami.

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Podejście do kontroli ryzyka
Ryzyko regulacyjne	Ryzyko dotyczy zmian legislacyjnych wpływających na funkcjonowanie poszczególnych Linii Biznesowych Grupy Energa. Materializacja ryzyka może prowadzić do modyfikacji planów inwestycyjnych, osiągnięcia niższych przychodów od zakładanego planu, podwyższenia kosztów działalności, nałożenia dodatkowych obowiązków czy powstaniu strat na sprzedaży, jak również nałożenia kar w przypadku nieprawidłowego wdrożenia przepisów prawnych. Ryzyko stanowi też szansę na przyjęcie takich rozwiązań prawnych, które umożliwią pozyskanie dodatkowych środków finansowych lub zagwarantują system wsparcia dla aktywów Grupy.	■ Współpraca z Biurem Prawnym w zakresie zarządzania zgodnością w obszarze nadużyć oraz w zakresie zgłoszenia podejrzenia popełnienia przestępstwa. ■ Monitoring zmian w prawie. ■ Współpraca w ramach Grupy ORLEN w zakresie formułowania stanowisk. ■ Praca przedstawicieli Grupy w stowarzyszeniach branżowych.
Ryzyko umów	Ryzyko związane jest z zawarciem przez Spółkę umów na niekorzystnych warunkach, niewykonaniem lub nienależytym wykonaniem umów i możliwymi z tego tytułu roszczeniami/reklamacjami lub karami. Materializacja ryzyka może skutkować stratami finansowymi, postępowaniami sądowym, czy deficytowością umowy, prowadzącą do braku pokrycia kosztów przychodami z realizacji umowy.	■ Wewnętrzne procedury w zakresie zawierania umów i udzielania zamówień. ■ Centralny Rejestr Umów i Zleceń. ■ Rejestr i ocena kwalifikowanych podwykonawców. ■ Monitoring stopnia zaawansowania realizacji usług i dostaw. ■ Określenie zasad odpowiedzialności Partnerów Konsorcjum.

OBSZAR OPERACYJNY

Ryzyka obszaru operacyjnego wiążą się z bieżącą działalnością, którą spółki podejmują na rzecz realizacji działań strategicznych – ich materializacja będzie wpływała na poziom osiągania celów operacyjnych spółek Grupy Energa.

Tabela 28: Najistotniejsze ryzyka operacyjne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Podejście do kontroli ryzyka
Ryzyka projektowe / inwestycyjne	Ryzyka związane z inwestycjami prowadzonymi w ramach Grupy Energa w kierunku zwiększania potencjału wytwórczego, dystrybucyjnego i sprzedażowego Grupy Energa, polegające na niedotrzymaniu założonego terminu realizacji, harmonogramu, budżetu lub zakresu. Materializacja ryzyk prowadzić może do braku zwrotu z inwestycji na zakładanym poziomie, konieczności poniesienia dodatkowych nakładów lub spisania kosztów projektu, zwrotu otrzymanego dofinansowania, utraty potencjalnych przychodów, eskalacji roszczeń na drodze sądowej, konieczności poniesienia kar lub skutków wizerunkowych.	■ Realizacja inwestycji w strukturze projektowej lub przez dedykowane spółki celowe. ■ Bieżąca kontrola i monitoring inwestycji na poziomie operacyjnym i strategicznym (Komitety i Najwyższe Kierownictwo). ■ Cykliczne warsztaty na temat odchyleń w ramach największych CAPEX-ów. ■ Zawarte umowy i porozumienia. ■ Monitoring otoczenia rynkowego projektów.
Ryzyka dotyczące podstawowej działalności poszczególnych spółek Grupy Energa	Ryzyka związane z prowadzeniem kluczowej działalności biznesowej, takie jak m.in. ryzyko awarii majątku i przerwania ciągłości produkcyjnej, czy dystrybucyjnej, ryzyko zakłóceń funkcjonowania systemów IT i braku ich rozwoju, zaburzenia łańcuchów dostaw oraz ryzyko niedoboru węgla i biomasy. Materializacja ryzyk prowadzić może do konieczności poniesienia dodatkowych kosztów związanych z przywróceniem urządzeń do stanu sprzed awarii lub ponownym uruchomieniem oraz utratą przychodów z tytułu niedyspozycyjności urządzenia, a także kar za niedotrzymanie wymaganego poziomu zapasów. W przypadku niedostosowania strategicznych systemów IT, identyfikowane jest ryzyko kar, zakłóceń w realizacji podstawowych procesów, jak np. fakturowanie, zagrożenia bezpieczeństwa informacji.	■ Okresowe przeglądy wynikające z instrukcji oraz posiadanego doświadczenia i wiedzy technicznej. ■ Plany remontowe i inwestycyjne. ■ Ubezpieczenie majątku. ■ Zapisy umowne z wykonawcami urządzeń wytwórczych w zakresie reagowania na występujące usterki gwarancyjne. ■ Świadectwa kwalifikacyjne pracowników. ■ Dywersyfikacja dostawców. ■ Monitoring rynku paliw oraz planów produkcji i zużycia paliw. ■ Umowy kilkuletnie na zakup i transport surowców. ■ Koordynacja Portfela Projektów IT. ■ Zabezpieczenie zasobów informatycznych.

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Podejście do kontroli ryzyka
Ryzyko bezpieczeństwa osób i mienia	Ryzyko związane z nieuprawnionym dostępem do obiektów, w tym do urządzeń energetycznych. Ryzyko dotyczy również bezpieczeństwa pracowników i osób trzecich przebywających na terenie podmiotów Grupy, a także incydentów o charakterze terrorystycznym i sabotażowym. Materializacja ryzyka może wiązać się z zagrożeniem bezpieczeństwa pracy sieci, dezorganizacją realizowanych procesów operacyjnych, utratą / zniszczeniem mienia, bądź przerwaniem ciągłości działania.	■ Zapewnienie bezpieczeństwa osób i majątku spółek przez dedykowaną spółkę z Grupy. ■ Plany ochrony, w tym Plany ochrony infrastruktury krytycznej. ■ Regulacje wewnętrzne z zakresu bezpieczeństwa ■ Plany Ciągłości Działania w Podmiotach Grupy ■ Ubezpieczenie majątkowe, OC oraz utraty przychodów. ■ Systemy zabezpieczeń fizycznych i technicznych w obiektach Grupy. ■ Monitoring incydentów dot. Obszaru bezpieczeństwa w Grupie. ■ Kontrole stanu ochrony fizycznej i technicznej.
Ryzyko przerwania ciągłości działania	Ryzyko związane z naruszeniem ciągłości działania kluczowych procesów w podmiotach Grupy czy też wystąpienia nieoczekiwanych zakłóceń w działalności tych procesów. Ryzyko uwzględnia kwestie dot. dyspozycyjności urządzeń, ich sprawności oraz wydajności, jak również wpływ czynników atmosferycznych i hydrologicznych oraz zdarzeń losowych. Materializacja ryzyka prowadzić może do zagrożenia bezpieczeństwa życia i mienia, zakłóceń produkcji, niedostępności zasobów (lokalizacji, systemów, pracowników) realizujących procesy krytyczne czy awarii innych urządzeń technologicznie powiązanych. Ryzyko może skutkować także karami umownymi, a w skrajnym scenariuszu – utratą koncesji.	■ Strategia Ciągłości Działania. ■ Procedury Awaryjne. ■ Plan Ochrony Infrastruktury Krytycznej. ■ Zasady postępowania w sytuacji krytycznej. ■ Lokalizacje zastępcze. ■ Cykliczne testowanie w ramach systemu zarządzania ciągłością działania. ■ Zapisy umowne z wykonawcami w zakresie reagowania na usterki. ■ Działania prewencyjne, m.in. okresowe przeglądy infrastruktury, realizacja zaplanowanych remontów i inwestycji.
Ryzyko relacji społecznych i związków zawodowych	Ryzyko obejmuje dialog z partnerem społecznym w szczególności ze związkami zawodowymi, dotyczy procesu utrzymywania relacji pomiędzy pracodawcą a pracownikami, jak również procesu komunikacji z pracownikami. Materializacja ryzyka może prowadzić do roszczeń, utrudnień w prowadzeniu biznesu, kosztów związanych z ewentualnymi przestojami (strajki, protesty) czy odejściami pracowników, jak również skutków wizerunkowych.	■ Prowadzenie dialogu społecznego. ■ Prowadzenie rokowań pracowniczych. ■ Realizacja postanowień układów zbiorowych pracy i porozumień zbiorowych. ■ Komunikacja z organizacjami związkowymi oraz informowanie pracowników o planowanych zmianach.
Ryzyko dotyczące rozliczeń klientów	Ryzyko związane jest z zaburzeniem procesu fakturowania z uwagi na niedostępność systemów billingowych, prowadzone migracje, niepoprawną ewidencję danych odczytowych. Materializacja ryzyka może prowadzić m.in. do obniżenia satysfakcji klienta (wzrost reklamacji, rezygnacja z usług i produktów Grupy), pogorszenia wizerunku Grupy, zakłóceń przepływów pieniężnych, zaburzenia danych finansowych i statystycznych, dodatkowych kosztów usunięcia błędów/nieprawidłowości, czy postępowań przed URE i UOKiK.	■ Monitoring poziomu dostarczonych danych pomiarowych / wystawionych faktur. ■ Umowa serwisowa z dostawcami systemów billingowych umożliwiającą szybką naprawę błędów krytycznych. ■ Wewnętrzne instrukcje dotyczące m.in. wykonywania korekt, odsetek, mechanizmu kontrolnego dotyczących podwójnego fakturowania, sprzedaży i rozliczania prosumenta czy zamknięcia miesiąca. ■ Systemowe mechanizmy kontrolne.

OBSZAR FINANSOWY

Ryzyka obszaru finansowego wiążą się z finansowymi aspektami działalności spółek Grupy Energa, w szczególności dotyczącymi pozyskiwania kapitału finansowego z różnych źródeł, ich wykorzystywania na pokrycie kosztów funkcjonowania działalności operacyjnej i inwestycyjnej, rozliczeń publicznoprawnych oraz ujawniania informacji finansowych i zarządczych szerokiego gronu interesariuszy – ich materializacja będzie wpływała na poziom zapewniania ciągłości działania i inicjatywy rozwojowe w Grupie Energa.

Tabela 29: Najistotniejsze ryzyka finansowe zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Podejście do kontroli ryzyka
Ryzyko płynności finansowej	Ryzyko związane ze zdolnością do regulowania zobowiązań w perspektywie krótko- i długoterminowej, obejmuje także zdolność do rozliczenia niepewnych zobowiązań podatkowych. Materializacja ryzyka prowadzić może do ograniczenia możliwości realizacji celów strategicznych i rozwoju organizacji, pogorszenia zdolności kredytowej, wzrostu kosztów obsługi finansowania, utraty reputacji.	■ Polityka finansowa. ■ Projekcje finansowe. ■ Długoterminowy model finansowy. ■ Finansowanie Grupy Energa w różnorodnej formule. ■ Cashpooling. ■ Plany przepływów pieniężnych. ■ Analiza odchyleń. ■ Praca dedykowanych Zespołów. ■ Współpraca z zewnętrznym doradcą. ■ Monitorowanie bieżących zmian w prawie i orzecznictwie podatkowym.
Ryzyko walutowe	Ryzyko dotyczy zmiany kursu walut obcych w stosunku do złotego polskiego z uwagi na dług zaciągnięty w walucie obcej czy posiadane nadwyżki walutowe oraz realizowane inwestycje lub kontrakty zakupowe rozliczane w walucie obcej. Materializacja ryzyka walutowego prowadzić może do zwiększonych kosztów zarządzania środkami pieniężnymi, wzrostu nakładów inwestycyjnych, jak również wahań wyników finansowych z okresu na okres.	■ Ustanawianie, monitorowanie i raportowanie limitów ekspozycji na ryzyko walutowe. ■ Zawieranie transakcji zabezpieczających przed ryzykiem walutowym. ■ Stosowanie rachunkowości zabezpieczeń. ■ Stosowanie mechanizmu „naturalnego hedgingu”.
Ryzyka rynkowe	Ryzyka związane z handlem energią elektryczną m.in. w kontekście nieoczekiwanej zmienności cen i płynności na rynku terminowym i SPOT. Ryzyka uwzględniają również kwestie zabezpieczenia uprawnień do emisji CO₂ i wahań cen paliw oraz zmienność zapotrzebowania klientów na energię elektryczną czy gaz w stosunku do zakontraktowanego wolumenu, a także dynamiczny przyrost prosumentów i straty powodowane ubytkiem dystrybucyjnym. Materializacja ryzyk może prowadzić do problemów z realizacją celów strategicznych, nieoczekiwanej zmiany ekspozycji na ryzyko, strat finansowych w związku z niekorzystnym zawarciem transakcji, spadku masy marży, utraty pozycji konkurencyjnej, zwiększonych kosztów sprzedaży, zmniejszenia elastyczności działania na poszczególnych rynkach czy sankcji ze strony regulatorów.	■ Zarządzanie ryzykiem głównej działalności w obszarze sprzedaży. ■ Procesy i regulacje wewnętrzne związane z obszarami kontraktacji, handlu i zakupów. ■ Monitoring handlu energią elektryczną, prawami majątkowymi, gwarancjami pochodzenia, uprawnieniami do emisji CO₂. ■ Korzystanie z usług doradczych i prawnych. ■ Udział w procesie konsultacji projektów aktów prawnych. ■ Realizacja w poszczególnych spółkach projektów, mających na celu optymalizację kosztowo-efektywnościową. ■ Kontrola kosztów produkcji.

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Podejście do kontroli ryzyka
Ryzyko kształtowania polityki cenowej	Ryzyko związane z nieprawidłową kalkulacją cen sprzedaży (w tym ryzyko nieprawidłowych algorytmów i danych źródłowych), przygotowywaniem ofert dla Klientów na przyszłe lata w oparciu o dane kosztowe na podstawie obecnych cen rynkowych i obecnego stanu prawnego, które nie są lub nie mogą być w pełni zabezpieczone oraz zatwierdzeniem przez Prezesa URE stawek w taryfie na poziomie niegwarantującym opłacalności sprzedaży. Materializacja ryzyka może wpłynąć na utratę udziału w rynku (marża, wolumen, przychód) i skutkować stratami finansowymi, np. na skutek zmienności cen rynkowych czy zmian regulacyjnych oraz kosztami związanymi z potencjalną rozbudową systemów IT.	■ Bieżące badanie rynku pod kątem zmian otoczenia rynkowego i prawno-regulacyjnego. ■ Bieżące badanie planowanego wyniku finansowego i innych, wybranych wskaźników oraz bieżąca analiza wpływu przyjętych zasad kalkulacji cen na ten wynik/wskaźniki. ■ Bieżące badanie mechanizmów ofertowania (w tym Modelu Sprzężonego) oraz poprawności funkcjonowania systemów handlowych IT i baz danych. ■ Regulacje wew. odnośnie zasad kalkulacji cen energii elektrycznej oraz zarządzania marżą, zabezpieczenie minimalnego poziomu marży. ■ System monitoringu ofertowania.
Ryzyko kredytowe związane z rozliczeniami klientów oraz kontrahentów	Ryzyka wynikające z finansowania działalności spółki w formie długu bądź kapitału własnego, w tym zysków zatrzymanych. Ryzyko dotyczy braku ciągłości i nieprawidłowego rozliczania klientów oraz niewywiązania się kontrahentów z zobowiązań wynikających z zawartych umów (brak płatności, płatność po terminie). Materializacja ryzyka może prowadzić m.in. do wzrostu poziomu wiarytelności spornych i przeterminowanych, zakłóceń przepływów pieniężnych, dodatkowych kosztów związanych z działaniami windykacyjnymi czy utraty części przychodów.	■ Zwiększona częstotliwość monitoringu przepływów pieniężnych. ■ Tworzenie harmonogramów / ścieżek działań windykacyjnych. ■ Współpraca z kancelariami prawnymi. ■ Ocena wiarygodności klientów biznesowych i kontrahentów na rynku hurtowym. ■ Blokady windykacyjne w systemach informatycznych. ■ Pozyskiwanie zabezpieczeń od dłużników lub kontrahentów ocenionych negatywnie, monitoring dłużników. ■ Raporty z oceny sytuacji największych dłużników w zakresie spłaty dotychczasowych należności i zapobieganie wzrostowi zadłużenia.
Ryzyko ubezpieczeniowe	Ryzyko związane z niedostosowaniem przedmiotu i zakresu ubezpieczeń do specyfiki działalności poszczególnych Linii Biznesowych Grupy lub wyczerpaniem sumy ubezpieczenia w polisie i brakiem uzyskania akceptowalnej oferty uzupełniającej. Istotny wpływ na ryzyko mają zmiany klimatyczne i pojawiające się coraz częściej szkody o charakterze masowym. Materializacja ryzyka może skutkować koniecznością samodzielnej likwidacji szkód i ograniczeniem środków na odtworzenie majątku.	■ Realizacja działań wynikających z Polityki Ubezpieczeniowej, w tym m.in.: realizacja jednolitych programów ubezpieczeniowych i procedur zawierania ubezpieczeń zgodnie z zasadami określonymi w Polityce, współpraca i nadzór nad realizacją zadań brokera ubezpieczeniowego przez wyznaczonych w spółkach koordynatorów ubezpieczeń lub inne osoby umocowane przez Zarząd Spółki. ■ Korzystanie z usług brokera ubezpieczeniowego, polisa brokerska.



7. AKCJE I AKCJONARIAT

7.1. INFORMACJE O AKCJACH I AKCJONARIACIE ENERGI SA

Akcje Energi SA są notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie od 2013 roku. Na dzień 30 czerwca 2026 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania Zarządu Energi SA z działalności Grupy Kapitałowej Energa większościowym akcjonariuszem Energi jest ORLEN S.A..

Tabela 30: Akcje Spółki według serii i rodzajów na dzień 30 czerwca 2026 roku

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 31: Akcje Spółki według serii i rodzajów na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania

Seria	Rodzaj akcji	Akcje	(%)	Głosy	(%)
AA	zwykłe na okaziciela	269 139 114	39	269 139 114	32
BB	imienne uprzywilejowane*	144 928 000	21	289 856 000	35
CC	zwykłe na okaziciela	276 044 742	40	276 044 742	33
RAZEM		690 111 856	100,00	835 039 856	100,00

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

Tabela 32: Struktura akcjonariatu Spółki Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2026 roku

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

Tabela 33: Struktura akcjonariatu Spółki Energa według stanu na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania

Nazwa akcjonariusza	Struktura akcjonariatu Spółki			
	Akcje	(%)	Głosy	(%)
ORLEN S.A.	657 229 931	95,24	802 157 931	96,06
pozostali	32 881 925	4,76	32 881 925	3,94
RAZEM	690 111 856	100,00	835 039 856	100,00

7.2. NOTOWANIA AKCJI SPÓŁKI NA GIEŁDZIE PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH W WARSZAWIE

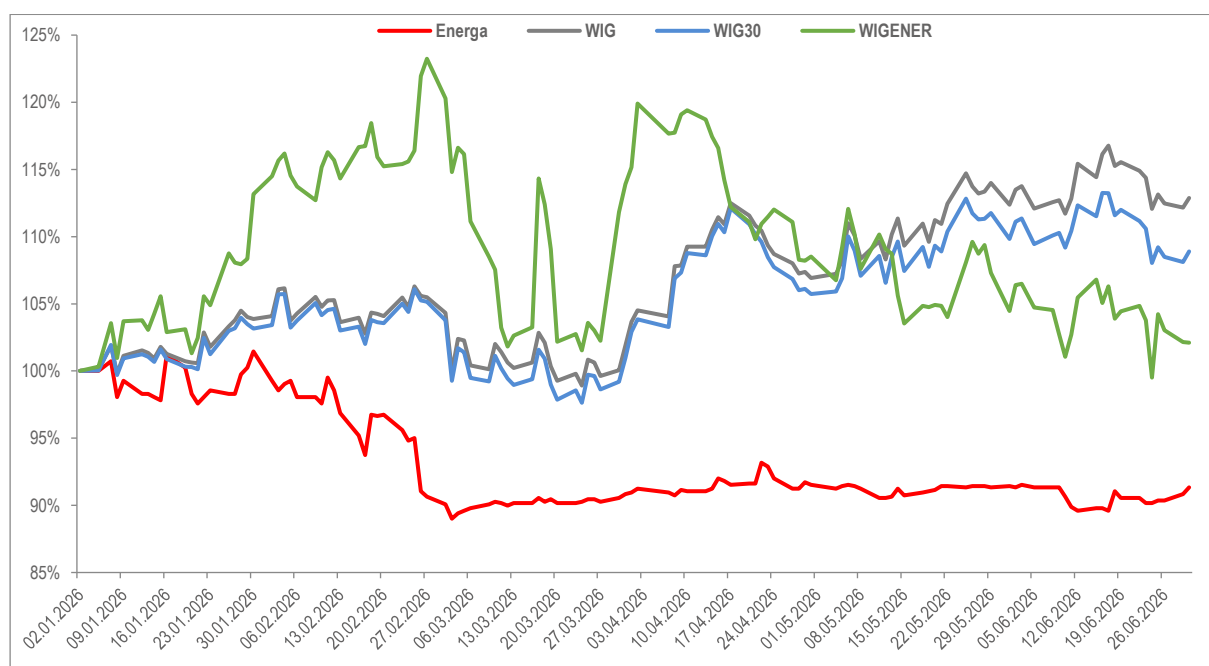
Tabela 34: Dane dotyczące akcji Spółki Energa na dzień 30 czerwca 2026 roku

Dane	Wartość
Cena emisyjna	17,00 zł

Liczba akcji	414 067 114
Kurs na koniec okresu	18,86 zł
Kapitalizacja na koniec okresu	7,81 mld zł
Minimum w okresie 6 m-cy 2026 roku	18,38 zł
Maximum w okresie 6 m-cy 2026 roku	20,95 zł

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

Rysunek 23: 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 czerwca 2026 roku wyniosła 18,86 zł, co oznacza, że w porównaniu z kursem zamknięcia w ostatnim dniu 2025 roku (30 grudnia 2025 roku) spadła ok. 10 %. W omawianym okresie indeks WIG zanotował wzrost o około 15,7%, a WIG-ENERGIA wzrósł o około 6,10%.

7.3. OCENY RATINGOWE

22 stycznia 2026 roku agencja ratingowa Moody's utrzymała długoterminową ocenę ratingową w walucie krajowej dla Spółki na poziomie "Baa1" z perspektywą stabilną oraz pozostałe ratingi związane z Emitentem. Agencja zaznaczyła, że ratingi Emitenta są wspierane m.in. przez ogólny niski profil ryzyka biznesowego Spółki, biorąc pod uwagę, że przeważająca część dochodów Grupy Energa pochodzi z regulowanej działalności dystrybucyjnej energii elektrycznej, Niski profil ryzyka budują także wpływy z rynku mocy oraz ścisła integracja Spółki z jej akcjonariuszem strategicznym – ORLEN S.A., który posiada wyższy rating („A3” z perspektywą stabilną). Jednocześnie Moody's dodała, że poziom ratingów Spółki ograniczony jest m.in. przez wyższy profil ryzyka biznesowego segmentów wytwarzania i sprzedaży Grupy oraz ryzyko związane z realizacją znacznego programu inwestycyjnego w najbliższych latach, w tym nakładów na bloki gazowo-parowe.

7.4. ZESTAWIENIE STANU AKCJI W POSIADANIU OSÓB ZARZĄDZAJĄCYCH I NADZORUJĄCYCH

Na dzień 30 czerwca 2026 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.



8. POZOSTAŁE INFORMACJE O GRUPIE

8.1. INFORMACJE O ISTOTNYCH UMOWACH I TRANSAKCJACH

INFORMACJE O ISTOTNYCH TRANSAKCJACH Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI NA INNYCH WARUNKACH NIŻ RYNKOWE

Wszystkie transakcje w ramach Grupy Energa są dokonywane w oparciu o ceny rynkowe dostarczanych towarów oraz koszt wytworzenia produktów lub usług.

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązаныmi zostały zamieszczone w nocie 19 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2026 roku.

UMOWY KREDYTOWE

Szczegóły dotyczące umów kredytów i pożyczek opisane zostały między innymi w nocie nr 17 skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień i za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2026 roku.

KREDYTY NA FINANSOWANIE PROGRAMU INWESTYCYJNEGO ENERGA OPERATORA NA LATA 2012-2015

W 2013 roku Energa z EOP zawarły następujące umowy kredytowe z przeznaczeniem na sfinansowanie programu inwestycyjnego EOP w latach 2012-2015, związanego z rozbudową i modernizacją sieci dystrybucyjnej:

- z Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju („EBOR”) z limitem 800 mln zł,
- z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym („EBI”) z limitem 1 000 mln zł

Powyższe finansowanie zostało w pełni wykorzystane, z czego do spłaty na dzień 30 czerwca 2026 roku pozostało na rzecz EBI – 287,5 mln zł (z czego przez Energe 200 mln zł i Energe Operatora 87,5 mln zł). Termin ostatecznej spłaty uruchomionego kredytu przypada na dzień 15 września 2031 roku.

KREDYTY NA FINANSOWANIE PROGRAMU INWESTYCYJNEGO ENERGA OPERATORA NA LATA 2021-2023

W dniu 16 grudnia 2021 roku Energa wraz z EOP zawarły z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym umowę długoterminowego kredytu inwestycyjnego do kwoty będącej równoważnością w PLN kwoty 150 mln EUR, z przeznaczeniem na sfinansowanie programu inwestycyjnego EOP na lata 2021-2023, w tym na takie zadania jak przyłączenia nowych odbiorców, modernizację sieci dystrybucyjnej, budowę i modernizację aktywów dystrybucyjnych celem przyłączenia m.in. nowych źródeł OZE oraz elementy inteligentnej sieci. Termin ostatecznej spłaty kredytu przypada na dzień 16 grudnia 2038 roku. Na dzień 30 czerwca 2026 roku kredyt był wykorzystany w kwocie 519,5 mln zł.

POŻYCZKI NA FINANSOWANIE PROGRAMU INWESTYCYJNEGO ENERGA OPERATORA NA LATA 2022-2036

W dniu 19 lutego 2025 roku Energa Operator podpisał z Bankiem Gospodarstwa Krajowego umowę pożyczki długoterminowej do kwoty 7 661,8 mln zł, ze środków Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności w ramach inwestycji G3.1.4 Wsparcie krajowego systemu energetycznego w ramach komponentu G (RePowerEU) na rozwój inteligentnych sieci elektroenergetycznych, wspierających transformację energetyczną Polski. Na podstawie aneksu z dnia 09 września 2025 roku kwota pożyczki uległa zwiększeniu do 9 378,4 mln zł. Termin ostatecznej spłaty pożyczki przypada na dzień 19 lutego 2050 roku. Na dzień 30 czerwca 2026 roku wykorzystanie pożyczki wyniosło 2 318,3 mln zł.

W dniu 29 czerwca 2026 roku Energa Operator podpisał z Bankiem Gospodarstwa Krajowego umowę pożyczki długoterminowej do kwoty 306,6 mln zł, ze środków Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności w ramach inwestycji C4.1.1. Wsparcie zaawansowanej transformacji cyfrowej w ramach komponentu C (Cyfrowa transformacja). Termin ostatecznej spłaty pożyczki przypada na dzień 31 grudnia 2045 roku. Na dzień 30 czerwca 2026 roku pożyczka nie była wykorzystana.

KREDYT CCGT OSTROŁĘKA

W dniu 29 czerwca 2023 roku spółka zależna CCGT Ostrołęka zawarła umowę kredytową łącznej wysokości 2 640 mln zł na sfinansowanie budowy elektrowni gazowo-parowej o mocy 745 MWe netto w Ostrołęce i działalności operacyjnej. Umowa została zawarta z konsorcjum polskich i zagranicznych instytucji finansowych w składzie: Bank Gospodarstwa Krajowego, Alior Bank SA, Bank Polska Kasa Opieki SA, KfW IPEX-Bank GmbH oraz Erste Group Bank AG. Termin ostatecznej spłaty kredytu przypada na dzień 15 grudnia 2036 roku. Wykorzystanie kredytu na dzień 30 czerwca 2026 roku wyniosło 702,1 mln zł.

POŻYCZKI ENERGA FINANCE AB (PUBL)

W I półroczu 2026 roku kontynuowane były zawarte w marcu 2013 roku dwie pożyczki opiewające pierwotnie na łączną kwotę 499 mln euro, których Spółce udzieliła spółka zależna Energa Finance AB (publ), z terminem ostatecznej spłaty w dniu 26 lutego 2027 roku. Na dzień 30 czerwca 2026 roku wykorzystanie w/w pożyczek wyniosło 110 mln euro. Kontynuowana była również, zawarta w czerwcu 2017 roku, pożyczka udzielona Enerdze przez Energa Finance AB (publ) z terminem ostatecznej spłaty w dniu 28 lutego 2027 roku. Na dzień 30 czerwca 2026 roku wykorzystanie w/w pożyczki wyniosło 80 mln euro.

POŻYCZKA ORLEN

W dniu 9 grudnia 2022 roku została zawarta umowa pożyczki pomiędzy Energą a ORLEN S.A. w kwocie 1 000 mln zł, z terminem ostatecznej spłaty w dniu 14 maja 2027 roku. Na podstawie aneksu z dnia 29 września 2023 roku kwota pożyczki uległa zwiększeniu do 3 000 mln zł. Pożyczka o charakterze odnawialnym udzielona została na finansowanie przez Energa celów ogólnokorporacyjnych. Na dzień 30 czerwca 2026 roku wykorzystanie pożyczki wyniosło 2 430 mln zł.

UDZIELONE POŻYCZKI

W dniu 31 grudnia 2019 roku Energa zawarła z Energa Operatorem umowę pożyczki długoterminowej w kwocie 4 900 mln zł, z przeznaczeniem na refinansowanie zadłużenia EOP wobec Energi z tytułu obligacji długoterminowych do kwoty 1 566 mln zł oraz na sfinansowanie programu inwestycyjnego pożyczkobiorcy, realizowanego w latach 2020-2023, do kwoty 3 334 mln zł. Na dzień 30 czerwca 2026 roku nominalne wykorzystanie pożyczki wyniosło 1 416,1 mln zł.

W dniu 28 czerwca 2023 roku Energa zawarła ze spółką zależną CCGT Ostrołęka umowę długoterminowej pożyczki w kwocie 650 mln zł, z przeznaczeniem na wsparcie finansowania programu inwestycyjnego CCGT Ostrołęka - budowy elektrowni gazowo-parowej o mocy 745 MW. Termin ostatecznej spłaty pożyczki przypada na dzień 02 stycznia 2037 roku. Na dzień 30 czerwca 2025 roku nominalne wykorzystanie pożyczki wyniosło 62,3 mln zł.

W dniu 3 października 2023 roku Energa zawarła ze spółką zależną CCGT Ostrołęka umowę pożyczki długoterminowej w kwocie 325 mln zł, z przeznaczeniem na wsparcie finansowania programu inwestycyjnego CCGT Ostrołęka - budowy elektrowni gazowo-parowej o mocy 745 MW. Termin ostatecznej spłaty pożyczki przypada na dzień 2 stycznia 2037 roku. Na dzień 30 czerwca 2025 roku nominalne wykorzystanie pożyczki wyniosło 251,3 mln zł.

W dniu 16 maja 2025 roku Energa zawarła ze spółką zależną Energa Informatyka i Technologie umowę pożyczki długoterminowej w kwocie 17,6 mln zł, z przeznaczeniem na zakup licencji nieograniczonego stosowania oprogramowania ORACLE. Termin ostatecznej spłaty pożyczki przypada na dzień 31 marca 2030 roku. Na dzień 30 czerwca 2026 roku nominalne wykorzystanie pożyczki wyniosło 13,2 mln zł.

W dniu 31 lipca 2025 roku Energa zawarła z Energa Kogeneracja Sp. z o.o. umowę pożyczki długoterminowej w kwocie 298,0 mln zł, z przeznaczeniem na refinansowanie zrealizowanego planu inwestycyjnego oraz pokrycie strat z lat ubiegłych. Na podstawie aneksu z dnia 21 maja 2026 roku kwota pożyczki uległa zwiększeniu do 492,4 mln zł. Termin ostatecznej spłaty pożyczki przypada na dzień 29 czerwca 2040 roku. Na dzień 30 czerwca 2026 roku nominalne wykorzystanie pożyczki wyniosło 470,0 mln zł.

W dniu 06 sierpnia 2025 roku Energa zawarła z Energa Ciepło Ostrołęka Sp. z o.o. umowę pożyczki długoterminowej w kwocie 74,8 mln zł, z przeznaczeniem na refinansowanie zrealizowanego planu inwestycyjnego. Na podstawie aneksu z dnia 18 maja 2026 roku kwota pożyczki uległa zwiększeniu do 139 mln zł. Termin ostatecznej spłaty pożyczki przypada na dzień 29 czerwca 2040 roku. Na dzień 30 czerwca 2026 roku nominalne wykorzystanie pożyczki wyniosło 89,2 mln zł. Ponadto, w okresie sprawozdawczym Grupa Energa realizowała obsługę wewnętrznych programów emisji obligacji.

Poniższa tabela przedstawia nominalną wartość objętych przez Energę i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów będących spółkami z Grupy Kapitałowej Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2026 roku.

Tabela 35: Nominalna wartość objętych przez Energę SA i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów według stanu na dzień 30 czerwca 2026 roku (mln zł)

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

RAZEM
533 000

UMOWY UBEZPIECZENIA

W Grupie obowiązuje wspólna Polityka ubezpieczeniowa, która zapewnia spółkom Grupy ochronę ubezpieczeniową od ryzyk związanych z prowadzoną działalnością i posiadanym mieniem, w najwyższym, dostępnym na rynku standardzie oraz przy rzetelnie ustalonej, rynkowej składce. Przyjęte sumy ubezpieczenia określone są na poziomie adekwatnym do zdiagnozowanych ryzyk własnych oraz czynników zewnętrznych, odpowiednio dla profilu podmiotów sektora energetycznego w Polsce.

We współpracy z firmą brokerską, w Grupie Energa realizowany jest wspólny Program Ubezpieczeniowy. Zgodnie z przyjętymi, wypracowanymi w nim warunkami, wszystkie spółki mają zrównany okres ubezpieczenia w kluczowych ryzykach, a w większości przypadków umowy zawierane są na okres trzech lat. Program dopuszcza wystandaryzowany zakres ochrony dla ryzyk nim objętych, z indywidualnymi zapisami rozszerzającymi, uwzględniającymi specyficzne potrzeby spółek.

Umowy ubezpieczenia zawierane są z wiodącymi firmami ubezpieczeniowymi działającymi w Polsce. Aktualnie, głównym partnerem Grupy Energa w obszarze ubezpieczeń jest Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych Polski Zakład Ubezpieczeń Wzajemnych.

UDZIELONE PORĘCZENIA I GWARANCJE

Tabela 36: Informacja na temat działalności poręczeniowej i gwarancyjnej Spółki Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2026 roku

Lp.	Data udzielenia poręczenia lub gwarancji	Data obowiązywania poręczenia lub gwarancji	Podmiot, za który udzielono poręczenia lub gwarancji	Podmiot, na rzecz którego udzielono poręczenie lub gwarancję	Forma udzielonego poręczenia lub gwarancji	Kwota poręczenia lub gwarancji (w mln zł)	Kwota zobowiązania według stanu na 30.06.2026 zabezpieczona poręczeniem lub gwarancją (mln zł)
1.	2012-11-15	2033-12-31	Energa Finance AB	obligatariusze	umowa poręczenia*	5 370,4	1 284,7
2.	2019-11-15	2027-01-01	ENSPIRION Sp. z o.o.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA	umowa poręczenia	10,7	2,2
3.	2020-12-03	2028-01-01	ENSPIRION Sp. z o.o.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA	umowa poręczenia	17,2	15,0
4.	2025-02-19	2056-12-31	Energa Operator SA	Bank Gospodarstwa Krajowego	umowa poręczenia	2 870,0	2 318,3
5.	2025-12-15	2032-01-01	CCGT Gdańsk Sp. z o.o.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA	umowa poręczenia	22,6	22,6
6.	2025-12-15	2032-01-01	CCGT Grudziądz Sp. z o.o.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA	umowa poręczenia	22,6	22,6
7.	2025-12-15	2027-06-30	CCGT Gdańsk Sp. z o.o.	ORLEN S.A.	umowa poręczenia	1 364,4	783,6
8.	2025-12-15	2027-06-30	CCGT Grudziądz Sp. z o.o.	ORLEN S.A.	umowa poręczenia	1 551,6	814,6
9.	2026-01-20	2026-10-30	Solar Serby Sp. z o.o.	ORLEN S.A.	umowa poręczenia	307,9	251,2
10.	2026-02-09	2026-12-31	Spółki GK Energa	ORLEN S.A.	umowa poręczenia	4 178,1	1 254,6
11.			Pozostałe Spółki GK Energa		poręczenie** - umowa o udzielanie gwarancji	2,0	0,0
RAZEM						15 717,5	6 769,4

* w dniu 15 listopada 2012 roku ustanowiony został program emisji euroobligacji średnioterminowych EMTN na kwotę maksymalną do 1 000 000 000 EUR. W ramach Programu Obligacji EMTN, Energa Finance AB (publ) zarejestrowana pod prawem szwedzkim, działająca jako spółka zależna od Energi SA, może emitować euroobligacje o terminie wykupu od jednego roku do dziesięciu lat. Na mocy umowy poręczenia z dnia 15 listopada 2012 roku, zmienionej w dniu 16 lutego 2017 roku, Energa zobowiązała się bezwarunkowo i nieodwołalnie poręczyć zobowiązania Energi Finance AB (publ) wynikające z euroobligacji do kwoty 1 250 000 000 EUR w terminie do dnia 31 grudnia 2033 roku włącznie. W dniu 19 marca 2013 roku Spółka Energa Finance AB (publ) wyemitowała I serię euroobligacji w kwocie 500 000 000 EUR, które zostały wykupione w dniu 19 marca 2020 roku; a w dniu 7 marca 2017 roku kolejną II serię euroobligacji w kwocie 300 000 000 EUR i terminie wykupu w dniu 7 marca 2027 roku.

** Poręczenia według prawa cywilnego udzielone przez Energa za zobowiązania spółek Grupy wynikające z gwarancji bankowych udzielonych przez PKO BP SA w ramach limitów gwarancyjnych dedykowanych spółkom z Grupy. Okres wykorzystania limitu do dnia 19 września 2022 roku. Terminy ważności gwarancji udzielonych w ramach limitu mogą wykraczać poza okres jego ważności. Spłata zobowiązań zabezpieczona jest poręczeniem według prawa cywilnego.

Pozostała kwota zobowiązań warunkowych (gwarancji) na dzień 30 czerwca 2026 roku obejmuje gwarancje udzielone na zlecenie spółek Grupy Energa przy udziale ORLEN S.A. w kwocie 649,6,0 mln zł, w tym; gwarancje bankowe w kwocie 365,5 mln zł oraz gwarancje korporacyjne w kwocie 284,1 mln zł.

OCENA ZARZĄDZANIA ZASOBAMI FINANSOWYMI I MOŻLIWOŚCI REALIZACJI ZAMIERZEŃ INWESTYCYJNYCH

W trakcie I półrocza 2026 roku Grupa Energa dysponowała środkami finansowymi gwarantującymi terminową obsługę wszystkich bieżących i planowanych wydatków związanych z prowadzoną działalnością operacyjną i inwestycyjną. Posiadane środki pieniężne jak również dostępne linie kredytowe umożliwiają elastyczne prowadzenie polityki zarządzania płynnością.

Realizacja przedsięwzięć inwestycyjnych opierała się o wykorzystanie środków własnych, jak również finansowania dłużnego. Strukturyzowanie realizowanych projektów zakłada utrzymanie bezpieczeństwa finansowego Grupy Energa mającego wyraz w wykorzystywaniu długoterminowych źródeł finansowania dłużnego, prowadzeniu polityki dywidendowej adekwatnej do realizowanej strategii, a także utrzymaniu kowenantów finansowych na poziomach uzgodnionych z dostawcami kapitału dłużnego, jak również utrzymania ratingu na poziomie inwestycyjnym. Dwa ostatnie elementy stanowią ograniczenia determinujące możliwości inwestycyjne Grupy Energa, które definiowane są w horyzoncie długoterminowym. Tak konserwatywne podejście pozwala prowadzić politykę inwestycyjną w sposób minimalizujący ryzyka przekroczenia kowenantów finansowych, czy obniżenia poziomu ratingu, a przy tym optymalizować strukturę finansową Grupy z uwzględnieniem aktualnych i przewidywanych trendów na rynku finansowym. Energa SA jest w trakcie przeprowadzania emisji akcji serii CC, z której wpływy zostaną przeznaczone na wzmocnienie bilansu. Działania te mają zwiększyć stabilność finansową – poprzez poprawę relacji długu netto do wyniku EBITDA – oraz zwiększyć zdolność inwestycyjną Grupy w perspektywie długoterminowej, w konsekwencji budując jej wartość.

Spółka monitorowała ryzyko utraty płynności przy pomocy narzędzia okresowego planowania płynności, z uwzględnieniem terminów wymagalności/zapadalności zarówno zobowiązań inwestycyjnych jak i posiadanych aktywów i zobowiązań finansowych oraz prognozowanych przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej, w celu utrzymania równowagi pomiędzy ciągłością a elastycznością finansowania, poprzez korzystanie z różnych źródeł finansowania.

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

Na dzień 30 czerwca 2026 roku Grupa Energa była stroną 10 825 postępowań sądowych. Jako powód Grupa występowała w 8 969 sprawach, których łączna wartość przedmiotu sporu wyniosła około 1,6 mld zł. Jako pozwany Grupa występowała w 916 sprawach o łącznej wartości przedmiotu sporu około 705 mln zł. Informacje o łącznej wartości przedmiotu sporu nie uwzględniają postępowań, w których roszczenie ma charakter niepieniężny.

Na dzień 30 czerwca 2026 roku łączna kwota roszczeń o posadowienie urządzeń elektroenergetycznych na cudzych nieruchomościach bez tytułu prawnego zasądzonych prawomocnym wyrokiem wyniosła około 0,2 mln zł w 4 sprawach. Spraw sądowych w toku było 724, zaś wartość przedmiotu sporu w toku wyniosła około 104,8 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 50,4 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 SA 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 SA w zakresie windykacji sądowo-egzekucyjnej, w celu dochodzenia przez spółkę należności od swoich klientów oraz spraw upadłościowych, na 30 czerwca 2026 roku, wynosi około 280 mln zł, w tym:

Rodzaj należności	Saldo na dzień 30 czerwca 2026 (mln zł)
sądowe, egzekucja	161 365 841,28 zł
Upadłości	96 220 494,15 zł
pozabilingowe - WIENA	8 129 175,50 zł
pozabilingowe - SAP	13 909 140,44 zł
pozabilingowe - upadłości	448 753,04 zł
RAZEM	280 073 404,41 zł

Poniżej przedstawiono istotne postępowania sądowe, które zawisły przed sądem w 2026 roku, bądź których kontynuacja miała miejsce w 2026 roku (w przypadku roszczeń o charakterze pieniężnym, jako kryterium istotności przyjęto wartość przedmiotu sporu na poziomie powyżej 200 mln zł). Szczegółowe informacje o krokach prawnych podjętych we wcześniejszych latach, znajdują się w poprzednich raportach okresowych Grupy.

Tabela 37: Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej

Określenie stron	Przedmiot sporu i opis sprawy
Akcjonariusze spółki (powodowie) Energa SA (pozwana)	Powództwo o uchylenie uchwały nr 5 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 15 czerwca 2023 roku <i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 797/23, aktualnie Sąd Apelacyjny w Gdańsku sygnatura V Aga 169/24</i> <i>Roszczenie ma charakter majątkowy niepieniężny, przy czym ewentualne negatywne rozstrzygnięcie sporu nie spowoduje konieczności wypłaty przez Spółkę żadnych środków pieniężnych, poza kosztami procesu</i> W dniu 15 czerwca 2023 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie Energa SA podjęło uchwałę o podziale zysku netto za rok obrotowy 2022 i przeznaczeniu całości wypracowanego zysku netto za rok obrotowy 2022 na kapitał zapasowy („Uchwała”). Akcjonariusze Spółki zaskarżyli Uchwałę, wnosząc pozew o uchylenie ww. uchwały. Pozew z dnia 14 lipca 2023 roku, doręczony został Enerdze SA w dniu 17 sierpnia 2023 roku. Odpowiedź na pozew w imieniu Spółki została złożona w dniu 18 września 2023 roku. W dniu 7 listopada 2023 roku na adres pełnomocników Spółki wpłynęło pismo przygotowawcze powodów z dnia 31 października 2023 roku (replika na odpowiedź na pozew). W dniu 14 grudnia 2023 roku w imieniu Spółki zostało wysłane pismo procesowe – duplika na odpowiedź na pozew. W dniu 5 stycznia 2024 roku odbyła się rozprawa. W dniu 23 stycznia 2024 roku Sąd wydał postanowienie o pominięciu wniosków dowodowych. W dniu 25 marca 2024 roku sąd wydał wyrok, w którym orzekł o oddaleniu powództwa oraz zasądzeniu od powodów na rzecz Spółki kosztów sądowych. Wniosek o sporządzenie i doręczenie uzasadnienia wyroku złożyli powodowie. W dniu 22 maja 2024 r. w Portalu Informacyjnym Sądów Powszechnych pojawiło się uzasadnienie wyroku. W dniu 12 marca 2025 r. wpłynęła do Spółki apelacja powodów, w której zaskarżyli w całości wyrok Sądu Okręgowego w Gdańsku z dnia 25 marca 2024 r. Spółka w dniu 25 marca 2025 r. wysłała odpowiedź na apelację. Na tym etapie trudno jest oszacować jaki będzie dalszy rozwój sprawy. Powodowie określili w pozwie wartość przedmiotu sporu („WPS”) w wysokości ok. 49,9 mln zł (zysk Spółki osiągnięty w 2022 roku). WPS nie jest uwzględniana, z uwagi na to, że pomimo tego, że roszczenie ma charakter majątkowy i niepieniężny w rozumieniu przepisów Kodeksu postępowania cywilnego, to ewentualne negatywne rozstrzygnięcie sporu nie spowoduje konieczności wypłaty przez Spółkę żadnych środków pieniężnych, poza kosztami procesu (kosztami sądowymi i kosztami zastępstwa procesowego). Ewentualne negatywne skutki dla Spółki mogłyby mieć dopiero dalsze działania (procesowe i korporacyjne) akcjonariuszy, niepowiązane bezpośrednio z przedmiotem postępowania, których ryzyko podjęcia (i skutki finansowe) trudno byłoby w tej chwili przewidzieć.
Akcjonariusze spółki (powodowie) Energa SA (pozwana)	Powództwo o uchylenie uchwały nr 5 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Energa SA z dnia 20 czerwca 2024 r. <i>Sąd okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy sygn. akt IX GC 746/24</i>

Określenie stron	Przedmiot sporu i opis sprawy
	<i>Roszczenie ma charakter majątkowy niepieniężny, przy czym ewentualne negatywne rozstrzygnięcie sporu nie spowoduje konieczności wypłaty przez Spółkę żadnych środków pieniężnych, poza kosztami procesu.</i> W dniu 20 sierpnia 2024 Spółka Energa SA otrzymała odpis pozwu oraz odpis pisma procesowego powodów z uzupełnieniem braków formalnych pozwu z dnia 20 lipca 2023 r., w związku z treścią zarządzenia z dnia 24 lipca 2024 r. wydanego w sprawie o sygn. akt. IX GC 746/24. Pełnomocnik powoda wniósł o uchylenie uchwały nr 5 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Energa SA z dnia 20 czerwca 2024 r. w sprawie podziału zysku netto za rok obrotowy 2023 i przeznaczeniu całości wypracowanego zysku netto za rok obrotowy 2023 na kapitał zapasowy. W dniu 22 października 2024 r. r. w imieniu Spółki została złożona odpowiedź na pozew. W odpowiedzi wniesiono o oddalenie powództwa w całości, W dniu 23 października 2025 r. oraz w dniu 2 lutego 2026 r. odbyły się rozprawy, na których byli przesłuchiwani świadkowie obu stron. 16 kwietnia 2026 r. odbyła się rozprawa, na której Sąd przesłuchał świadków. Sąd pominął dowód z przesłuchania Powodów z racji tego, że nie stawili się na rozprawie. Sąd zobowiązał Powodów do wniesienia zaliczki na poczet opinii biegłego na okoliczności wskazane w Pozwie w wysokości 10.000 zł. Pełnomocnik Spółki wniósł o pominięcie dowodu z opinii biegłego powołując się m.in. na argumentację przedstawioną w odpowiedzi na pozew. Sąd wskazał, że jest świadom stanowiska Pozwanego i nie podjął jeszcze decyzji w tym przedmiocie wskazując, że ewentualne dopuszczenie dowodu w tym zakresie nastąpi na posiedzeniu niejawnym. Rozprawa została odroczone na termin z urzędu. 1 lipca 2026 r. Sąd doręczył odpis Postanowienia o pominięciu dowodu z opinii biegłego, informacji o możliwości zamknięcia rozprawy na posiedzeniu niejawnym oraz zobowiązaniu Pełnomocnika do złożenia pisma z obejmującego obecne stanowisko w sprawie w terminie miesiąca. Powodowie określili w pozwie wartość przedmiotu sporu („WPS”) w wysokości ok. 37,5 mln zł (zysk Spółki osiągnięty w 2023 roku). WPS nie jest uwzględniana, z uwagi na to, że pomimo tego, że roszczenie ma charakter majątkowy i niepieniężny w rozumieniu przepisów Kodeksu postępowania cywilnego, to ewentualne negatywne rozstrzygnięcie sporu nie spowoduje konieczności wypłaty przez Spółkę żadnych środków pieniężnych, poza kosztami procesu (kosztami sądowymi i kosztami zastępstwa procesowego). Ewentualne negatywne skutki dla Spółki mogłyby mieć dopiero dalsze działania (procesowe i korporacyjne) akcjonariuszy, niepowiązane bezpośrednio z przedmiotem postępowania, których ryzyko podjęcia (i skutki finansowe) trudno byłoby w tej chwili przewidzieć.
Akcjonariusze spółki (powodowie) Energa SA (pozwana)	Powództwo o uchylenie uchwały nr 7 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Energa SA z dnia 13 czerwca 2025 r. Sąd okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy Sygn. akt. IX GC 705/25 <i>Roszczenie ma charakter majątkowy niepieniężny, przy czym ewentualne negatywne rozstrzygnięcie sporu nie spowoduje konieczności wypłaty przez Spółkę żadnych środków pieniężnych, poza kosztami procesu</i> W dniu 8 października 2025 r. Spółka Energa SA otrzymała odpis pozwu obejmujący żądanie uchylenia uchwały nr 7 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Energa Spółka Akcyjna z siedzibą w Gdańsku z dnia 13 czerwca 2025 r. w sprawie podziału zysku netto za rok obrotowy 2024 i przeznaczeniu całości wypracowanego zysku netto za rok obrotowy 2024 na kapitał zapasowy Pełnomocnik Spółki wysłał odpowiedź na pozew w dniu 1 grudnia 2025 r. wnosząc o oddalenie powództwa w całości. Na tym etapie trudno jest oszacować jaki będzie dalszy rozwój sprawy. Powodowie określili w pozwie wartość przedmiotu sporu („WPS”) w wysokości 306.117.805,86 zł (zysk netto Spółki osiągnięty w 2024 roku). WPS nie jest uwzględniana, z uwagi na to, że pomimo tego, że roszczenie ma charakter majątkowy i niepieniężny w rozumieniu przepisów Kodeksu postępowania cywilnego, to ewentualne negatywne rozstrzygnięcie sporu nie spowoduje konieczności wypłaty przez Spółkę żadnych środków pieniężnych, poza kosztami procesu (kosztami sądowymi i kosztami zastępstwa procesowego). Ewentualne negatywne skutki dla Spółki mogłyby mieć dopiero dalsze działania (procesowe i korporacyjne) akcjonariuszy, niepowiązane bezpośrednio z przedmiotem postępowania, których ryzyko podjęcia (i skutki finansowe) trudno byłoby w tej chwili przewidzieć.
Akcjonariusze spółki (powodowie) Energa SA (pozwana)	Powództwo o uchylenie uchwały Nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Energa SA z dnia 4 września 2025 r. Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy Sygn. akt. IX GC 145/26 W dniu 15 kwietnia 2026 r. Spółka Energa SA otrzymała odpis pozwu obejmujący żądanie uchylenia uchwały nr 3 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Energa Spółka Akcyjna z siedzibą w Gdańsku z dnia 4 września 2025 r. w sprawie zmiany zasad kształtowania wynagrodzeń Członków Zarządu Energa SA. Pełnomocnik Spółki wysłał odpowiedź na pozew w dniu 29 kwietnia 2026 r. wnosząc o oddalenie powództwa w całości Sąd wyznaczył rozprawę w sprawie na dzień 9 września 2026 r. Na tym etapie trudno jest oszacować jaki będzie dalszy rozwój sprawy.

Określenie stron	Przedmiot sporu i opis sprawy
Akcjonariusze spółki (powodowie) Energa SA (pozwana)	Powództwo o uchylenie uchwał (związanych z podwyższeniem kapitału zakładowego) Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Energa SA z dnia 2 kwietnia 2026 r. Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy sygn. akt IX GC 515/26 W dniu 23 czerwca 2026 r. Spółka Energa SA odebrała odpis pozwu obejmujący żądanie o uchylenie uchwał nr 4, 5 i 6 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Energa SA z dnia 2 kwietnia 2026 r. Spółka ma 40 dni na wysłanie odpowiedzi na niniejszy pozew. Na tym etapie trudno jest oszacować jaki będzie dalszy rozwój sprawy. Powodowie określili w pozwie wartość przedmiotu sporu („WPS”) w wysokości 3.014.408.582,64 zł co do każdej z uchwał (zdaniem Powodów roszczenie ma charakter niemajątkowy, jednak z ostrożności wskazali ww. kwotę w odniesieniu do każdej z uchwał). WPS nie jest uwzględniana, z uwagi na to, że ewentualne negatywne rozstrzygnięcie sporu nie spowoduje konieczności wypłaty przez Spółkę żadnych środków pieniężnych, poza kosztami procesu (kosztami sądowymi i kosztami zastępstwa procesowego). Ewentualne negatywne skutki dla Spółki mogłyby mieć dopiero dalsze działania (procesowe i korporacyjne) których ryzyko podjęcia (i skutki finansowe) trudno byłoby w tej chwili przewidzieć. W dniu 8 maja 2026 roku Sąd Apelacyjny w Gdańsku, na skutek zażalenia Spółki, oddalił wniosek o udzielenie zabezpieczenia roszczenia ww. pozwu poprzez wstrzymanie wykonania powyższych uchwał do czasu prawomocnego zakończenia postępowania w sprawie. Tym samym, Sąd Apelacyjny w Gdańsku zadecydował, że ww. uchwały Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Energa SA z dnia 2 kwietnia 2026 r. są w pełni wykonalne i mogły zakończyć się przeprowadzeniem emisji akcji oraz zarejestrowaniem podwyższenia kapitału zakładowego Spółki w KRS.
Postępowania administracyjne	
Strona: Energa Obrót SA Organ: Prezes Urzędu Regulacji Energetyki	Sąd Okręgowy w Warszawie, Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów Odwolanie od decyzji Prezesa URE Kwota domiaru: 550 888 366,84 zł Spółka otrzymała decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 6 marca 2026 roku znak DMR.WMK.717.8.2.3.2026.ATr w przedmiocie obowiązku przekazania na rachunek Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny kwoty stanowiącej różnicę między odpisem na Fundusz obliczonym przez Prezesa URE a odpisem na Fundusz w wysokości wskazanej w sprawozdaniu na podstawie art. 28 ust. 7 pkt 1 Ustawy z 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 i 2024. Domiar odpisu dotyczy okresu od 1 grudnia 2022 r. do 31 grudnia 2023 r. 26 marca 2026 r. Spółka złożyła odwołanie od ww. decyzji, jednocześnie uiszczając – z zastrzeżeniem zwrotu – kwotę domiaru wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie liczonymi od dnia otrzymania decyzji.

8.3. ZATRUDNIENIE I SPORY ZBIOROWE

Stan zatrudnienia w Grupie Energa na dzień 30 czerwca 2026 roku wyniósł 8 948 pracowników zatrudnionych na umowę o pracę i był o 92 osoby wyższy niż na koniec 2025 roku, co wynika głównie z realizacji projektów rozwojowych oraz naturalnej rotacji.

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. U 4 pracodawców zostały zawarte porozumienia kończące spory zbiorowe. Skutek rozwiązujący spory nastąpił w dniu wejścia w życie nowych ZUZP.
- Spór zbiorowy prowadzony u pracodawcy Energa Kogeneracja Sp. z o.o. wszczęty wystąpieniami organizacji związkowych z dnia 24 lutego 2026 roku dotyczący:
 - realizacji inwestycji pn. „Modernizacja instalacji oświetlenia taśmociągów poziomych i skośnych nawęglania w wykonaniu ATEX” dla pracy kotła oP130 K5”,
 - wypłaty należnych premii pracownikom w poszczególnych Wydziałach Energa Kogeneracja sp. z o.o., a nie wypłaconych z tytułu migracji tego funduszu na inny niż macierzysty Wydział Energa Kogeneracja sp. z o.o. od marca 2025 r. do dziś,

- 3) zawarcia porozumienia na okoliczność wdrożenia zmian w strukturze organizacyjnej w Energa Kogeneracja Sp. z o.o. w oparciu o porozumienie w sprawie interpretacji zapisów ZUZP dla pracowników Energa Kogeneracja sp. z o.o. z dnia 4 marca 2025 r.

Obecnie znajduje się na etapie rokowań.

- W dniach 8 - 9.04.2026 r. do 26 Pracodawców Grupy Energa Organizacje Związkowe wystosowały pisma z żądaniami sporowymi dotyczącymi:
 - 1) wzrostu wynagrodzenia podstawowego dla każdego pracownika o kwotę 750,00 zł brutto miesięcznie ze skutkiem od dnia 1 stycznia 2026 r.;
 - 2) przyznania środków finansowych w wysokości 5 000,00 zł na każdego pracownika z przeznaczeniem na tzw. świadczenia świąteczne w roku 2026;
 - 3) przyznania karty zakupowej ORLEN w wysokości 800,00 zł na każdego uprawnionego pracownika;
 - 4) zasilenia indywidualnego konta każdego uprawnionego pracownika na platformie kafeteryjnej kwotą 200,00 zł.

Zostały podpisane protokoły rozbieżności.



9. OŚWIADCZENIE ZARZĄDU

Gdańsk, 5 sierpnia 2026 roku

Zarząd Energi SA niniejszym oświadcza i informuje, że:

(1) wedle najlepszej wiedzy, Skrócone śródroczne skonsolidowane i jednostkowe sprawozdanie finansowe i dane porównywalne sporządzone zostały zgodnie z obowiązującymi zasadami rachunkowości, odzwierciedlają w sposób prawdziwy, rzetelny i jasny sytuację majątkową i finansową Grupy Kapitałowej Energa oraz jej wynik finansowy. Sprawozdanie Zarządu Energi SA z działalności Grupy Kapitałowej Energa zawiera prawdziwy obraz rozwoju i osiągnięć oraz sytuacji Grupy Kapitałowej, w tym opis podstawowych ryzyk i zagrożeń;

(2) KPMG Audyt Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k., podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych, dokonujący badania Skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Energa i Skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego Energi SA za I półrocze 2026 roku został wybrany zgodnie ze znajdującymi zastosowanie przepisami prawa. Podmiot ten oraz biegli rewidenci dokonujący badania ww. sprawozdania spełniali warunki do wydania bezstronnej i niezależnej opinii z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami zawodowymi.

Magdalena Kamińska
Prezes Zarządu Energi SA

Piotr Szymanek
Wiceprezes Zarządu Energi SA

Michał Gołębiowski
Wiceprezes Zarządu Energi SA

Przemysław Janiak
Wiceprezes Zarządu Energi SA

Adam Kucza
Dyrektor Biura Relacji Inwestorskich

Łukasz Minuth
Dyrektor Departamentu Finansów

Spis tabel

Tabela 1: Średnie poziomy cen zielonych praw majątkowych notowanych na Towarowej Gieldzie Energii	19
Tabela 2: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę	20
Tabela 3: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę	23
Tabela 4: Skonsolidowane sprawozdanie z zysków lub strat (mln zł)	32
Tabela 5: Poziom EBITDA skorygowany o wpływ istotnych zdarzeń jednorazowych (mln zł)	34
Tabela 6: Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł)	35
Tabela 7: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)	37
Tabela 8: Wskaźniki finansowe Grupy Energa	39
Tabela 9: Wyniki EBITDA Grupy Energa w podziale na Linie Biznesowe (mln zł)	41
Tabela 10: Dystrybucja energii elektrycznej według grup taryfowych (GWh)	41
Tabela 11: Wielkość wskaźników SAIDI i SAIFI	42
Tabela 12: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)	42
Tabela 13: Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh)	43
Tabela 14: Produkcja ciepła brutto (TJ)	44
Tabela 15: Wolumen i koszt zużycia kluczowych paliw*	44
Tabela 16: Wyniki Linii Biznesowej Nowa Energetyka Grupy Energa (mln zł)	45
Tabela 17: EBITDA Linii Biznesowej Nowa Energetyka w podziale na Obszary (mln zł)	45
Tabela 18: Wyniki Obszaru Nowa Energetyka Woda (mln zł)	46
Tabela 19: Wyniki Obszaru Nowa Energetyka Wiatr (mln zł)	47
Tabela 20: Wyniki Obszaru Nowa Energetyka PV (mln zł)	47
Tabela 21: Wyniki Obszaru Nowa Energetyka Pozostałe i korekty (mln zł)	47
Tabela 22: Wyniki Linii Biznesowej Energetyka Zawodowa Grupy Energa (mln zł)	47
Tabela 23: Wyniki Linii Biznesowej Ciepłownictwo Grupy Energa (mln zł)	49
Tabela 24: Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Detal (GWh)	50
Tabela 25: Wyniki Linii Biznesowej Detal Grupy Energa (w mln zł)	51
Tabela 26: Najistotniejsze ryzyka strategiczne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy	55
Tabela 27: Najistotniejsze ryzyka prawno-regulacyjne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy	58
Tabela 28: Najistotniejsze ryzyka operacyjne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy	59
Tabela 29: Najistotniejsze ryzyka finansowe zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy	61
Tabela 30: Akcje Spółki według serii i rodzajów na dzień 30 czerwca 2026 roku	64
Tabela 31: Akcje Spółki według serii i rodzajów na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania	64
Tabela 32: Struktura akcjonariatu Spółki Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2026 roku	64
Tabela 33: Struktura akcjonariatu Spółki Energa według stanu na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania	64
Tabela 34: Dane dotyczące akcji Spółki Energa na dzień 30 czerwca 2026 roku	64
Tabela 35: Nominalna wartość objętych przez Energa SA i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów według stanu na dzień 30 czerwca 2026 roku (mln zł)	68
Tabela 36: Informacja na temat działalności poręczyeniowej i gwarancyjnej Spółki Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2026 roku	69
Tabela 37: Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	71

Spis rysunków

Rysunek 1: Produkcja energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2026 roku (TWh)	16
Rysunek 2: Zużycie energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2026 roku (TWh)	16
Rysunek 3: Ceny energii na rynku SPOT w Polsce i wybranych krajach sąsiadujących w I półroczu 2026 roku (cena (PLN/MWh))	17
Rysunek 4: Indeks TGeBase w I półroczu 2026 roku (PLN/MWh)	17
Rysunek 5: Cena kontraktu terminowego pasmo z dostawą na 2026 rok w I półroczu 2026 roku	18
Rysunek 6: Ceny uprawnień EUA w I półroczu 2026 roku (euro/tona)	19
Rysunek 7: Zestawienie cen na rynku bilansującym i rynku SPOT (gielda) w I półroczu 2026 roku (PLN/MWh)	20
Rysunek 8: Czynniki wpływu na wyniki Grupy Energa w perspektywie kolejnego kwartału	30
Rysunek 9: EBITDA bridge w podziale na linie biznesowe (mln zł)	33
Rysunek 10: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)	37
Rysunek 11: Struktura aktywów i pasywów	38
Rysunek 12: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja Grupy Energa (mln zł)	42
Rysunek 13: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)	43
Rysunek 14: Wyniki Linii Biznesowej Nowa Energetyka Grupy Energa (mln zł)	45
Rysunek 15: EBITDA bridge Linii Biznesowej Nowa Energetyka (w mln zł)	46
Rysunek 16: Wyniki Linii Biznesowej Energetyka Zawodowa Grupy Energa (mln zł)	47
Rysunek 17: EBITDA bridge Linii Biznesowej Energetyka Zawodowa (w mln zł)	48
Rysunek 18: Wyniki Linii Biznesowej Ciepłownictwo Grupy Energa (mln zł)	49
Rysunek 19: EBITDA bridge Linii Biznesowej Ciepłownictwo (w mln zł)	49
Rysunek 20: Wyniki Linii Biznesowej Detal Grupy Energa (w mln zł)	51
Rysunek 21: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Detal (w mln zł)	51
Rysunek 22: Proces zarządzania ryzykiem obowiązujący w Grupie Energa	54
Rysunek 23: Zmiana kursu akcji Energi SA w porównaniu do zmian indeksów WIG, WIG30 i WIG-ENERGIA	65

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 spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami; 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 wspólny, 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.