

Grupa Kapitałowa Polenergia S.A.

**PÓŁROCZNE SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ POLENERGIA
ZA OKRES 6 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY DNIA 30 CZERWCA 2025 ROKU**

Adam Mariusz Purwin – Prezes Zarządu

Andrzej Filip Wojciechowski – Pierwszy Wiceprezes
Zarządu

Piotr Tomasz Sujecki – Drugi Wiceprezes
Zarządu

Łukasz Buczyński – Członek Zarządu

Warszawa, 20 sierpnia 2025 roku

Spis treści

1. Łączny rachunek zysków i strat za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2025 roku	3
2. Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2025 roku oraz pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy	5
3. Opis organizacji grupy kapitałowej emitenta ze wskazaniem jednostek podlegających konsolidacji oraz zmian w organizacji grupy kapitałowej emitenta wraz z podaniem ich przyczyn.....	27
4. Wskazanie skutków zmian w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej emitenta, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności	27
5. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-financeowych, ujawnionych w półrocznym sprawozdaniu finansowym, w szczególności opis czynników i zdarzeń, w tym o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na działalność emitenta i osiągnięte przez niego zyski lub poniesione straty w roku obrotowym, a także omówienie perspektyw rozwoju działalności emitenta przynajmniej w najbliższym roku obrotowym	27
6. Zwięzły opis istotnych dokonań lub niepowodzeń Emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących	29
7. Stanowisko Zarządu odnośnie możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie półrocznym	29
8. Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń z określeniem, w jakim stopniu emitent jest na nie narażony	29
9. Zestawienie stanu posiadania akcji emitenta lub uprawnień do nich przez osoby zarządzające i nadzorujące emitenta na dzień przekazania raportu półrocznego, wraz ze wskazaniem zmian w stanie posiadania, w okresie od przekazania poprzedniego raportu	41
10. Wskazanie akcjonariuszy posiadających, bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne, co najmniej 5 % w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu emitenta, wraz ze wskazaniem liczby posiadanych przez te podmioty akcji, ich procentowego udziału w kapitale zakładowym, liczby głosów z nich wynikających i ich procentowego udziału w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu oraz wskazanie zmian w strukturze własności znacznych pakietów akcji emitenta w okresie od przekazania poprzedniego raportu kwartalnego:	41
11. Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, dotyczących zobowiązań oraz wierzytelności Emitenta lub jego jednostki zależnej od niego	41
12. Informacje o zawarciu przez emitenta lub jednostkę od niego zależną jednej lub wielu transakcji z podmiotami powiązanymi, jeżeli pojedynczo lub łącznie są one istotne i zostały zawarte na innych niż rynkowe warunkach, z wyjątkiem transakcji zawieranych przez emitenta będącego funduszem z podmiotem powiązanym, wraz ze wskazaniem ich wartości, przy czym informacje dotyczące poszczególnych transakcji mogą być zgrupowane według rodzaju, z wyjątkiem przypadku, gdy informacje na temat poszczególnych transakcji są niezbędne dla zrozumienia ich wpływu na sytuację majątkową, finansową i wynik finansowy emitenta	41
13. Informacje o udzieleniu przez emitenta lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji – łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej	42
14. Inne informacje, które zdaniem emitenta są istotne dla oceny jego sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego i ich zmian, oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez emitenta	42
15. Wskazanie czynników, które w ocenie Emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału	42

1. Łączny rachunek zysków i strat za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2025 roku

W okresie sześciu miesięcy zakończonych 30 czerwca 2025 roku Grupa Polenergia („Grupa”) osiągnęła wyniki na poziomie EBITDA oraz skorygowanego zysku netto wynoszące odpowiednio 312,9 mln zł oraz 61,2 mln zł, co stanowi spadek w stosunku do wyniku z analogicznego okresu roku ubiegłego o odpowiednio 81,7 mln zł i 161,3 mln zł.

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	6M 2025	6M 2024	Zmiana r/r	Zmiana r/r [%]	2 kwartał 2025	2 kwartał 2024	Zmiana r/r	Zmiana r/r [%]
Przychody ze sprzedaży, w tym:	2 316,7	2 104,8	211,8	10%	1 129,1	913,6	215,5	24%
segment obrotu i sprzedaży	1 829,5	1 488,8	340,7		894,4	647,9	246,5	
pozostałe	487,1	616,0	(128,9)		234,7	265,7	(31,0)	
Koszt własny sprzedaży, w tym:	(1 996,4)	(1 650,1)	(346,3)	21%	(982,3)	(716,3)	(266,0)	37%
segment obrotu i sprzedaży	(1 730,1)	(1 366,8)	(363,3)		(849,2)	(577,3)	(271,8)	
pozostałe	(266,3)	(283,3)	17,0		(133,1)	(139,0)	5,8	
Zysk brutto ze sprzedaży	320,3	454,7	(134,4)	-30%	146,9	197,3	(50,5)	-26%
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	(125,3)	(137,9)	12,6		(63,2)	(73,5)	10,3	
Pozostałe przychody/koszty operacyjne	(66,4)	(8,9)	(57,5)		(72,9)	(7,0)	(65,9)	
Rozliczenie ceny aukcyjnej	1,9	0,1	1,8		2,4	(0,3)	2,7	
A Zysk operacyjny (EBIT)	130,4	307,9	(177,5)	-58%	13,1	116,6	(103,5)	-89%
Amortyzacja	90,2	86,7	3,5		45,6	41,7	3,9	
Odpisy aktualizujące	92,3	-	92,3		92,3	-	92,3	
EBITDA	312,9	394,6	(81,7)	-21%	151,0	158,3	(7,3)	-5%
B Przychody finansowe	32,7	26,0	6,7		14,4	12,0	2,4	
C Koszty finansowe	(150,0)	(58,1)	(91,9)		(77,6)	(28,1)	(49,5)	
D Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności	(3,7)	-	(3,7)		4,1	-	4,1	
A+B+C+D Zysk (strata) brutto	9,5	275,8	(266,3)	-97%	(46,1)	100,4	(146,5)	-146%
Podatek dochodowy	(49,3)	(55,4)	6,1	-11%	(37,0)	(20,7)	(16,3)	78%
Zysk netto	(39,8)	220,4	(260,2)	-118%	(83,0)	79,7	(162,7)	-204%
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	0,1	0,1	-		0,1	0,1	-	
Różnice kursowe	3,2	0,5	2,7		(5,5)	0,1	(5,6)	
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	1,7	1,5	0,2		1,0	0,8	0,2	
Odpisy aktualizujące**	92,3	-	92,3		92,3	-	92,3	
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności	3,7	-	3,7		(4,1)	-	(4,1)	
Skorygowany Zysk (Strata) Netto*	61,2	222,4	(161,3)	-72%	0,7	80,6	(79,9)	-99%
EBITDA	312,9	394,6	(81,7)	-21%	151,0	158,3	(7,3)	-5%
Marża EBITDA	13,5%	18,7%	-5,2%		13,4%	17,3%	-4,0%	
EBITDA (bez segmentu obrotu)	275,6	365,3	(89,8)	-25%	134,9	136,8	(1,9)	-1%
Marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	56,6%	59,3%	-2,7%		57,5%	51,5%	6,0%	

*) Skorygowane o przychody (koszty) o charakterze niepieniężnym/jednorazowym rozpoznane w danym roku obrotowym

**) Odwołanie odpisów związanych z developmem i wartością firmy

Przychody ze sprzedaży Grupy Polenergia za dwa kwartały 2025 roku były wyższe o 211,8 mln zł, co jest spowodowane głównie wyższymi przychodami w segmencie obrotu i sprzedaży (o 340,7 mln zł) skompensowanymi częściowo przez niższe przychody w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 128,5 mln zł) oraz segmencie gazu i czystych paliw (o 15,1 mln zł).

Wynik EBITDA w omawianym okresie wyniósł 312,9 mln zł i był niższy o 81,7 mln zł w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego głównie ze względu na niższy wynik w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 88,6 mln zł), co jest głównie konsekwencją niższych cen sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów oraz gorszych warunków wietrzności w pierwszym kwartale 2025 r. Niższy wynik EBITDA w porównaniu do wyniku z analogicznego okresu roku ubiegłego odnotowano również w segmentach dystrybucji (o 3,7 mln zł) oraz niealokowanych (o 6,4 mln zł). Powyższe efekty zostały częściowo skompensowane przez wzrost wyniku EBITDA w segmencie obrotu i sprzedaży o 8,1 mln zł co wynika głównie z wyższego wyniku odnotowanego na działalności w obszarze energetyki prosumenckiej ze względu na aktualizację rezerwy na prefinansowanie oraz korekty odpisu aktualizującego wartość zapasów jak również wyższego wyniku na sprzedaży energii elektrycznej wynikającego z niższego negatywnego wpływu zamrożenia cen energii elektrycznej. Wyższy wynik EBITDA w porównaniu do wyniku z analogicznego okresu roku ubiegłego odnotowano również w segmentach farm fotowoltaicznych (o 5,8 mln zł) oraz gazu i czystych paliw (o 3,1 mln zł).

W drugim kwartale 2025 r. Grupa Polenergia odnotowała wzrost przychodów ze sprzedaży o 215,5 mln zł w stosunku do przychodów osiągniętych w analogicznym okresie roku poprzedniego, na co głównie wpływ miały wyższe przychody ze sprzedaży odnotowane w segmencie obrotu i sprzedaży (o

246,5 mln zł), skompensowane częściowo przez niższe przychody ze sprzedaży w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 37,3 mln zł).

Wynik EBITDA Grupy w samym drugim kwartale 2025 r. wyniósł 151,0 mln zł i był niższy o 7,3 mln zł w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego. Przyczynił się do tego głównie niższy wynik w segmencie obrotu i sprzedaży (o 5,4 mln zł) co wynika z głównie z niższego wyniku na handlu energią elektryczną z aktywów OZE ze względu na niższy wynik na doprofilowaniu zabezpieczenia sprzedaży oraz niższego wyniku na handlu i obsłudze biznesu głównie ze względu na niższy wynik na handlu zielonymi certyfikatami. Ponadto odnotowano niższy wynik w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 3,6 mln zł) głównie w wyniku niższych cen sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów względem roku ubiegłego, częściowo zrekompensowany przez lepsze warunki wietrzne i rekompensatę otrzymaną przez projekty farm wiatrowych Amon i Talia w związku z zawarciem ugody z Grupą Tauron. Niższy wynik EBITDA w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego odnotowano również w segmentach dystrybucji (o 2,0 mln zł) oraz niealokowanych (o 2,9 mln zł). Powyższe efekty zostały częściowo skompensowane przez wzrost wyniku EBITDA w segmencie farm fotowoltaicznych o 4,4 mln zł w porównaniu do roku ubiegłego co wynika głównie z wyższej produkcji energii na skutek uruchomienia farm Szprotawa i wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej oraz wyższy wynik w segmencie gazu i czystych paliw (o 2,1 mln zł).

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2025 roku skorygowany zysk netto Grupy wyniósł 61,2 mln zł, co oznacza spadek o 161,3 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego. W samym drugim kwartale 2025 roku skorygowany zysk netto osiągnął poziom 0,7 mln zł, co stanowi spadek o 79,9 mln zł rok do roku. Główne czynniki wpływające na obniżenie poziomu skorygowanego zysku netto to opisane wcześniej negatywne czynniki oddziałujące na wynik EBITDA, a także wyższe koszty finansowe wynikające z odsetek od wyemitowanych zielonych obligacji oraz finansowania pozyskanego ze środków Krajowego Planu Odbudowy (KPO). Środki te zostały przeznaczone na pokrycie wkładu własnego w projektach morskich farm wiatrowych Bałtyk II i Bałtyk III. Dodatkowo, na wynik wpłynęły wyższe koszty prowizyjne związane głównie z zawarciem warunkowych transakcji zabezpieczających w formule Deal Contingent Hedge, których celem było ograniczenie ryzyka zmienności stóp procentowych w projektach realizowanych przez spółki MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. Zawarcie wspomnianych transakcji zabezpieczających pozwoliło Spółce na istotne ograniczenie poziomu dopłat do realizowanych projektów morskich farm wiatrowych, a osiągnięte w ten sposób korzyści znacznie przewyższyły poniesione koszty związane z ich zawarciem. Spadek skorygowanego zysku netto został częściowo skompensowany przez niższy poziom podatku dochodowego w raportowanym okresie.

Dodatkowo, na poziom zysku netto miały wpływ odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych dokonanych w odniesieniu do spółek Polenergia Fotowoltaika S.A. w kwocie 71 mln zł i H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o.o. w kwocie 21 mln zł. W odniesieniu do Polenergia Fotowoltaika S.A. podjęta decyzja jest konsekwencją sytuacji rynkowej rynku prosumentów i perspektyw dalszego rozwoju branży, skutkujących wyraźnym brakiem realizacji założeń sprzedażowych przez spółkę w drugim kwartale 2025 roku. W ostatnim czasie obserwowane jest istotne spowolnienie na rynku sprzedaży rozwiązań dedykowanych prosumentom, co znacząco ograniczyło rentowność prowadzonej działalności. W odniesieniu do Polenergia H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o.o. podjęta decyzja jest związana z prowadzonym przez Spółkę przeglądem opcji strategicznych w obszarze działalności wodorowej. Wynika ona z aktualnej oceny dynamiki rozwoju rynku zielonego wodoru i profilu ryzyka inwestycyjnego projektu.

2. Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2025 roku oraz pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Farmy Fotowoltaiczne	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	RAZEM
EBITDA 6M 2025	264,7	15,8	4,3	37,3	24,9	(34,1)	312,9
EBITDA 6M 2024	353,3	10,0	1,2	29,3	28,5	(27,7)	394,6
Zmiana:	(88,6)	5,8	3,1	8,1	(3,7)	(6,4)	(81,7)

W pierwszym półroczu 2025 roku segment farm wiatrowych odnotował wynik EBITDA niższy o 88,6 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego. Spadek ten był przede wszystkim konsekwencją niższych cen sprzedaży energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów, jak również gorszych warunków wietrzności w pierwszym kwartale 2025 roku. Negatywny wpływ tych czynników został częściowo skompensowany przez wyższe pozostałe przychody operacyjne, wynikające z otrzymanych rekompensat przez projekty farm wiatrowych Amon i Talia w związku z zawarciem ugody z Grupą Tauron. W samym drugim kwartale 2025 roku segment farm wiatrowych osiągnął wynik EBITDA niższy o 3,6 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu roku 2024. Na spadek ten wpłynęły głównie niższe ceny sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów, przy czym efekt ten został częściowo skompensowany przez lepsze warunki wietrzności oraz wyższe pozostałe przychody operacyjne z tytułu wspomnianej ugody zawartej z Grupą Tauron, dotyczącej projektów Amon i Talia.

Segment gazu i czystych paliw zanotował wzrost o 3,1 mln zł w porównaniu do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego wskutek wyższego wyniku na sprzedaży ciepła oraz niższych kosztów stałych pomniejszony przez niższy wynik na usługach systemowych. Wynik EBITDA w drugim kwartale 2025 roku był wyższy od wyniku w analogicznym okresie ubiegłego roku o 2,1 mln zł, na co miał wpływ głównie wyższy wynik na sprzedaży ciepła.

Segment obrotu i sprzedaży zanotował w pierwszym półroczu 2025 roku wzrost wyniku EBITDA o 8,1 mln zł w porównaniu do wyniku zanotowanego w analogicznym okresie roku ubiegłego. Wpływ na wzrost wyniku miały: i) wyższy wynik w ramach pozostałej działalności w obszarze energetyki prosumenckiej wynikający głównie z aktualizacji rezerwy na prefinansowanie oraz korekty odpisu aktualizującego wartość zapasów, ii) wyższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej wynikający z niższego negatywnego wpływu zamrożenia cen energii elektrycznej. Wzrost wyniku w pierwszym półroczu 2025 r. został częściowo skompensowany przez: i) niższy wynik na handlu certyfikatami z własnych farm wiatrowych oraz niższy wynik na handlu i obsłudze biznesu związany głównie ze spadkiem ceny rynkowej zielonych certyfikatów ii) niższy wynik na linii agregacji OZE w związku z mniejszą liczbą obsługiwanych kontraktów, iii) niższy wynik w ramach kontraktu z ENS w związku z brakiem przedłużenia na 2025 rok umowy na sprzedaż gazu do produkcji ciepła. W samym drugim kwartale 2025 r. segment obrotu i sprzedaży zanotował spadek wyniku EBITDA o 5,4 mln zł w porównaniu do wyniku zanotowanego w analogicznym okresie roku ubiegłego. Wpływ na spadek wyniku miały: i) niższy wynik na handlu energią elektryczną z aktywów OZE ze względu na niższy wynik na doprofilowaniu zabezpieczenia sprzedaży, ii) niższy wynik na handlu i obsłudze biznesu wynikający głównie z niższego wyniku na handlu zielonymi certyfikatami, iii) niższy wynik w ramach kontraktu z ENS w związku z brakiem przedłużenia na 2025 rok umowy na sprzedaż gazu do produkcji ciepła, iv) niższy wynik na linii agregacji OZE w związku z mniejszą liczbą obsługiwanych kontraktów. Spadek wyniku w drugim kwartale 2025 roku został częściowo skompensowany przez: i) wyższy wynik w ramach pozostałej działalności w obszarze energetyki prosumenckiej wynikający głównie z aktualizacji rezerwy na prefinansowanie oraz korekty odpisu aktualizującego wartość zapasów, ii) wyższy wynik na sprzedaży energii wynikający z niższego negatywnego wpływu zamrożenia cen energii elektrycznej.

Wynik EBITDA segmentu dystrybucji w pierwszym półroczu 2025 r. był niższy o 3,7 mln zł w stosunku do wyniku osiągniętego w analogicznym okresie roku ubiegłego natomiast w samym drugim kwartale

wynik EBITDA segmentu dystrybucji był niższy o 2,0 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego. Spadek wyniku jest głównie konsekwencją niższej marży na sprzedaży energii w pierwszym półroczu 2025 roku, która była konsekwencją wyższych cen zakupu energii względem analogicznego okresu 2024 roku i niższych cen sprzedaży oraz wyższych kosztów operacyjnych związanych ze wzrostem skali działalności. Niższy wynik został częściowo skompensowany przez wyższą marżę na dystrybucji wynikającą z aktualizacji taryfy z końcem 2024 roku.

Wynik EBITDA segmentu farm fotowoltaicznych w pierwszym półroczu 2025 roku był wyższy o 5,8 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego. W samym drugim kwartale 2025 roku EBITDA wzrosła o 4,4 mln zł rok do roku. Głównym czynnikiem wpływającym na poprawę wyników było uruchomienie farm fotowoltaicznych Szprotawa I i Szprotawa II w drugim kwartale 2025 roku oraz wyższe średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej, częściowo zabezpieczone w ramach kontraktów cPPA oraz aukcji. Pozytywny efekt wolumenowy i cenowy został częściowo skompensowany przez wyższe koszty operacyjne związane z rozpoczęciem działalności wspomnianych instalacji.

Wynik w segmencie niealokowanych w okresie od stycznia do czerwca 2025 roku był niższy o 6,4 mln zł w porównaniu do wyniku w analogicznym okresie roku 2024 (w samym drugim kwartale był niższy o 2,9 mln zł). Na zmianę wyniku EBITDA w roku 2025 wpływają głównie wyższe koszty operacyjne (usługi obce oraz koszty wynagrodzeń) w Centrali wynikające ze wzrostu skali działalności oraz zmian organizacyjnych.

Wynik na działalności finansowej w okresie styczeń – czerwiec 2025 roku był niższy od wyniku w analogicznym okresie ubiegłego roku o 88,8 mln zł (w samym drugim kwartale był niższy o 43,0 mln zł), na co miały wpływ przede wszystkim wyższe koszty z tytułu odsetek (o 55,3 mln zł w okresie styczeń – czerwiec oraz o 30,0 mln zł w samym drugim kwartale) – głównie z tytułu wyemitowanych zielonych obligacji i finansowania pozyskanego ze środków KPO, których celem było pokrycie wkładu własnego niezbędnego do realizacji projektów morskich farm wiatrowych Bałtyk II i Bałtyk III. Ponadto w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego poniesiono wyższe koszty z tytułu prowizji (o 35,8 mln zł w okresie styczeń – czerwiec oraz o 34,6 mln zł w samym drugim kwartale) co głównie jest konsekwencją zawarcia warunkowych transakcji zabezpieczających w formule Deal Contingent Hedge (30,8 mln zł), których celem było ograniczenie ryzyka zmienności stóp procentowych w projektach realizowanych przez projekty morskich farm wiatrowych Bałtyk II oraz Bałtyk III. Zawarcie wspomnianych transakcji zabezpieczających pozwoliło Spółce na istotne ograniczenie poziomu dopłat do realizowanych projektów morskich farm wiatrowych, a osiągnięte w ten sposób korzyści znacznie przewyższyły poniesione koszty związane z ich zawarciem. Dodatkowo, na zmianę wyniku na działalności finansowej w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego istotny wpływ miał również wynik z tytułu różnic kursowych. Powyższe efekty zostały częściowo skompensowane przez wyższe przychody z tytułu odsetek od lokat i poręczeń oraz wynik na transakcjach dot. instrumentów pochodnych. Ponadto, w 2025 roku Grupa rozpoznała wynik na aktywach wycenianych metodą praw własności. W okresie od stycznia do czerwca 2025 roku wynik ten wyniósł –3,7 mln zł, natomiast w samym drugim kwartale 2025 roku 4,1 mln zł.

Ponadto, Spółka dokonała odpisów aktualizujących wartość niefinansowych aktywów trwałych dokonanych w odniesieniu do spółek Polenergia Fotowoltaika S.A. w kwocie 71 mln zł i H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o.o. w kwocie 21 mln zł. W odniesieniu do Polenergia Fotowoltaika S.A. podjęta decyzja jest konsekwencją sytuacji rynkowej rynku prosumentów i perspektyw dalszego rozwoju branży, skutkujących wyraźnym brakiem realizacji założeń sprzedażowych przez spółkę w drugim kwartale 2025 roku. W ostatnim czasie obserwowane jest istotne spowolnienie na rynku sprzedaży rozwiązań dedykowanych prosumentom, co znacząco ograniczyło rentowność prowadzonej działalności. W odniesieniu do Polenergia H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o.o. podjęta decyzja jest związana z prowadzonym przez Spółkę przeglądem opcji strategicznych w obszarze działalności wodorowej. Wynika ona z aktualnej oceny dynamiki rozwoju rynku zielonego wodoru i profilu ryzyka inwestycyjnego

projektu.

Niższy poziom podatku dochodowego w 2025 roku jest efektem niższego wyniku brutto Grupy. Wyższa efektywna stopa podatkowa w pierwszym półroczu 2025 roku w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego wynika z wyższych niepodatkowych kosztów finansowych w Grupie oraz braku tworzenia aktywa na stratę podatkową w niektórych spółkach.

Ocena wpływu wojny w Ukrainie i sytuacji na rynku energii na działalność Spółki

W związku z trwającym konfliktem zbrojnym w Ukrainie na bieżąco monitorowane i identyfikowane są czynniki ryzyka, które mogą mieć wpływ na działalność i wyniki finansowe Grupy Polenergia.

Trwająca wojna w Ukrainie do końca pierwszego półrocza 2025 roku nie przyniosła rozstrzygnięć na polu walki i nie przybliżyła też stron do zawieszenia broni. Wpływ konfliktu na notowania surowców energetycznych w Europie nie ma już tak istotnego znaczenia jak w pierwszych jego miesiącach, ze względu na zrealizowaną dywersyfikację dostaw gazu ziemnego w postaci dostaw LNG. Pomimo zakończenia przesyłu gazu przez Ukrainę pod koniec 2024 roku, ceny nie uległy znaczącej zmianie, gdyż rynek już wcześniej przewidywał takie rozwiązanie. Aktualnie największy wpływ na ceny gazu ziemnego mają kwestie związane z działaniami administracji Donalda Trumpa i obawy o kierunek polityki USA oraz jej wpływ na globalną gospodarkę. Działania te powodują dużą zmienność na rynkach co odbija się m.in. na cenach surowców, w tym gazu ziemnego.

W ciągu pierwszego kwartału 2025 roku ceny na rynku gazu ziemnego utrzymywały się na wysokich poziomach ze względu na czynniki pogodowe, które powodowały szybsze opróżnianie magazynów gazu w UE. Niska generacja energii z wiatru powodowała, że rósł popyt na gaz ze strony energetyki. Za rosnącymi cenami gazu i większą generacją energii ze źródeł emisyjnych wzrosły też ceny uprawnień do emisji CO₂ i energii elektrycznej na europejskich rynkach. Mocną wyprzedaż na wszystkich rynkach spowodowało ogłoszenie wprowadzenia cel przez prezydenta USA Donalda Trumpa, co przyczyniło się do spadków cen gazu ziemnego. W kolejnych miesiącach eskalacja konfliktu z Iranem i czynniki pogodowe oraz potrzeby załaczania magazynów na kolejną zimę powodują, że ceny gazu systematycznie rosną. Jednakże są one znacznie poniżej poziomów z okresu kryzysu energetycznego w 2022 roku.

Nadal zagrożeniem dla rynków energii są działania dywersyjne i elementy konfliktu hybrydowego w postaci uszkodzeń podmorskich kabli do przesyłu energii, gazu, czy innych instalacji infrastruktury energetycznej na terenie państw UE. Na ceny energii w Europie negatywnie wpłynąć może też ogłoszone całkowite uniezależnienie się Europy od rosyjskiego gazu do 2027 roku. Jest to istotne zwłaszcza dla krajów takich jak Słowacja czy Węgry. Należy też cały czas mieć na uwadze, że sytuacja polityczna pozostaje niestabilna, a niepewność co do m.in. decyzji administracji prezydenta USA może przyczynić się do możliwych znacznych ruchów cen surowców i energii w Europie.

Innym czynnikiem, który ma istotny wpływ na działalność Grupy są utrzymujące się wysokie koszty finansowania wynikające z wysokich stóp procentowych. Poprawiła się za to wysokość kursu złotego w stosunku do euro i dolara amerykańskiego, choć ryzyko wzrostu kosztów związanych z zabezpieczeniami transakcji zawieranych na rynkach towarowych jest nadal podwyższone.

Wdrożenie zmian na rynku bilansującym wprowadzone od 14 czerwca 2024 r. w tym rozliczeń 15-minutowych zwiększyło koszty bilansowania i profilowania źródeł OZE, co negatywnie wpływa na uzyskiwane przez Grupę wyniki związane z eksploatacją źródeł OZE. W kolejnych latach spodziewany jest dalszy wzrost kosztów profilu przy rosnącym nasyceniu OZE w Krajowym Systemie Energetycznym i spadającej podaży energii ze źródeł konwencjonalnych. Dodatkowo PSE w związku z "niedostatecznym" zaangażowaniem uczestników w bilansowanie pozycji na rynku bilansującym zamierza wprowadzić dodatkowe elementy penalizujące w postaci wzrostu zmienności cen, co dalej pogłębi koszty profilu i bilansowania źródeł OZE. Plany te są analizowane po etapie konsultacji.

Segment gazu i czystych paliw jest w ocenie Zarządu w dużej mierze odporny na bieżącą zmienność cen na rynku spowodowaną wybuchem wojny w Ukrainie. Dostawy gazu w związku z realizowanymi kontraktami na produkcję ciepła zostały na 2025 r. oraz 2026 r. zabezpieczone (wolumen oraz stała cena). Dodatkowym zabezpieczeniem dla produkcji ciepła jest utrzymywany i zwiększony w pierwszym kwartale 2022 r. zapas oleju opałowego lekkiego, jako paliwa rezerwowego w sytuacji ograniczenia lub braku dostaw gazu. W przypadku wezwania ENS do świadczenia usług systemowych, bieżące koszty zakupu gazu, zgodnie z obowiązującymi umowami, zostaną pokryte przez przychody. Kontynuacja obecnej sytuacji na rynku gazu i praw do emisji CO₂ długoterminowo może spowodować ograniczenie możliwości zabezpieczania produkcji i marży ENS na kolejne lata na rynku terminowym.

W segmencie lądowych farm wiatrowych i farm fotowoltaicznych wysoka zmienność cen energii elektrycznej skorelowana ze zmiennością generacji energii z wiatru i słońca skutkuje bardzo znaczącym wzrostem kosztu profilu, co obniża uzyskiwaną efektywną cenę sprzedanej energii elektrycznej. Pomimo niższych uzyskiwanych cen energii elektrycznej na rynku hurtowym ceny praw majątkowych PMOZE_A ("zielonych certyfikatów") również utrzymują się na niskich poziomach ze względu na nierównowagę popytu i podaży. Poziom obowiązków do umorzenia świadectw pochodzenia PMOZE_A na 2025 rok wynosi 8,5%. Niskie ceny zielonych certyfikatów są skutkiem zmniejszonego popytu wynikającego z szybszego tempa redukcji obowiązku w stosunku do tempa wychodzenia starych projektów OZE z systemu zielonych certyfikatów. Na moment publikacji raportu, Grupa posiada projekty wiatrowe o łącznej mocy 221,3 MW, które w dalszym ciągu funkcjonują w obowiązującym przez 15 lat od uruchomienia obiektu systemie zielonych certyfikatów i w perspektywie długoterminowej są ekspozowane na ryzyko zmian cen praw majątkowych.

W związku ze znacznym wzrostem mocy zainstalowanej w OZE, a w szczególności w segmencie źródeł fotowoltaicznych, w Polsce i krajach sąsiednich, w okresach wysokiej generacji OZE i jednocześnie niskiego zapotrzebowania, mocno rośnie występowanie na rynku cen ujemnych. Oznacza to, że za energię elektryczną wytworzoną w tych momentach to wytwórca musi zapłacić za jej sprzedaż na rynek. Sytuacje takie mają miejsce głównie w dni weekendowe i świąteczne, ale też w wiosenne dni robocze. Jednocześnie dla wytwórców OZE rozliczających się w ramach systemów wsparcia wystąpienie przez co najmniej sześć kolejnych godzin cen ujemnych wiąże się z brakiem możliwości rozliczenia w ramach systemu aukcyjnego wolumenów produkcji z tych godzin lub brakiem wydania przez Prezesa URE praw majątkowych przysługujących za produkcję z tych godzin, w zależności od systemu wsparcia w którym uczestniczy dane źródło OZE.

Oprócz występujących ujemnych cen, na segmenty OZE Grupy Polenergia negatywnie wpływają pojawiające się sytuacje nadpodaży energii na rynku, które występują w okresach niskiego zapotrzebowania na energię w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) i jednocześnie wysokiej generacji z OZE. W związku z występowaniem tego zjawiska, w okresach, kiedy PSE S.A. („PSE”) nie jest w stanie dalej ograniczyć jednostek konwencjonalnych ani wyeksportować nadwyżek generowanej energii, redukowana jest produkcja z poszczególnych jednostek OZE. Na polecenie operatora (PSE) uruchamiane jest tzw. nierynkowe redysponowanie jednostek wytwórczych. Sytuacja taka może podlegać rekompensacie finansowej ze strony PSE, jednak czas oczekiwania na rozpatrzenie wniosku i wypłata przedmiotowej rekompensaty nie jest natychmiastowa i zajmuje czas oraz dodatkowe zasoby. Rekompensata finansowa ze strony PSE obejmuje jedynie koszty wytwórcy związane z obowiązkiem zakupu energii niezbilansowanej po cenie rynku bilansującego CEN, przychody utracone w ramach systemów wsparcia (zielonych certyfikatów lub aukcji OZE). Rekompensata finansowa ze strony PSE nie obejmuje natomiast strat w przychodach pochodzących m.in. z umów PPA. Na podstawie zapisów w umowach przyłączeniowych, części należących do Grupy Polenergia instalacji OZE rekompensata finansowa z tytułu nierynkowego redysponowania nie przysługuje.

Segment obrotu i sprzedaży, jako jedyny z Grupy, posiadał w przeszłości bezpośrednią ekspozycję na

rynek ukraiński za pośrednictwem spółki zależnej Polenergia Ukraina. Spółka ta jeszcze przed rozpoczęciem wojny ograniczyła zakres prowadzonej działalności operacyjnej. Aktualnie wszelka działalność operacyjna w Ukrainie jest wstrzymana, a sama Spółka ma wygaszoną licencję i jest w końcowym etapie procesu likwidacji.

Grupa identyfikuje zwiększone ryzyko prowadzenia działalności handlowej na wszystkich rynkach, w tym m.in. ryzyko ponownego wzrostu zmienności cen energii elektrycznej i gazu ziemnego, ryzyko niezrealizowania wolumenu odbioru przez kontrahentów, ryzyka braku płatności i wykonywania umów ze względu na nieprzewidziane zmiany regulacyjne, polityczne oraz wzrost ryzyka niewypłacalności kontrahentów. W sytuacji materializacji ryzyka dynamicznych wzrostów lub spadków cen, odchylenia w zużyciu energii przez klientów od wartości zakontraktowanych mogą wygenerować istotny wynik (zarówno pozytywny jak i negatywny), niewspółmierny do pierwotnych założeń. Dodatkowo rosnąca zmienność cen rynkowych związana ze sprzedażą generacji z OZE, może spowodować znaczny spadek dochodów z działalności obsługi aktywów OZE Grupy oraz agregacji OZE. W odpowiedzi na zmieniające się uwarunkowania rynkowe Grupa zmodyfikowała strategię sprzedażową energii z aktywów OZE i dąży do zwiększenia udziału sprzedaży energii w ramach transakcji OTC tj. sprzedaży bezpośrednio do klientów końcowych oraz w ramach kontraktów długoterminowych cPPA. Negatywne zmiany kursów walutowych mogą skutkować pogorszeniem wyniku na rynku denominowanym w euro. Jednocześnie umocnienie euro może prowadzić do zwiększenia wartości wymagalnych depozytów zabezpieczających. Segment jest również ekspozycyjny na ryzyko wzrostu stóp procentowych. Wyższy koszt kredytu obrotowego, wynikający z wysokich stóp procentowych, może spowodować pogorszenie się rentowności prowadzonej działalności. Grupa Polenergia podejmuje także działania w celu monitorowania zagrożeń związanych z bezpieczeństwem. Potencjalny atak niszczący infrastrukturę teleinformatyczną lub ograniczający dostęp do systemów w tej spółce skutkowałoby brakiem lub ograniczoną możliwością prowadzenia działalności handlowej. W przypadku głębszej konsolidacji sektora wytwórczego w Polsce, przy wydzieleniu jednostek wysokoemisyjnych ze Spółek Skarbu Państwa, może pojawić się ryzyko dalszego pogłębienia się braku płynności na rynku terminowym oraz transparentności i wiarygodności giełdowych indeksów cenowych co może utrudnić prowadzenie działalności obrotowej i wpłynąć negatywnie na przychody Grupy.

Segment dystrybucji jest zabezpieczony długoterminowo przed skutkami wzrostu kosztów inwestycji oraz rosnących stóp procentowych poprzez mechanizm taryfowy oraz tzw. „konto regulacyjne”. Krótkoterminowo, do czasu aktualizacji kolejnej taryfy dystrybucyjnej, spółka może doświadczyć negatywnego wpływu zmian rynkowych na rentowność realizowanej działalności.

W krótkiej perspektywie czasowej, realizowane przez Grupę projekty inwestycyjne mogą zostać dotknięte negatywnymi skutkami obecnej sytuacji rynkowej. Wzrost cen surowców i produktów na rynku oraz chwilowe braki pracowników u podwykonawców mogą spowodować opóźnienia w realizacji planowanych projektów farm wiatrowych i fotowoltaicznych. Utrzymujące się wysokie stopy procentowe powodują wzrost kosztów finansowania, a wzrost cen surowców i towarów w połączeniu ze zmiennością kursu EUR/PLN może doprowadzić do wzrostu łącznych kosztów inwestycji. Obserwowane są wąskie gardła w łańcuchu dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej, co może skutkować koniecznością zmiany w harmonogramach budowy projektów morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III.

W ocenie Grupy, obecna sytuacja rynkowa nie powinna zagrozić realizacji podstawowych celów określonych w Strategii Grupy Polenergia na lata 2025 – 2030.

Realizacja Strategii Grupy Polenergia na lata 2025-2030

W dniu 18 marca 2025 roku Zarząd Spółki przyjął Strategię Grupy Polenergia na lata 2025-2030 („Strategia Grupy Polenergia”). Przy opracowywaniu Strategii Grupy Polenergia uwzględniono aktualną oraz przewidywaną sytuację w sektorze elektroenergetycznym, przeprowadzono analizę otoczenia makroekonomicznego, rynkowego i regulacyjnego, a także określono założenia dotyczące kierunków

rozwoju sektora w perspektywie najbliższych sześciu lat.

Strategia Grupy Polenergia zakłada rozwój najbardziej perspektywicznych kierunków rynku OZE przy jednoczesnym ograniczeniu działalności obszarów, które nie generują wystarczającej wartości dodanej oraz nie tworzą synergii z działalnością podstawową. Ambicją i misją Grupy Polenergia jest kontynuowanie działań związanych z procesem polskiej zielonej transformacji energetycznej, z wykorzystaniem innowacyjnych rozwiązań wspierających efektywność pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych.

Strategia Grupy Polenergia opiera się na maksymalizacji wartości dla akcjonariuszy poprzez efektywne wykorzystanie rynkowych możliwości wzrostu oraz osiąganie atrakcyjnych stóp zwrotu, co stanowi solidną podstawę długoterminowego rozwoju i stabilnych wyników finansowych.

Priorytetem jest realizacja projektów morskiej energetyki wiatrowej Bałtyk II i III, oraz Bałtyk I (łącznie ok. 3000 MW, projekty rozwijane we współpracy z Equinor), co pozwoli wygenerować stabilny i wysoki zysk EBITDA.

Jednocześnie, kontynuowana będzie rozbudowa mocy wytwórczych w lądowej energetyce wiatrowej w Polsce o atrakcyjnej stopie zwrotu, przy wykorzystaniu istniejących zasobów Grupy (ok. 50 MW). Strategia zakłada dalszy rozwój projektów fotowoltaicznych w oparciu o istniejące aktywa (w ramach cable pooling), w połączeniu z magazynami energii (łącznie zwiększenie o mocy ok. 100 MW).

Dodatkowo, Grupa będzie pracowała nad wzmocnieniem kompetencji i efektywności sprzedaży kontraktów PPA, co zabezpieczy dochodowość aktywów wytwórczych.

Strategia zakłada również dalsze rozwijanie projektu wiatrowego w Rumunii.

Jednocześnie zgodnie ze strategią Spółka będzie stopniowo wycofywała się z działalności w obszarze elektromobilności i wodoru. W pozostałych obszarach Spółka będzie kontynuowała przegląd opcji strategicznych, który ma na celu wybór najkorzystniejszego sposobu realizacji długoterminowego celu Spółki, czyli maksymalizacji wartości dla obecnych i przyszłych akcjonariuszy Spółki.

W efekcie realizacji działań w/w kierunków Strategia zakłada:

- wzrost mocy wytwórczych dla Grupy Polenergia do 1,5 GW¹ w 2030 roku z 0,6 GW obecnie;
- wzrost EBITDA do poziomu ok. 1,6 mld zł¹ w 2030 roku.
- poniesienie nakładów kapitałowych (rozumianych jako wniesiony do projektów wkład własny) w wysokości ok. 4,6 mld zł, głównie na inwestycje związane z rozwojem morskiej energetyki wiatrowej.

Finansowanie realizacji Strategii Grupy Polenergia będzie pochodziło ze środków wygenerowanych przez Spółkę, w tym m.in. z zakładanych dezinwestycji, a także finansowania zewnętrznego, które w zależności od wymaganej kwoty, sytuacji rynkowej i innych czynników, będzie pozyskiwane w formie kredytów bankowych, emisji obligacji, a także od obecnych lub przyszłych inwestorów, w formie emisji akcji lub instrumentów hybrydowych.

Ze względu na wysokie nakłady inwestycyjne Zarząd Spółki nie planuje rekomendowania wypłaty dywidendy w horyzoncie trwania Strategii.

Jednocześnie Zarząd Spółki informuje, że Spółka dokonała analizy wpływów celów i założeń nowej strategii według wytycznych ESRS2 SBM-3 na strategię ESG i realizację celów w obszarze zrównoważonego rozwoju.

Strategia zakłada stabilny rozwój Grupy Polenergia w najbardziej perspektywicznych segmentach

¹ Moc oraz EBITDA Grupy na rok 2030 zostały zaprezentowane w ujęciu zarządczym, przy założeniu konsolidacji projektów Bałtyk II oraz Bałtyk III proporcjonalnie do udziału Polenergii S.A. w tych projektach, tj. w wysokości 50%

rynkowych w oparciu o przychody zabezpieczone poprzez kontrakty typu PPA i CFD.

Lądowe farmy wiatrowe i farmy fotowoltaiczne

Grupa eksploatuje projekty odnawialnych źródeł energii o mocy 493 MW w segmencie lądowej energetyki wiatrowej, a także o mocy 149 MWp w segmencie farm fotowoltaicznych.

Realizacja projektów farm Fotowoltaicznych Szprotawa I i II o łącznej mocy 67 MWp dobiegła końca. Na początku kwietnia 2025 roku rozpoczęto rozruch technologiczny obiektu. Projekt uzyskał wszystkie niezbędne pozwolenia na użytkowanie oraz koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej.

Dla projektu farmy fotowoltaicznej Rajkowy o mocy 35 MWp po wygranej aukcji na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii w 2023 roku, został wznowiony proces zapytań i zbierania ofert na wybór wykonawcy kompleksowych prac montażowo-elektrycznych przy realizacji projektu. W czerwcu 2025 r. podjęto uchwały zatwierdzające ostateczną decyzję inwestycyjną dla projektu, co oznacza uzyskanie wymaganych zgód korporacyjnych niezbędnych do realizacji projektu. Rozpoczęły się ostateczne negocjacje mające na celu zawarcie umów z wykonawcą prac montażowo - elektrycznych i dostawcami m.in. modułów fotowoltaicznych i inwerterów. Trwają również rozmowy z potencjalnymi odbiorcami na dostawę energii elektrycznej. Rozpoczęcie prac budowlanych planowane jest na drugą połowę roku 2025.

W grudniu 2024, aukcję na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii wygrała przygotowywana do realizacji instalacja rozwijana w ramach spółki zależnej Polenergia Farma Wiatrowa Bądecz (48,3MW). Wznowiony został proces zapytań i zbierania ofert dotyczący dostawcy turbin wiatrowych oraz wykonawcy prac budowlanych – elektrycznych.

Poza projektami w eksploatacji, Grupa posiada portfel projektów farm wiatrowych i farm fotowoltaicznych w fazie średniozaawansowanej (1,2 GW) oraz mniej zaawansowanej (1,1 GW). Grupa nie wyklucza udziału spółek zależnych rozwijających projekty farm wiatrowych, farm fotowoltaicznych w kolejnych aukcjach OZE, jak również spółek zależnych rozwijających projekty magazynów energii w aukcji rynku mocy. Dla poszczególnych projektów będą rozważane różne formy komercjalizacji produkcji, w tym ofertowanie części produkcji w kolejnych aukcjach OZE, sprzedaż energii do odbiorców końcowych w kontraktach cPPA lub sprzedaż energii na rynku regulowanym lub pozagiełdowym.

Grupa prowadzi również prace w zakresie rozwoju portfela projektów magazynów energii (BESS). Są to przede wszystkim projekty, które będą miały charakter komplementarny do już istniejących lub rozwijanych farm wiatrowych oraz fotowoltaicznych Grupy. Na różnym etapie rozwoju Grupa posiada aktualnie portfolio projektów BESS o mocy ok. 500 MW. Pierwsze projekty mogą osiągnąć stan gotowości do budowy na przełomie 2025 r. i 2026 r.

Grupa kontynuuje rozwój projektów wiatrowych w Rumunii za pośrednictwem spółki zależnej Wind Farm Four Srl (WF4). WF4 prowadzi bieżące prace rozwojowe nad projektem farmy wiatrowej o łącznej mocy przyłączeniowej 685,6 MW realizowanym w ramach siedmiu spółek celowych. W minionym kwartale działalność WF4 koncentrowała się na uzyskaniu ostatecznych decyzji i pozwoleń niezbędnych do uchwalenia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (ro: PUZ), prowadzeniu procedur środowiskowych związanych z uzyskaniem pozwolenia na budowę (ro: Accord de Mediu), a także uzgadnianiu projektów budowlanych dla czterech z sześciu spółek z zatwierdzonym PUZ (pozostałe dwie spółki oczekują na zatwierdzenie PUZ a jedna proceduje z pominięciem tego etapu). Zgodnie z realizowanym harmonogramem, projekty wiatrowe w Rumunii mają osiągnąć gotowość do budowy w 2026 roku.

Jednym z kluczowych celów strategicznych spółki jest długoterminowe zabezpieczanie produkcji energii z aktywów operacyjnych Grupy. W celu minimalizacji ryzyka rynkowego oraz stabilizacji przychodów,

Grupa stosuje instrumenty zabezpieczające sprzedaż energii takie jak kontrakty różnicowe (aukcja), umowy PPA, sprzedaż bezpośrednią do klientów końcowych oraz kontrakty forward.

Na dzień 30.06.2025, Grupa na rok 2026 zabezpieczyła 89% docelowej produkcji energii, osiągając średnią ważoną cenę netto na poziomie 397 zł/MWh (po odliczeniu szacowanego kosztu profilu). Cena sprzedaży energii na 2026 r. jest niższa w porównaniu do roku 2025, co wynika z spadkowego trendu na rynku kontraktów terminowych na energię elektryczną.

Poniższa tabela przedstawia poziom komercjalizacji energii elektrycznej z aktywów wiatrowych i fotowoltaicznych Grupy w latach 2026-2030:

	2026	2027	2028	2029	2030
Aukcja	17%	17%	23%	38%	38%
Pozostałe instrumenty zabezpieczające	72%	44%	30%	11%	11%
Razem	89%	61%	54%	49%	49%

Morskie farmy wiatrowe

Kontynuowane są prace rozwojowe w segmencie morskich farm wiatrowych. Grupa posiada 50% udziałów w spółkach MFW Bałtyk I Sp. z o.o., MFW Bałtyk II Sp. z o.o. i MFW Bałtyk III Sp. z o.o. przygotowujących do budowy trzy morskie farmy wiatrowe zlokalizowane na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy do 3000 MW.

MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III

Grupa posiada 50% udziałów w spółkach MFW Bałtyk II Sp. z o.o. i MFW Bałtyk III Sp. z o.o., prowadzących budowę morskich farm wiatrowe o mocy 720 MW każda. Są to projekty I fazy systemu wsparcia, o który można było się ubiegać do 31 marca 2021 r.

W nawiązaniu do uzyskanych przez Spółki decyzji z 4 maja 2021 roku Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („Prezes URE”) (oddzielnych dla każdej Spółki) o przyznaniu prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskich farmach wiatrowych, odpowiednio w MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, o mocy 720 MW każda, decyzja Komisji Europejskiej o zgodności z rynkiem wewnętrznym została wydana 2 sierpnia 2024, zaś Prezes URE w dniu 6 listopada 2024 wydał na rzecz MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III decyzje ustalające cenę będącą podstawą do pokrycia ujemnego salda na poziomie 319,60 zł/MWh w 25-letnim okresie wsparcia. Cena ustalona w decyzjach podlega, począwszy od roku 2022, corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego. Zgodnie z uzasadnieniem decyzji organ w toku postępowań ustalił, że rozpoczęcie prac w ramach projektów MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III nastąpiło przed wydaniem przez Prezesa URE decyzji, co powoduje, że cena stanowiąca podstawę do wypłaty ujemnego salda nie będzie podlegała aktualizacji w trybie tzw. procedury „claw-back”.

W pierwszym kwartale 2025 roku uzyskano kluczowe decyzje oraz zgody będące podstawą do rozpoczęcia robót budowlanych w zakresie wykonania przewiertów HDD (horyzontalne przewierły kierunkowe) przez strefę brzegową (landfall). W dniu 3 lutego 2025 r. pozyskano decyzję Dyrektora Urzędu Morskiego udzielającą pozwolenia na czasowe zajęcie morskich wód wewnętrznych i wód morza terytorialnego.

W pierwszym kwartale 2025 roku Spółki projektowe podjęły decyzję, że zespół permittingowy Polenergii będzie przygotowywał i realizował plany pozwoleń do rozpoczęcia budowy dla poszczególnych umów wykonawczych. Plan pozwoleń został uzgodniony i na jego podstawie zespół permittingowy

sukcesywnie pozyskuje niezbędne uzgodnienia i decyzje umożliwiające prowadzenie prac budowlanych.

Zrealizowano szczegółowe badania geotechniczne niezbędne do projektowania fundamentów turbin wiatrowych i morskiej stacji elektroenergetycznej oraz do projektowania zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy prowadzone przez MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o. Rozpoczęto analizę wyników badań oraz szczegółowe geotechniczne badania laboratoryjne próbek rdzeniowych.

W sierpniu 2024 rozpoczęły się fizyczne prace przygotowawcze w zakresie stacji transformatorowej ONS Bałtyk II oraz ONS Bałtyk III. Na terenie stacji ONS Bałtyk II i ONS Bałtyk III wykonywane są m.in. prace drogowe i fundamentowe. Na stacji ONS Bałtyk II rozpoczęły się prace instalacyjne konstrukcji stalowych. Wykonano prace przygotowawcze w obrębie "Landfall" (wyjścia przewiertów HDD na ląd). Przystąpiono do wykonywania pierwszego przewiertu. Prace również trwają na trasie linii kablowych 220 kV oraz 400 kV dla Bałtyk II i Bałtyk III.

W ramach realizacji Projektów prowadzone są ciągle aktywne działania w obszarze zarządzania interesariuszami w tym wspieranie tzw. „local content”. Projekty podejmują szereg inicjatyw m.in. w zakresie informacji, komunikacji, edukacji i rozwoju łańcucha dostaw. Przykładami takich działań są cykliczne spotkania informacyjne z lokalnymi społecznościami czy organizacja tzw. Dni Dostawców („Supplier Days”).

W dniu 19 maja 2025 r. wspólnicy spółek MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o., tj. Polenergia S.A. („Polenergia S.A.” lub „Spółka”) oraz Equinor Wind Power AS, podjęli uchwały zgromadzenia wspólników spółek projektowych w sprawie podjęcia ostatecznych decyzji inwestycyjnych (Final Investment Decisions – FID) rozpoczynających fazę budowy morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III oraz zatwierdzenia budżetów i planów rozwoju powyższych projektów na fazę budowy ("Biznesplan").

Zgodnie z zatwierdzonym Biznesplanem zakończenie realizacji i oddanie projektów do użytkowania planowane jest na pierwsze półrocze 2028 r. dla MFW Bałtyk II oraz na drugie półrocze 2028 r. dla MFW Bałtyk III. Pierwsza generacja energii z obu projektów planowana jest w 2027 roku.

Przewidywany w Biznesplanie łączny poziom nakładów inwestycyjnych oraz wydatków operacyjnych fazy budowy (z wyłączeniem kosztów finansowania w trakcie budowy) wyniesie ok. 3,2 mld EUR dla MFW Bałtyk II oraz ok. 3,2 mld EUR dla MFW Bałtyk III, przy czym wspólnicy odpowiadają za zapewnienie finansowania w równych częściach.

Projekt realizowany będzie w formule finansowania projektowego (project finance) udzielonego przez konsorcjum polskich i zagranicznych instytucji finansowych. Spłata finansowania project finance oparta będzie na przyszłych przepływach pieniężnych generowanych przez projekty MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III.

Na datę podjęcia uchwał Zarząd Polenergii S.A. przewiduje, że wkład własny Polenergii S.A. do projektów zostanie sfinansowany ze środków pochodzących z Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności w ramach pożyczki udzielonej Spółce przez Bank Gospodarstwa Krajowego, zielonych obligacji wyemitowanych przez Spółkę, środków własnych Spółki oraz rozliczeń dotyczących energii wytworzonej i wprowadzonej do sieci w okresie rozruchu technologicznego (przed okresem kredytowania inwestycji) przed osiągnięciem fazy operacyjnej.

W dniu 20 maja 2025 r. spółki MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. zakończyły proces zawierania umów kredytów w celu sfinansowania budowy morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III ("Umowy Kredytów").

Umowy Kredytów zostały podpisane z konsorcjum ok. trzydziestu polskich i zagranicznych instytucji finansowych.

Na podstawie Umów Kredytów spółki projektowe uzyskały finansowanie w formule finansowania projektowego (project finance w modelu bez regresu) na finansowanie poniesionych nakładów w wysokości ok. 2,9 mld EUR dla MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz ok. 2,9 mld EUR dla MFW Bałtyk III sp. z o.o. Okres finansowania obejmuje okres budowy oraz kolejne 22 lata.

Dodatkowo, w przypadku przekroczenia kosztów projektu lub niższych od zakładanych przepływów pieniężnych w okresie rozruchu projektów Polenergia S.A. może być zobowiązana do wniesienia dodatkowego wkładu kapitałowego w wysokości nieprzekraczającej 280 mln EUR. W tym zakresie zobowiązanie Spółki będzie zabezpieczone gwarancjami bankowymi wystawionymi na zlecenie Polenergii S.A. oraz gwarancją korporacyjną Spółki.

Ponadto, zgodnie z Umowami Kredytów, spółki projektowe będą miały możliwość wykorzystania dodatkowych oraz rezerwowych linii kredytowych w łącznej wysokości ok. 230 mln EUR w przypadku MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz ok. 240 mln EUR w przypadku MFW Bałtyk III sp. z o.o.

Oprocentowanie finansowania project finance kalkulowane będzie na bazie zmiennych stóp procentowych opartych na EURIBOR lub WIBOR, powiększonych o odpowiednie marże.

Warunki Umów Kredytów przewidują ustanowienie określonych zabezpieczeń przez spółki projektowe. Warunki te przewidują ponadto, że Polenergia S.A. będzie stroną niektórych umów oraz czynności podjętych w związku z finansowaniem project finance i ustanowionymi zabezpieczeniami, między innymi umowy międzywierzycielskiej (intercreditor agreement), umowy wsparcia (shareholder support agreement) oraz związanej z nią ww. umowy dot. Rachunków Depozytowych i gwarancji korporacyjnych (parent company guarantees) oraz umowy określającej niektóre parametry finansowania (gaps agreement), a także umowy przelewu praw z pożyczek wspólniczych (shareholder security assignment agreement), jak również umowy zastawu na udziałach Polenergii S.A. w kapitale zakładowym spółek projektowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III oraz na Rachunkach Depozytowych. W związku z zastawem na udziałach Spółka złoży standardowe oświadczenia o poddaniu się egzekucji.

Zarząd Polenergii S.A. informuje również, że finansowanie project finance nie jest zabezpieczone na żadnym składniku majątku Spółki ani Grupy Polenergia za wyjątkiem zastawów na udziałach Polenergii S.A. w kapitale zakładowym spółek projektowych, Rachunkach Depozytowych oraz przelewu pożyczek wspólniczych.

W dniu 22 maja 2025 r. spółki MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. spełniły określone w Umowach Kredytów warunki zawieszające. Polenergia S.A. odpowiada za wniesienie wkładu w wysokości ok. 124 mln EUR, który został wpłacony na dedykowane rachunki bankowe Spółki w pełnej wysokości („Rachunki Depozytowe”). Zwalnianie środków z Rachunków Depozytowych w celu sfinansowania przez Polenergię S.A. wkładu własnego będzie rozłożone w czasie do 2028 r.

Jednocześnie po spełnieniu warunków zawieszających warunkowe transakcje zabezpieczające zawarte w formule Deal Contingent Hedge zostały poddane nowacji na docelowe transakcje zabezpieczające ryzyko zmian stóp procentowych. Zgodnie z Umowami Kredytów, spółki MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. dokonały transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko zmiany stopy procentowej. Łącznie transakcje zabezpieczają ok. 90% planowanej ekspozycji Spółek Projektowych na ryzyko zmienności stopy procentowej opartej na EURIBOR, natomiast zawarte transakcje typu forward walutowy pokrywają blisko 100% ryzyka walutowego związanego z wydatkami inwestycyjnymi.

Splata finansowania project finance oparta będzie na przyszłych przepływach pieniężnych generowanych przez projekty MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III.

Kluczowe kontrakty związane z realizacją projektów MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III zostały zabezpieczone.

Istotne umowy podpisane do końca drugiego kwartału 2025 roku:

- Główne umowy projektowe z firmą Siemens Gamesa Renewable Energy na produkcję, dostawę oraz na serwis 100 turbin wiatrowych (obie umowy w lutym 2024 r.);
- ESON (projekt systemu elektrycznego i dostawa lądowej stacji transformatorowej) (grudzień 2022 r.);
- Morskie kable eksportowe EPCI (październik 2024 r.);
- Kable między turbinowe EPCI (październik 2024 r.);
- Projektowanie fundamentów (marzec 2024 r.);
- Transport i instalacja fundamentów i OSS (lipiec 2024 r.);
- Instalacja turbin wiatrowych; Umowa czarterowa (wrzesień 2024 r.);
- Dostawa morskiej stacji transformatorowej EPC (sierpień 2024 r.);
- Elementy przejściowe – EPC (sierpień 2024 r.);
- Kabel eksportowy lądowy – EPC (wrzesień 2024 r.);
- Kabel eksportowy lądowy – roboty budowlane (sierpień 2024 r.);
- Wyjście na ląd HDD (wrzesień 2024 r.);
- Czarter statków do transportu załogi CTV (listopad 2024 r.)
- Narzuty kamienne zabezpieczające fundamenty turbin wiatrowych i morskich stacji transformatorowych (luty 2025 r.)

Do momentu publikacji raportu Spółka zawarła poniższe istotne aneksy wprowadzające zmiany do istotnych umów:

- Dwa aneksy do umów na transport i instalację fundamentów turbin i morskich stacji transformatorowych z 2 lipca 2024 r. zawartych z Heerema Marine Contractors Nederland SE . Aneksy wdrażają planową rekalkulację wynagrodzenia wykonawcy w związku z ustaleniem ostatecznego scenariusza bazowego prac realizowanych przez wykonawcę.
W wyniku przeprowadzonej rekalkulacji łączne wynagrodzenie wykonawcy na podstawie obu umów jest obecnie szacowane na ok. 457 mln EUR co stanowi wzrost o ok. 67 mln EUR względem prognoz przyjętych na etapie kontraktowania wykonawcy. Powyższa rewaluacja umów, w tym przewidywany wzrost całkowitej wartości umów, zostały uwzględnione w nakładach inwestycyjnych CAPEX na etapie opracowania budżetów i planów rozwoju projektów na fazę budowy, o których zatwierdzeniu Spółka informowała w raporcie giełdowym nr 29/2025. Ostateczne wynagrodzenie wykonawcy będzie uzależnione m.in. od aktualnych cen paliw oraz wahań kursowych.
- Aneksy do umów na dostawę i instalację morskich kabli eksportowych z 5 października 2023 r. zawarte z Jan De Nul Luxembourg SA Hellenic Cables S.A. Consortium Bałtyk 2 spółka jawna oraz Jan De Nul Luxembourg SA Hellenic Cables S.A. Consortium Bałtyk 3 spółka jawna.
W ramach zawartych aneksów zakres prac wykonawców zostanie rozszerzony o usunięcie głazów na trasie morskich kabli eksportowych. Prace zostaną zrealizowane przez podwykonawcę – spółkę Helix Robotics Solutions Ltd. Łączny koszt aneksów szacowany jest na ok. 29 mln EUR dla obu projektów. Wskazane kwoty obejmują m.in. zapewnienie statków, usuwanie głazów zidentyfikowanych podczas ostatniego etapu badań geologicznych, nadzór oraz zarządzanie pracami przez wykonawców. Ostateczne wynagrodzenie wykonawców będzie uzależnione m.in. od czasu pracy statków oraz aktualnych cen paliw. Powyższy wzrost całkowitej wartości umów, został uwzględniony w nakładach inwestycyjnych CAPEX na etapie opracowania budżetów i planów rozwoju projektów na fazę budowy, o których zatwierdzeniu Spółka informowała w raporcie giełdowym nr 29/2025.

MFW Bałtyk I

Grupa posiada 50% udziałów w spółce MFW Bałtyk I Sp. z o.o., która posiada 100% akcji w spółce MFW Bałtyk I S.A., przygotowującej do budowy morską farmę wiatrową zlokalizowaną na Morzu Bałtyckim, o mocy do 1 560 MW. Jest to projekt II fazy systemu wsparcia z aukcją ogłoszoną na 17 grudnia 2025 r.

Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach dla MFW Bałtyk I została wydana 3 grudnia 2024 roku. Wniosek o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla infrastruktury przyłączeniowej morskiej farmy wiatrowej MFW Bałtyk I jest procedowany przez RDOŚ.

Aktualnie trwa proces pozyskiwania niezbędnych pozwoleń jak również prowadzone są prace nad kolejnym etapem badań geotechnicznych. Nieruchomości prywatne wzdłuż trasy kabla eksportowego dla MFW Bałtyk I są zabezpieczane umowami ustanowienia służebności przesyłu. Na dzień 30 czerwca 2025 roku zabezpieczono 93% nieruchomości na landfill.

W II kwartale 2025 r., w ramach przygotowań, przeprowadzono kompleksową analizę wykonalności komercyjnej i technicznej projektu MFW Bałtyk 1.

9 czerwca 2025 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki opublikował ogłoszenie o aukcji dotyczące wsparcia dla morskich farm wiatrowych. Aukcja ma na celu przyznanie prawa do pokrycia tzw. ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskich farmach wiatrowych. Sesja aukcji zostanie przeprowadzona 17 grudnia 2025 r. MFW Bałtyk I rozpoczęła przygotowania do udziału w aukcji.

Gaz i czyste paliwa

W związku z istotną skalą planowanych nakładów inwestycyjnych na realizację celów strategicznych określonych w strategii biznesowej, Zarząd dokonał przeglądu opcji strategicznych w obszarze projektów wodorowych i podjął decyzję o stopniowym wycofywaniu się z dalszego rozwoju tej gałęzi działalności Grupy.

W II kwartale 2025, w ramach programu wodorowego rozwijane były dwa projekty: H2Silesia oraz H2HUB Nowa Sarzyna.

Projekt H2Silesia rozwijany jest przez spółkę celową Polenergia H2Silesia sp z o. o. i zakłada budowę wielkoskalowej instalacji produkcji odnawialnego wodoru o mocy 105 MW na potrzeby przemysłu ciężkiego i transportu zeroemisyjnego. Planowana instalacja będzie w stanie wyprodukować ok. 13 000 ton wodoru rocznie. Obok trwających prac projektowych, trwały prace nad uzupełnieniami do złożonego wniosku o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji wraz z raportem oceny oddziaływania na środowisko.

W lutym 2024 roku Komisja Europejska wydała decyzję notyfikacyjną dotyczącą pomocy publicznej dla projektu H2Silesia realizowanego w ramach IPCEI Hydrogen Hy2Infra. Decyzja notyfikacyjna zatwierdza maksymalny pułap pomocy publicznej dla projektu H2Silesia, jednak nie oznacza jeszcze przyznania spółce Polenergia H2Silesia sp. z o.o. dofinansowania na jego realizację., lecz stanowi wyraz akceptacji ewentualnej pomocy publicznej kraju członkowskiego przez Komisję Europejską i potwierdzenia, że takie wsparcie będzie proporcjonalne i niezbędne w rozumieniu unijnych regulacji. Decyzja o przyznaniu dofinansowania oraz określenie ostatecznej wysokości dofinansowania zapadła na poziomie krajowym. W dniu 13 czerwca 2025 roku otrzymano informację o rekomendowaniu przez Bank Gospodarstwa Krajowego do objęcia bezzwrotnym wsparciem projektu H2Silesia. Rekomendacja BGK oznacza rozstrzygnięcie naboru, w wyniku którego spółka Polenergia H2Silesia sp. z o.o. uprawniona jest do zawarcia umowy o dofinansowanie na jego realizację w wysokości 618 319 831,97 PLN. Łączna wartość kosztów kwalifikowanych w projekcie wynosi 218,36 mln euro, a maksymalna wysokość pomocy publicznej, zatwierdzona przez Komisję Europejską może wynieść 142,77 mln euro,

co odpowiada wysokości tzw. luki finansowej w projekcie. Kosztami kwalifikowanymi w projekcie są dostawa i montaż elektrolizerów, układu chłodzenia, podstacji elektrycznej, stacji uzdatniania wody, układu odtleniania i osuszania, sprężarek, magazynu wodoru oraz stacji jego dystrybucji wraz z przynależnymi instalacjami pomocniczymi, budynkami i układem drogowym oraz pracami przygotowawczymi, projektowaniem i rozruchem. Grupa przewiduje, że koszty projektu ponad wartość dofinansowania ze środków publicznych zostaną pokryte ze środków i źródeł, takich jak m.in. kapitał własny i kredyt inwestycyjny. Ostateczna realizacja projektu jest uzależniona od zewnętrznych kryteriów, takich jak zawarcie kontraktów zabezpieczających warunki dostaw wodoru, spełnienie odpowiednich kryteriów ekonomicznych oraz dostępności finansowania dla Projektu, uzyskanie wymaganych zgód korporacyjnych, jak również od wyników procesu przeglądu opcji strategicznych w tym zakresie, o którym Spółka informowała nr 4/2024 z dnia 8 lutego 2024 roku.

Projekt H2HUB Nowa Sarzyna zakłada budowę pilotażowej instalacji produkcji odnawialnego wodoru o mocy nominalnej elektrolizera ok. 5 MW co pozwoli na maksymalną produkcję ok. 500 ton zielonego wodoru rocznie. Instalacja będzie zlokalizowana w Nowej Sarzynie na terenie Elektrociepłowni Nowa Sarzyna.

W dniu 7 czerwca 2023 roku spółka zależna Polenergia H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o.o., rozwijająca projekt H2HUB Nowa Sarzyna, zawarła z Hystar AS z siedzibą w Høvik, Norwegia umowę dostawy oraz uruchomienia elektrolizera o mocy 5 MW (realizacja tej umowy, pod warunkiem uzyskania ostatecznej decyzji inwestycyjnej, planowana jest na I kwartał 2026 roku) oraz długoterminową (10-letnią) umowę serwisową elektrolizera. Również 7 czerwca 2023 roku została zawarta umowa z International Finance Corporation („IFC”), należąca do Grupy Banku Światowego, o współpracy celem współfinansowania kosztów rozwoju projektu H2HUB Nowa Sarzyna, który obejmuje wytwórnię wodoru, wraz z dwoma stacjami tankowania oraz infrastrukturą towarzyszącą.

Spółka zawarła z NFOŚiGW umowę o dofinansowanie projektu, którego celem jest budowa dwóch stacji tankowania wodoru wraz z infrastrukturą towarzyszącą, w dwóch lokalizacjach: na terenie graniczącym z Elektrociepłownią Nowa Sarzyna oraz w Rzeszowie. Łączna kwota przyznanego dofinansowania w formie dotacji wyniesie do 20 mln zł. Zgodnie z umową, stacje tankowania wodoru wraz z infrastrukturą towarzyszącą powinny zostać oddane do użytkowania w drugiej połowie 2026 roku, przy czym umowa o dofinansowanie przewiduje możliwość wprowadzania zmian do harmonogramu. Dla instalacji w Nowej Sarzynie otrzymano Pozwolenie na Budowę. Otrzymano ponadto Decyzję o Warunkach Zabudowy dla stacji tankowania w Rzeszowie. Jednocześnie w pierwszym kwartale 2025 r. pozyskano Pozwolenie na Budowę na instalację fotowoltaiczną do 8 MW, która będzie zasilala elektrolizer w Nowej Sarzynie.

W odniesieniu do Polenergia H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o.o. podjęto decyzje o dokonaniu odpisu aktualizującego wartość niefinansowych aktywów trwałych w kwocie 21 mln zł. Decyzja ta wynika ona z aktualnej oceny dynamiki rozwoju rynku zielonego wodoru i profilu ryzyka inwestycyjnego projektu.

W ramach Grupy, realizowany był także projekt o nazwie eFuels. Celem projektu było wykorzystanie odnawialnego wodoru do produkcji metanolu i odnawialnego paliwa lotniczego. Paliwo powstałe w rezultacie projektu pozwoliłoby na obniżenie emisji gazów cieplarnianych w transporcie lotniczym, bez potrzeby budowy nowej infrastruktury, baz paliwowych oraz opracowywania nowych konstrukcji samolotów. W ramach konkursu Narodowego Centrum Badań i Rozwoju pt. „Nowe technologie w zakresie energii I” Spółka znalazła się wśród 6 zespołów, którym zostało przyznane dofinansowanie na realizację innowacyjnych projektów energetycznych. Dnia 7 kwietnia 2025 roku Polenergia S.A. jako lider konsorcjum, złożyła wniosek o zaprzestanie realizacji projektu. Obecne perspektywy realizacji projektu nie dają szans na ukończenie zadań przypisanych do drugiej fazy we wskazanym w umowie z NCBiR terminie. W chwili publikacji raportu przeprowadzony jest ze strony NCBiR audyt zamknięcia projektu, na którego podstawie wydana zostanie decyzja w sprawie rozliczenia wcześniej otrzymanych przez prowadzące projekt konsorcjum dotacji.

Obrót i sprzedaż

Grupa na bieżąco modyfikuje realizację strategii w segmencie obrotu i sprzedaży dostosowując ją do zmiennych warunków rynkowych i rosnących kosztów zabezpieczania potrzeb energetycznych odbiorców końcowych oraz profilowania i bilansowania źródeł OZE. Ofertowanie do odbiorców końcowych realizowane jest ze szczególnym uwzględnieniem ryzyk i potencjalnych kosztów które mogą wpłynąć na przyszłe wykonane marże. Grupa prowadzi nadążną rekalkulację ryzyk i kosztów finansowych związanych z zabezpieczaniem pozycji odbiorców i wytwórców na rynku terminowym. Regulacje mrozące ceny energii dla klienta końcowego zahamowały w znacznej mierze możliwości dynamicznego rozwoju sprzedaży, dodatkowo wysoka zmienność cen, kosztów profilu oraz kosztów bilansowania ograniczyły możliwości działań związanych z agregacją zewnętrznych OZE. Znaczące zmiany regulacyjne jakie wprowadzano w ostatnich latach spowodowały, że klienci bardziej nakierunkowują się na zakupy w krótkich lub bardzo długich terminach, w związku z czym Spółka oprócz tradycyjnego modelu sprzedaży intensywnie rozwija też model sprzedaży w kontraktach długoterminowych cPPA bazujących na istniejących i nowobudowanych aktywach wytwórczych Grupy.

Z pozytywnymi rezultatami rozwijana jest działalność na rynku krótkoterminowym i ultrakrótkoterminowym (Rynek Dnia Bieżącego) w zakresie realizacji transakcji w dniu dostawy, na godziny przed fizyczną dostawą energii i z wykorzystaniem dostępnych danych o zmieniających się fundamentach rynkowych. Spółka wykonuje też krótkoterminową optymalizację pracy źródeł OZE w okresach ujemnych cen na rynku. Sukcesywnie realizowana jest również działalność handlowa na rachunek własny na rynkach hurtowych (prop trading), a realizowane strategie prop-tradingowe z pozytywnym efektem wykorzystują zmienność rynkową, przy zachowaniu restrykcyjnych miar pozwalających ograniczać ekspozycję na ryzyko.

Spółka Polenergia Sprzedaż kontynuuje i rozwija sprzedaż energii elektrycznej. Jednym z głównych produktów jest sprzedaż energii wytworzonej w kontrolowanych przez Grupę źródłach odnawialnych. Odbiorcami są klienci biznesowi oraz indywidualni (B2B oraz Prosumenci B2C). Zielona energia produkowana w aktywach wytwórczych Grupy sprzedawana jest w dwóch modelach: jako produkt w standardzie Energia 2051 oraz produkt bez tego standardu (nadal zachowując gwarancję 100% energii wyprodukowanej w OZE). W ramach współpracy wewnątrzgrupowej kontynuowana jest sprzedaż produktów łącząca instalację paneli fotowoltaicznych, pomp ciepła, magazynów energii oraz zielonej energii oferowanych przez Polenergia Fotowoltaika. Prosumenci mogli skorzystać z unikalnej na rynku oferty, łączącej zieloną energię w standardzie Energia 2051 z gwarancją ceny na wiele lat. W 2023 roku Spółka wprowadziła do swojej oferty produkty SMART cPPA oraz SLIM cPPA z gwarancją ceny do końca 2028 lub 2030 roku skierowane do klientów z segmentu B2B. Spółka aktywnie rozwija sieć partnerów sprzedażowych oraz prowadzi rozmowy z instytucjami i bankami na temat projektów sprzedaży w modelu cross-sale. W celu zapewnienia odpowiedniej obsługi klienta oraz zwiększenia zasięgu pozyskiwania nowych klientów kontynuowany był projekt wdrożenia nowego systemu Bilingowego połączonego z CRM jako głównego narzędzia do zarządzania rozproszonymi sieciami sprzedaży. System został wdrożony w zakresie klientów B2B, a obecnie trwają prace rozwojowe. W związku ze zmianą modelu wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku tzn. pomiędzy spółkami obrotu i operatorami systemów dystrybucyjnych spółka będzie musiała dostosować swoje systemy IT do Centralnego Systemu Informacji o Rynku Energii (CSIRE). Spółka prowadziła szereg działań marketingowych skierowanych na budowę wizerunku oraz pozyskiwanie leadów sprzedażowych wzmacniając tym samym swoją pozycję na rynku. W marcu 2025 została uruchomiana współpraca z Allegro w ramach projektu programu dostaw zielonej energii na platformie e-commerce. W 2025 roku spółka podjęła decyzję o koncentracji na segmencie B2B i wygaszaniu działalności w segmencie B2C ze względu na niepewność regulacyjną sprzedaży do konsumentów. W dniu 31 lipca 2025 r. został opublikowany plan połączenia spółki Polenergia Obrót S.A. ze spółką Polenergia Sprzedaż sp. z o.o.

Kluczowym celem połączenia jest uproszczenie struktury i zwiększenie efektywności w zawieraniu długoterminowych kontraktów PPA, zgodnie z przyjętą w marcu 2025 roku strategią na lata 2025 - 2030. Decyzja oznacza pełną integrację kompetencji sprzedaży i obrotu energią w jednym podmiocie, uproszczenie procesów zarządczych oraz większą przejrzystość finansową Grupy w kontekście m.in. raportowania danych finansowych. Do momentu formalnego połączenia obie spółki będą nadal obsługiwać klientów na dotychczasowych zasadach, gwarantując ciągłość kontraktów i pełne wsparcie. Po połączeniu umowy będą ważne i obsługiwane przez połączony podmiot. Klienci obu spółek będą na bieżąco informowani o przebiegu procesu połączenia.

Spółka Polenergia Fotowoltaika S.A. w ramach prowadzonej działalności operacyjnej w pierwszym półroczu 2025 roku zainstalowała 6,8 MWp paneli fotowoltaicznych oraz 983 magazynów energii. Spółka prowadzi działania w celu rozwinięcia sprzedaży usług w segmencie korporacyjnym (instalacje o mocy pow. 50 kWp) oraz w segmencie przeglądów i serwisów.

Dystrybucja i eMobility

W segmencie dystrybucji w dniu 28 listopada 2024 r. spółka Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. uzyskała decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzającą Taryfę na dystrybucję i sprzedaż energii elektrycznej. Nowa Taryfa weszła w życie w dniu 13 grudnia 2024 r., z WRA (Wartość Regulacyjna Aktywów) na poziomie 160,2 mln zł. W dniu 17 lutego 2025 Spółka uzyskała decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki korygującą Taryfę w zakresie kosztów przeniesionych.

Trwa realizacja zobowiązań w ramach zatwierdzonego III planu inwestycyjnego na lata 2019-2022 o łącznej wartości 51 mln zł. Spółka w ramach III portfela inwestycyjnego podpisała 45 umów. Do końca pierwszego kwartału 2025 roku zrealizowano umowy o przyłączenie oraz zgłoszono gotowość do przyłączenia dla 77 inwestycji/etapów inwestycji oraz uzyskano rozszerzenie koncesji dla 31 projektów, oczekiwane jest uzyskanie koncesji w odniesieniu do kolejnych 11.

Ponadto Polenergia Dystrybucja jest również w trakcie realizacji IV planu inwestycyjnego na lata 2021-2026 o łącznej wartości 105 mln zł. Do końca drugiego kwartału 2025 roku spółka podpisała 97 umów o przyłączenie o łącznej szacowanej wartości nakładów inwestycyjnych na poziomie 105 mln zł, co stanowi 100% IV portfela inwestycyjnego. W ramach IV planu inwestycyjnego spółka zakończyła realizację 113 inwestycji/etapów inwestycji dla których zgłosiła gotowość przyłączenia, uzyskano rozszerzenie koncesji dla łącznie 38 projektów, oczekiwane jest uzyskanie koncesji w odniesieniu do kolejnych 17.

W związku z istotną skalą planowanych nakładów inwestycyjnych na realizację celów strategicznych określonych w strategii biznesowej, Zarząd dokonał przeglądu opcji strategicznych w obszarze elektromobilności i podjął decyzję o stopniowym wycofywaniu się z dalszego rozwoju tej gałęzi działalności Grupy. Do końca 2025 roku zaplanowane są realizacje pojedynczych stacji ładowania realizowane w ramach wcześniejszych zobowiązań.

Na dzień opublikowania raportu uruchomionych zostało 95 stacji ładowania (146 punktów ładowania), w tym przekazano do eksploatacji ostatnie dwie stacje zlokalizowane na MOPach Łądek-Skarboszewo, co oznacza, że strategiczny projekt budowy kompletnej infrastruktury ładowania wzdłuż koncesyjnego odcinka autostrady A2 na terenie ośmiu Miejsc Obsługi Podróżnych (MOP) został z sukcesem sfinalizowany.

Ponadto, spółka Polenergia eMobility posiada obecnie portfel umów dotyczących prawa do terenu pozwalających na budowę kolejnych 231 stacji ładowania.

Pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy

W dniach 5-14 lutego 2025 roku Polenergia S.A. zawarła z instytucjami finansowymi transakcje

terminowe swap na stopę procentową (*IRS*) w celu ograniczenia ryzyka zmienności stopy procentowej opartej na WIBOR związanego z pożyczką do kwoty 750 mln zł zawartą z Bankiem Gospodarstwa Krajowego w ramach Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności. Łącznie transakcje zabezpieczają ok. 75% ekspozycji Polenergii S.A. na ryzyko zmienności stopy procentowej opartej na WIBOR w związku z pożyczką.

Dnia 18 lutego 2025 r. została zawarta z Bank Polska Kasa Opieki S.A. i BNP Paribas Bank Polska S.A. umowa kredytu odnawialnego do kwoty 300 mln zł, na okres do 5 czerwca 2026 r.; oraz złożone zostało oświadczenie o anulowaniu i przedpłacie kredytu udzielonego na podstawie umowy kredytu odnawialnego do kwoty 300 mln zł z 5 czerwca 2023 r. zawartej z Santander Bank Polska S.A. i Bank Polska Kasa Opieki S.A. Oprocentowanie kredytu kalkulowane będzie na bazie zmiennej stopy procentowej opartej na odpowiedniej stopie WIBOR powiększonej o marżę. Marża kredytu może ulec korekcie w zależności od średniego poziomu wykorzystania kredytu w poprzednim okresie odsetkowym, zgodnie z tabelą określoną w umowie.

W dniu 5 maja 2025 roku Polenergia S.A. zawarła aneks do umowy kredytu odnawialnego, na mocy którego kredyt ten, wynoszący pierwotnie do 300 mln zł, zostanie powiększony o dodatkową transzę w wysokości 200 mln zł, która zostanie udostępniona Polenergii S.A. przez Bank Polska Kasa Opieki S.A. Okres obowiązywania dodatkowej transzy wynosi 6 miesięcy od daty zawarcia aneksu do umowy kredytu odnawialnego. Dodatkowa transza może być wykorzystana po całkowitym wykorzystaniu pierwszej transzy (300 mln zł). Dodatkowa transza została udzielona przy jednoczesnym zobowiązaniu kredytobiorcy do jej spłaty, w całości lub części, ze środków pozyskanych z refinansowania określonych projektów prowadzonych przez spółki zależne Polenergii S.A. Cel udzielenia dodatkowej transzy pozostaje analogiczny jak w przypadku pierwotnej umowy kredytu odnawialnego.

Dnia 18 lutego 2025 r. została zawarta z Bank Polska Kasa Opieki S.A. i BNP Paribas Bank Polska S.A. umowa o linię gwarancyjną z limitem do kwoty 125 mln EUR. Umowa o linię gwarancyjną przewiduje, że udzielane na jej podstawie gwarancje mogą zabezpieczać zobowiązania Polenergii S.A. do wnoszenia środków do projektów morskich farm wiatrowych Bałtyk II oraz Bałtyk III. Gwarancje bankowe będą mogły zostać wystawione na okres do 31 marca 2029 r., a następnie, na warunkach określonych w umowie, ich okres ważności będzie mógł zostać przedłużony do 31 marca 2030 r. Okres dostępności limitu udostępnionego na podstawie umowy wygasa 31 sierpnia 2025 r.

W dniu 5 maja 2025 roku zawarto aneks do umowy o linię gwarancyjną z dnia 18 lutego 2025 roku, na mocy którego maksymalna łączna kwota udostępnionej Polenergii S.A. linii gwarancyjnej zostanie zwiększona o 33 mln EUR, tj. do kwoty 158 mln EUR oraz do umowy o linię gwarancyjną przystąpi bank Société Générale S.A. Bank ten, podobnie jak dotychczasowe banki udzielające, zobowiązany będzie do dostarczenia gwarancji do spółek MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. w celu zabezpieczenia płatności wkładu finansowego Polenergii S.A. do spółek projektowych związanych z realizacją projektów morskich farm wiatrowych Bałtyk II oraz Bałtyk III na analogicznych zasadach jak dotychczasowe banki udzielające.

Dnia 26 lutego 2025 r. Polenergia S.A. otrzymała od Mansa Investments sp. z o.o., Kulczyk Holding S.à r. oraz Dominiki Kulczyk zawiadomienie złożone na podstawie art. 69a ust. 3 w zw. z art. 69 ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych w sprawie ustanowienia zastawu na akcjach Polenergii S.A. posiadanych przez Mansa.

W dniu 27 lutego 2025 r. Spółka zawarła z głównym akcjonariuszami, tj. BIF IV Europe Holdings Limited i Mansa Investments sp. z o.o. (łącznie: „Akcjonariusze”) umowę trójstronną („Umowa Trójstronna”). Postanowienia tej umowy przewidują m.in. uprawnienie (ale nie obowiązek) Akcjonariuszy do dokapitalizowania Spółki w przypadku, gdyby nie miała ona możliwości pokrycia z własnych środków, w tym pochodzących z finansowania zewnętrznego, Wkładu Finansowego wymaganego do wniesienia

do spółek projektowych – MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. w związku z realizacją przez te spółki projektów morskich farm wiatrowych („Projekty Bałtyk”). Dodatkowo, w przypadku, gdyby powyższy scenariusz dokapitalizowania nie doprowadził do wyposażenia Spółki w środki wystarczające do pokrycia Wkładu Finansowego Spółki niezbędnego do realizacji Projektów Bałtyk, Spółka może zawiadomić Akcjonariuszy o konieczności dostarczenia dodatkowego finansowania. W takim przypadku każdemu Akcjonariuszowi z osobna przysługuje uprawnienie (ale nie obowiązek) udzielenia Spółce pożyczek z opcją konwersji, po spełnieniu określonych warunków, na akcje Spółki. Zgodnie z Umową Trójstronną regres danego Akcjonariusza związany z wykorzystaniem jakiejkolwiek gwarancji wystawionej na podstawie umów zawartych na zlecenie Akcjonariuszy zapewniających udostępnienie Spółce linii gwarancyjnych dla celów zabezpieczenia płatności Wkładu Finansowego zostanie skonwertowany na pożyczki w wysokości równej regresowi należnej każdemu z Akcjonariuszy. Pożyczki te także mogą podlegać konwersji na akcje w kapitale zakładowym Spółki. W konsekwencji postanowienia Umowy Trójstronnej mogą, ale nie muszą, zmienić proporcje posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy Spółki, w tym Akcjonariuszy.

Zarząd Polenergia S.A. zawarł w dniu 5 maja 2025 r. aneks do umowy trójstronnej z dnia 27 lutego 2025 r. z głównymi akcjonariuszami, tj. BIF IV Europe Holdings Limited i Mansa Investments sp. z o.o. regulującej określone aspekty finansowania projektów morskich farm wiatrowych realizowanych przez spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o. Celem aneksu jest odzwierciedlenie w Umowie Trójstronnej zmian wprowadzanych do umowy o linię gwarancyjną. Aneks przewiduje zmianę do Umowy Trójstronnej polegającą przede wszystkim na tym, że na podstawie zmienianej umowy o linię gwarancyjną opisaną w ramach scenariusza pierwszego w raporcie giełdowym nr 8/2025 z dnia 27 lutego 2025 r., maksymalna łączna kwota udostępnionej linii gwarancyjnej zostaje podwyższona o 33 mln EUR, tj. do kwoty 158 mln EUR, i do umowy o linię gwarancyjną przystępuje dodatkowy bank udzielający, który, podobnie jak pozostałe banki udzielające, będzie zobowiązany do dostarczenia gwarancji do spółek projektowych w celu zabezpieczenia płatności wkładu finansowego Polenergii S.A. do spółek projektowych, na analogicznych zasadach jak pozostałe banki udzielające. Analogicznie jak na podstawie pierwotnej Umowy Trójstronnej, w związku ze zmienioną umową o linię gwarancyjną, Akcjonariusze zobowiązali się do udzielenia przystępującemu bankowi udzielającemu gwarancji Back-to-Back do 6 maja 2025 r., pod rygorem określonych w Umowie Trójstronnej świadczeń gwarancyjnych. Z tytułu udzielenia Gwarancji Back-to-Back Akcjonariuszom będzie przysługiwało wynagrodzenie wynikające z analizy cen transferowych. W pozostałym zakresie Umowa Trójstronna pozostaje zasadniczo bez zmian. Zawarcie aneksu jest uzasadnione interesem Spółki oraz akcjonariuszy niebędących podmiotami powiązanymi, w tym akcjonariuszy mniejszościowych, gdyż celem aneksu jest zaktualizowanie procedury dokapitalizowania Spółki w związku z finansowaniem Projektów Bałtyk.

Dnia 12 marca 2025 r. Polenergia S.A. otrzymała oświadczenie BIF IV Europe Holdings Limited, akcjonariusza Spółki, o wykonaniu uprawnienia osobistego oraz o następujących zmianach w Radzie Nadzorczej Spółki w wykonaniu tego uprawnienia: odwołaniu Pana Thomasa Josepha O’Briena z Rady Nadzorczej Spółki ze skutkiem natychmiastowym; powołaniu Pani Inés Bargeño na Członka Rady Nadzorczej Spółki ze skutkiem natychmiastowym.

W dniu 28 kwietnia 2025 r. została podpisana przez Amon sp. z o.o. („Amon”) oraz Talia sp. z o.o. („Talia”) ugoda z TAURON Polska Energia S.A. („Tauron”) oraz spółką zależną od Tauron – Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o. („PEPKH”) (Amon, Talia, Tauron oraz PEPKH łącznie jako „Strony”). Podstawowym celem zawartych ugód jest polubowne zakończenie wszystkich sporów sądowych, jakie toczą się między Amon i Talia a PEPKH oraz pomiędzy Amon i Talia a Tauron. W wyniku ugody zawartej przez Amon i Talia z PEPKH:

- Doszło do rozwiązania Umów Sprzedaży Praw Majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii w odnawialnym źródle energii przez odpowiednio Amon i Talia, zawartych 23 grudnia 2009 r. pomiędzy PEPKH a Amon oraz

PEPKH a Talia (o których zawarciu Spółka informowała w raportach nr 62/2009 i 63/2009 roku z 24 grudnia 2009 r.).

- Amon i Talia oraz PEPKH zmieniły Umowy Sprzedaży Energii Elektrycznej wytworzonej w farmach wiatrowych odpowiednio Amon i Talia zawartych z PEPKH w dniu 23 grudnia 2009 r. (o których zawarciu Emitent informował w raportach nr 61/2009 i 64/2009 z 24 grudnia 2009 r.) w ten sposób, że zostanie wznowione ich wykonywanie na okres 10 lat, liczony od dnia 1 czerwca 2025 r., tj. do dnia 31 maja 2035 r., a nowa ustalona przez Amon i Talia oraz PEPKH cena, po której energia elektryczna będzie nabywana, nie będzie podlegała zmianom przez cały okres wykonywania tych umów.
- PEPKH zapłaciła na rzecz Amon i Talii jednorazowe odszkodowanie w łącznej wysokości 15 mln zł.
- Dojdzie do zakończenia wszystkich sporów sądowych jakie toczą się obecnie zarówno z powództw Amon i Talia przeciwko PEPKH, jak i z powództwa PEPKH przeciwko Amon i Talia, tj. cofnięte zostaną przez Amon i Talię powództwa przeciwko PEPKH ze zrzeczeniem się roszczeń w sprawach toczących się przed Sądem Okręgowym w Gdańsku, sygn. akt IX GC 449/15, IX GC 451/15 oraz IX GC 744744/19, jak i PEPKH cofnie powództwo wzajemne przeciwko Amon wytoczone przed Sądem Okręgowym w Gdańsku do sygn. akt IX GC 744/19 oraz powództwo przeciwko Talia wytoczone przed Sądem Okręgowym w Warszawie do sygn. akt XX GC 1057/24, w obydwu przypadkach wraz ze zrzeczeniem się roszczeń w tych sprawach. Ponadto PEPKH cofnie także skargi kasacyjne w sprawach toczących się przed Sądem Najwyższym do sygn. II CSK 874/23 i II CSKP 178/23. Stosowne pisma sądowe wyrażające wolę cofnięcia powództw i zrzeczenia się roszczeń jak i cofnięcia skarg kasacyjnych mają zostać złożone we właściwych sądach najpóźniej kolejnego dnia roboczego następującego po dniu podpisania ugody.

Ponadto, w ramach dokumentacji ugodowej doszło także do zawarcia pomiędzy Tauron, PEPKH oraz Amon i Talia porozumienia co do wstąpienia Tauron w miejsce PEPKH jako kupującego do Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii – farmie wiatrowej w miejscowości Łukaszów oraz w farmie wiatrowej w miejscowości Modlikowice z dnia 23 grudnia 2009 r., które zawiera w sobie także ugodę pomiędzy Amon i Talią a Tauron.

W wyniku zawartego porozumienia i ugody:

- Tauron wstąpił w miejsce PEPKH w prawa i obowiązki kupującego z ww. Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej, które to Umowy Tauron oraz Amon i Talia będą wykonywać przez okres czasu i na warunkach jak wskazane w pkt 2 powyżej.
- Amon i Talia cofną powództwa przeciwko Tauron ze zrzeczeniem się roszczeń wytoczonych przed Sądem Okręgowym w Katowicach (obecnie sygn. akt XIII GC 164/25). Pismo sądowe wyrażające wolę cofnięcia powództw i zrzeczenia się roszczeń ma zostać złożone w Sądzie Okręgowym w Katowicach najpóźniej kolejnego dnia roboczego następującego po dniu podpisania ugody.

Dodatkowo, Strony zrzekły się wzajemnie względem siebie wszelkich roszczeń i praw, które im przysługują lub mogłyby im przysługiwać z tytułu niewykonywania lub nienależytego wykonywania Umów Sprzedaży Praw Majątkowych i Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej przez którąkolwiek ze Stron, jak i wszelkich roszczeń o charakterze deliktowym związanych z takim niewykonywaniem lub nienależytym wykonywaniem takich Umów, a zrzeczenie to obejmować ma w założeniu stron zarówno roszczenia objęte dotychczas sporami sądowymi, jak i wszelkie ewentualne dalsze roszczenia, nieobjęte tymi sporami, a które odnoszą się do okresu czasu zamkniętego do momentu zawarcia ugód.

W wyniku zawarcia ugód i wznowienia wykonywania Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej Strony

przewidują sprzedaż łącznego wolumenu energii elektrycznej z farm wiatrowych Amon i Talia w szacunkowej wysokości ok. 1,2 TWh w perspektywie 10 lat wykonywania Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej, zaś wartość Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej w perspektywie 10 lat ich wykonywania, ustalona jako iloczyn ilości sprzedanej energii elektrycznej oraz stawki określonej w tych Umowach, szacunkowo wyniesie przez cały okres ich obowiązywania odpowiednio ok. 300 mln zł dla Amon oraz ok. 200 mln zł dla Talia.

W dniu 27 czerwca 2025 roku spółka zależna Polenergii S.A. Amon sp. z o.o. jako kredytobiorca oraz Bank Polska Kasa Opieki S.A. zawarły umowę kredytów.

Na podstawie umowy kredytów kredytodawca udzieli kredytobiorcy:

- kredytu terminowego, przeznaczonego na (i) refinansowanie istniejącego zadłużenia oraz (ii) dystrybucję środków pieniężnych do Polenergii S.A., z możliwością zwiększenia zaangażowania kredytodawcy,
- kredytu DSR,

do łącznej maksymalnej kwoty zaangażowania wynoszącej 117 mln zł. Na dzień zawarcia umowy kredytów, aktualne zadłużenie Amon sp. z o.o. wynikające z dotychczas obowiązującej umowy kredytowej wynosiło około 14 mln zł.

Równocześnie, w dniu 27 czerwca 2025 roku, spółka zależna Polenergii S.A. – Talia sp. z o.o. oraz Bank Polska Kasa Opieki S.A. zawarły odrębną umowę kredytów.

Na jej podstawie kredytodawca udzieli kredytobiorcy:

- kredytu terminowego, przeznaczonego na dystrybucję środków pieniężnych do Polenergii S.A., z możliwością zwiększenia zaangażowania kredytodawcy po spełnieniu dodatkowych warunków określonych w umowie,
- kredytu DSR,

do łącznej kwoty 73 mln zł.

W związku z zawarciem umów kredytów, Amon, Talia oraz Polenergia S.A. zobowiązali się do ustanowienia standardowego pakietu zabezpieczeń typowego dla transakcji refinansowania projektów typu project finance. Amon i Talia złożyli oświadczenie o poddaniu się egzekucji oraz ustanowili zastaw rejestrowy na zbiorze rzeczy ruchomych i praw. Polenergia S.A. ustanowiła zastaw rejestrowy oraz finansowy na udziałach w Amon i Talia, a także złożyła oświadczenia o poddaniu się egzekucji.

Termin spłaty kredytów został określony na dzień 30 maja 2035 roku.

Warunki umowy, w tym dotyczące zabezpieczeń, przypadków naruszeń, uruchomienia finansowania oraz wypowiedzenia, są zgodne ze standardami rynkowymi dla transakcji tego typu.

W dniu 11 lipca 2025 roku spółki Amon oraz Talia, w celu ograniczenia ryzyka zmienności stopy procentowej opartej na WIBOR związanego z zawartymi umowami kredytów, zawarły z instytucją finansową transakcje terminowe swap na stopę procentową (IRS).

Transakcje zabezpieczają 80% ekspozycji każdej ze spółek na ryzyko zmienności stopy procentowej opartej na WIBOR w związku z umowami kredytów.

Transakcji dokonano na warunkach rynkowych, które nie odbiegają od warunków powszechnie stosowanych dla tego typu operacji finansowych.

Z dniem 24 kwietnia 2025 roku w skład Rady Nadzorczej Spółki, na kolejną trzyletnią, indywidualną kadencję, zostały powołane następujące osoby:

- pani Dominika Kulczyk – na podstawie art. 5.4.2 (a) (i) Statutu Emitenta, w wyniku wykonania uprawnienia osobistego przez Mansa Investments sp. z o.o.; oraz

- pani Emmanuelle Rouchel oraz pan Ignacio Paz-Ares Aldanondo – na podstawie art. 5.4.2 (a) (i) Statutu Emitenta, w wyniku wykonania uprawnienia osobistego przez BIF IV Europe Holdings Limited.

Powołanie Członków Rady Nadzorczej na nową kadencję związane jest z wygaśnięciem dotychczasowych mandatów ww. osób w związku z odbyciem w dniu 23 kwietnia 2025 roku Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia zatwierdzającego sprawozdanie finansowe Spółki za rok 2024.

W dniu 7 sierpnia 2025 r. Zarząd Spółki otrzymał rezygnację Pana Mikołaja Franzkowiaka z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej Polenergii S.A. Rezygnacja została złożona ze skutkiem na 7 sierpnia 2025 r. na koniec dnia.

Z dniem 13 sierpnia 2025 r. Mansa Investments sp. z o.o., akcjonariusz Spółki, w wykonaniu uprawnienia osobistego przysługującego na podstawie art. 5.4.2 (a) (i) Statutu Emitenta, powołała w skład Rady Nadzorczej Spółki Pana Jacka Tadeusza Santorskiego.

W dniu 16 czerwca 2025 roku Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego („Sąd”), dokonał rejestracji zmiany Statutu Emitenta, przyjętej na mocy uchwały nr 30/2025 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 23 kwietnia 2025 roku. Treść podjętych uchwał została opublikowana raportem bieżącym nr 39/2025.

W dniu 29 lipca 2025 roku Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, zarejestrował zmianę Statutu Emitenta dokonaną na podstawie uchwały nr 3/2025 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 26 czerwca 2025 roku. Treść zmienionego statutu została opublikowana raportem bieżącym nr 46/2025.

Wyniki finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2025 roku w podziale na segmenty operacyjne

Na kolejnych stronach przedstawiono podział łącznego wyniku Grupy osiągniętego w pierwszym półroczu i drugim kwartale 2025 roku w podziale na segmenty działalności.

6M 2025 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Farmy Fotowoltaiczne	Morskie Farmy Wiatrowe	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	301,3	21,0	-	41,2	1 829,5	109,5	14,1	-	2 316,7
Koszty operacyjne, w tym	(120,4)	(10,1)	-	(38,9)	(1 730,1)	(84,1)	(12,7)	(0,1)	(1 996,4)
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(54,2)	-	-	-	-	-	-	-	(54,2)
amortyzacja	(64,6)	(5,2)	-	(5,1)	(5,6)	(5,5)	(4,0)	(0,1)	(90,2)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(1,6)	-	-	-	-	-	-	-	(1,6)
Zysk brutto ze sprzedaży	180,9	11,0	-	2,3	99,5	25,4	1,3	(0,1)	320,3
Marża zysku brutto ze sprzedaży	60,0%	52,1%	"n/a"	5,6%	5,4%	23,2%	"n/a"	"n/a"	13,8%
Koszty sprzedaży	-	-	-	-	(29,2)	-	-	-	(29,2)
Koszty ogólnego zarządu	(5,5)	(0,6)	-	(2,6)	(42,2)	(6,0)	(39,2)	-	(96,1)
Pozostała działalność operacyjna	24,7	0,3	-	(21,8)	3,7	(0,1)	(0,3)	(71,0)	(64,5)
Zysk z działalności operacyjnej	200,2	10,6	-	(22,1)	31,7	19,3	(38,1)	(71,1)	130,4
EBITDA	264,7	15,8	-	4,3	37,3	24,9	(34,1)	-	312,9
Marża EBITDA	87,8%	75,2%	"n/a"	10,5%	2,0%	22,7%	"n/a"	"n/a"	13,5%
Wynik na działalność finansową	(30,7)	(6,2)	-	0,4	(3,2)	(3,9)	(73,7)	-	(117,3)
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności	-	-	(3,7)	-	-	-	-	-	(3,7)
Zysk (Strata) brutto	169,5	4,4	(3,7)	(21,7)	28,6	15,5	(111,9)	(71,1)	9,5
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	-	(49,3)
Zysk (strata) netto z działalności kontynuowanej	-	-	-	-	-	-	-	-	(39,8)
Zysk z działalności operacyjnej zaniechanej	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk ze zbycia działalności zaniechanej	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk (strata) netto za okres	-	-	-	-	-	-	-	-	(39,8)
Korekty normalizujące:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Różnice kursowe	-	-	-	-	-	-	-	-	3,2
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	-	-	-	-	-	-	-	-	1,7
Odpisy aktualizujące	-	-	-	-	-	-	-	-	92,3
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności	-	-	-	-	-	-	-	-	3,7
Skorygowany Zysk Netto	-	-	-	-	-	-	-	-	61,2

*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży

6M 2024 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Farmy Fotowoltaiczne	Morskie Farmy Wiatrowe	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	429,8	13,7	-	56,2	1 488,8	106,3	9,9	-	2 104,8
Koszty operacyjne, w tym	(136,3)	(6,2)	-	(55,0)	(1 366,8)	(77,8)	(7,9)	(0,1)	(1 650,1)
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(52,6)	-	-	-	-	-	-	-	(52,6)
amortyzacja	(64,1)	(3,4)	-	(4,8)	(5,9)	(4,9)	(3,4)	(0,1)	(86,7)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(19,7)	-	-	-	-	-	-	-	(19,7)
Zysk brutto ze sprzedaży	293,5	7,5	-	1,3	122,0	28,5	2,0	(0,1)	454,7
Marża zysku brutto ze sprzedaży	68,3%	54,7%	"n/a"	2,2%	8,2%	26,8%	"n/a"	"n/a"	21,6%
Koszty sprzedaży	-	-	-	-	(44,1)	-	-	-	(44,1)
Koszty ogólnego zarządu	(6,9)	(0,7)	-	(4,6)	(43,5)	(5,1)	(33,0)	-	(93,8)
Pozostała działalność operacyjna	2,6	(0,2)	-	(0,3)	(11,1)	0,2	(0,2)	-	(8,8)
Zysk z działalności operacyjnej	289,3	6,6	-	(3,6)	23,3	23,6	(31,1)	(0,1)	307,9
EBITDA	353,3	10,0	-	1,2	29,3	28,5	(27,7)	-	394,6
Marża EBITDA	82,2%	72,6%	"n/a"	2,2%	2,0%	26,8%	"n/a"	"n/a"	18,7%
Wynik na działalność finansową	(35,3)	(3,5)	-	0,6	(4,9)	(4,0)	14,9	-	(32,1)
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk (Strata) brutto	254,0	3,1	-	(3,0)	18,4	19,7	(16,2)	(0,1)	275,8
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	-	(55,4)
Zysk (strata) netto za okres	-	-	-	-	-	-	-	-	220,4
Korekty normalizujące:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Różnice kursowe	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5
Odpisy aktualizujące	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wynik netto na sprzedaży aktywów	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowany Zysk Netto	-	-	-	-	-	-	-	-	222,4
Zmiana EBITDA rdr	(88,6)	5,8	-	3,1	8,1	(3,7)	(6,4)	-	(81,7)

*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży

2Q 2025 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Farmy Fotowoltaiczne	Morskie Farmy Wiatrowe	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	137,0	16,0	-	19,5	894,4	54,8	7,4	-	1 129,1
Koszty operacyjne, w tym	(58,5)	(6,3)	-	(18,0)	(849,2)	(42,9)	(7,4)	(0,1)	(982,3)
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(27,0)	-	-	-	-	-	-	-	(27,0)
amortyzacja	(32,3)	(3,1)	-	(2,6)	(2,7)	(2,9)	(2,0)	(0,1)	(45,6)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	0,9	-	-	-	-	-	-	-	0,9
Zysk brutto ze sprzedaży	78,5	9,7	-	1,5	45,3	11,9	0,0	(0,1)	146,9
Marża zysku brutto ze sprzedaży	57,3%	60,7%	"n/a"	7,7%	5,1%	21,7%	"n/a"	"n/a"	13,0%
Koszty sprzedaży	-	-	-	-	(15,1)	-	-	-	(15,1)
Koszty ogólnego zarządu	(2,8)	(0,3)	-	(1,3)	(19,2)	(3,1)	(21,4)	-	(48,1)
Pozostała działalność operacyjna	19,7	0,2	-	(21,5)	2,4	(0,0)	(0,3)	(71,0)	(70,6)
Zysk z działalności operacyjnej	95,3	9,6	-	(21,2)	13,4	8,7	(21,6)	(71,1)	13,1
EBITDA	127,6	12,7	-	2,6	16,1	11,6	(19,6)	-	151,0
Marża EBITDA	93,2%	79,0%	"n/a"	13,4%	1,8%	21,2%	"n/a"	"n/a"	13,4%
Wynik na działalność finansowej	(16,4)	(3,9)	-	0,2	(1,8)	(2,0)	(39,4)	-	(63,3)
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności	-	-	4,1	-	-	-	-	-	4,1
Zysk (Strata) brutto	79,0	5,6	4,1	(21,0)	11,6	6,7	(61,0)	(71,1)	(46,1)
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	-	(37,0)
Zysk (strata) netto za okres	-	-	-	-	-	-	-	-	(83,0)
Korekty normalizujące:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Różnice kursowe	-	-	-	-	-	-	-	-	(5,5)
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	-	-	-	-	-	-	-	-	1,0
Odpisy aktualizujące	-	-	-	-	-	-	-	-	92,3
Wynik netto na sprzedaży aktywów	-	-	-	-	-	-	-	-	(4,1)
Skorygowany Zysk Netto	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7
*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF 15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży									
2Q 2024 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Farmy Fotowoltaiczne	Morskie Farmy Wiatrowe	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	174,3	10,6	-	23,9	647,9	51,0	5,9	-	913,6
Koszty operacyjne, w tym	(70,2)	(3,6)	-	(24,7)	(577,3)	(37,4)	(3,0)	(0,1)	(716,3)
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(25,2)	-	-	-	-	-	-	-	(25,2)
amortyzacja	(30,3)	(1,9)	-	(2,4)	(2,8)	(2,5)	(1,7)	(0,1)	(41,7)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(14,7)	-	-	-	-	-	-	-	(14,7)
Zysk brutto ze sprzedaży	104,0	7,0	-	(0,8)	70,6	13,7	2,9	(0,1)	197,3
Marża zysku brutto ze sprzedaży	59,7%	66,3%	"n/a"	-3,5%	10,9%	26,8%	"n/a"	"n/a"	21,6%
Koszty sprzedaży	-	-	-	-	(22,1)	-	-	-	(22,1)
Koszty ogólnego zarządu	(4,0)	(0,4)	-	(1,5)	(21,7)	(2,7)	(21,2)	-	(51,4)
Pozostała działalność operacyjna	0,8	(0,3)	-	0,4	(8,1)	0,1	(0,2)	-	(7,3)
Zysk z działalności operacyjnej	100,9	6,3	-	(1,9)	18,7	11,1	(18,4)	(0,1)	116,6
EBITDA	131,2	8,2	-	0,5	21,6	13,6	(16,7)	-	158,3
Marża EBITDA	75,3%	77,5%	"n/a"	2,2%	3,3%	26,6%	"n/a"	"n/a"	17,3%
Wynik na działalność finansowej	(16,3)	(2,7)	-	0,3	(2,5)	(2,0)	7,0	-	(16,2)
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk (Strata) brutto	84,6	3,6	-	(1,6)	16,3	9,1	(11,4)	(0,1)	100,4
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	-	(20,7)
Zysk (strata) netto za okres	-	-	-	-	-	-	-	-	79,7
Korekty normalizujące:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Różnice kursowe	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8
Odpisy aktualizujące	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wynik netto na sprzedaży aktywów	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowany Zysk Netto	-	-	-	-	-	-	-	-	80,6
Zmiana EBITDA rdr	(3,6)	4,4	-	2,1	(5,4)	(2,0)	(2,9)	-	(7,3)
*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF 15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży									

3. Opis organizacji grupy kapitałowej emitenta ze wskazaniem jednostek podlegających konsolidacji oraz zmian w organizacji grupy kapitałowej emitenta wraz z podaniem ich przyczyn

Opis organizacji grupy kapitałowej emitenta został przedstawiony w nocie 7 do Śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

W omawianym okresie nie wystąpiły istotne zmiany w organizacji grupy kapitałowej.

4. Wskazanie skutków zmian w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej emitenta, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności

W omawianym okresie nie nastąpiły istotne zmiany w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej emitenta, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności.

Zgodnie z raportem bieżącym nr 15/2025 w ramach przyjętej strategii Spółka będzie stopniowo wycofywała się z działalności w obszarze elektromobilności i wodoru. W pozostałych obszarach Spółka będzie kontynuowała przegląd opcji strategicznych, który ma na celu wybór najkorzystniejszego sposobu realizacji długoterminowego celu Spółki, czyli maksymalizacji wartości dla obecnych i przyszłych akcjonariuszy Spółki.

5. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w półrocznym sprawozdaniu finansowym, w szczególności opis czynników i zdarzeń, w tym o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na działalność emitenta i osiągnięte przez niego zyski lub poniesione straty w roku obrotowym, a także omówienie perspektyw rozwoju działalności emitenta przynajmniej w najbliższym roku obrotowym

Kluczowe wielkości ekonomiczno-finansowe osiągnięte przez grupę kapitałową Emitenta przedstawia poniższa tabela:

EBITDA / Zysk netto [mln PLN]	6M 2025	6M 2024	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	2 316,7	2 104,8	211,8
EBITDA	312,9	394,6	(81,7)
Zysk/Strata Netto	(39,8)	220,4	(260,2)
Skorygowany Zysk/Strata Netto	61,2	222,4	(161,3)

Na wyniki za pierwsze półrocze 2025 roku, w porównaniu do rezultatów za analogiczny okres roku poprzedniego, wpływ miały następujące czynniki:

a) Na poziomie EBITDA (spadek o 81,7 mln zł):

- Niższy wynik segmentu farm wiatrowych (o 88,6 mln zł) wynikający z niższych cen sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów oraz gorszych warunków wietrzności w pierwszym kwartale 2025 r. częściowo skompensowany przez wyższe pozostałe przychody operacyjne, wynikające z otrzymanych rekompensat przez projekty farm wiatrowych Amon i Talia w związku z zawarciem ugody z Grupą Tauron.
- Wyższy wynik segmentu fotowoltaiki (o 5,8 mln zł), głównie z uwagi na uruchomienie farm fotowoltaicznych Szprotawa I i Szprotawa II w drugim kwartale 2025 roku oraz wyższe średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej, częściowo zabezpieczone w ramach kontraktów cPPA oraz aukcji. Pozytywny efekt wolumenowy i cenowy został częściowo skompensowany przez wyższe koszty operacyjne związane z rozpoczęciem działalności wspomnianych instalacji.

- Wyższy wynik segmentu gazu i czystych paliw (o 3,1 mln zł) w związku wyższym wynikiem na sprzedaży ciepła oraz niższymi kosztami stałymi pomniejszonym przez niższy wynik na usługach systemowych.
- Wyższy wynik segmentu obrotu i sprzedaży (o 8,1 mln zł) ze względu na: i) wyższy wynik w ramach pozostałej działalności w obszarze energetyki prosumenckiej wynikający głównie z aktualizacji rezerwy na prefinansowanie oraz korekty odpisu aktualizującego wartość zapasów, ii) wyższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej wynikający z niższego negatywnego wpływu zamrożenia cen energii elektrycznej. Wzrost wyniku w pierwszym półroczu 2025 r. został częściowo skompensowany przez: i) niższy wynik na handlu certyfikatami z własnych farm wiatrowych oraz niższy wynik na handlu i obsłudze biznesu związany głównie ze spadkiem ceny rynkowej zielonych certyfikatów ii) niższy wynik na linii agregacji OZE w związku z mniejszą liczbą obsługiwanych kontraktów, iii) niższy wynik w ramach kontraktu z ENS w związku z brakiem przedłużenia na 2025 rok umowy na sprzedaż gazu do produkcji ciepła.
- Niższy wynik segmentu dystrybucji (o 3,7 mln zł) wskutek niższej marży na sprzedaży energii oraz wyższych kosztów operacyjnych związanych ze wzrostem skali działalności. Niższy wynik został częściowo skompensowany przez wyższą marżę na dystrybucji związaną z aktualizacją taryfy z końcem 2024 roku.
- Niższy wynik pozycji niealokowane (o 6,4 mln zł), co jest konsekwencją wyższych kosztów operacyjnych w Centrali wynikających głównie ze wzrostu skali działalności i zmian organizacyjnych.

b) Na poziomie Zysku Netto (spadek o 260,2 mln zł):

- Wpływ wyniku EBITDA (wynik niższy o 81,7 mln zł);
- Wyższa amortyzacja (o 3,5 mln zł);
- Wpływ odpisów aktualizujących wartość niefinansowych aktywów trwałych (o 92,3 mln zł) dokonanych w odniesieniu do spółek Polenergia Fotowoltaika S.A. i H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o.o.,

Powyższe pozycje łącznie przyczyniły się do spadku zysku operacyjnego o 177,5 mln zł.

- Wyższe przychody finansowe (o 6,7 mln zł) głównie w konsekwencji wyższych przychodów z tytułu odsetek oraz wyższych opłat z tytułu poręczeń.
- Wyższe koszty finansowe (o 91,9 mln zł) wynikające głównie z wyższych kosztów z tytułu odsetek (głównie od obligacji i finansowania z KPO) oraz dodatkowych opłat związanych z transakcjami warunkowymi w formule Deal Contingent Hedge.
- Stracie rozpoznanej na aktywach wycenianych metodą praw własności w kwocie 3,7 mln zł.
- Niższy poziom podatku dochodowego (o 6,1 mln zł) w 2025 roku jest efektem niższego wyniku brutto Grupy. Wyższa efektywna stopa podatkowa w pierwszym półroczu 2025 roku w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego wynika z wyższych niepodatkowych kosztów finansowych w Grupie oraz braku tworzenia aktywa na stratę podatkową w niektórych spółkach.

c) Na poziomie skorygowanego zysku netto (spadek o 161,3 mln zł):

- Wpływ zysku netto (spadek o 260,2 mln zł);
- Odwrócenie efektu różnic kursowych (wzrost o 2,7 mln zł);
- Eliminacja efektu rozliczenia ceny nabycia (bez zmian);
- Odwrócenie efektu odpisów aktualizacyjnych (wzrost o 92,3 mln zł);
- Odwrócenie efektu wyceny kredytów metodą zamortyzowanego kosztu (wzrost o 0,2 mln zł)
- Odwrócenie wyniku wygenerowanego przez aktywa wyceniane metodą praw własności (wzrost o 3,7 mln zł).

6. Zwięzły opis istotnych dokonań lub niepowodzeń Emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących

Opis istotnych dokonań lub niepowodzeń Emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących został przedstawiony w punkcie 2 niniejszego raportu.

7. Stanowisko Zarządu odnośnie możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie półrocznym

Spółka nie publikuje prognozy wyników finansowych.

8. Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń z określeniem, w jakim stopniu emitent jest na nie narażony

Brak istotnych zmian w stosunku do ryzyk przedstawionych w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej Polenergia za rok zakończony dnia 31 grudnia 2024 roku, z zastrzeżeniem poniższych zmian i aktualizacji:

Ryzyko zmian otoczenia prawno-regulacyjnego w sektorze energetycznym

Działalność Grupy podlega licznym regulacjom krajowym, unijnym oraz międzynarodowym. Przepisy prawa, decyzje administracyjne, stanowiska, opinie, interpretacje, wytyczne organów administracji publicznej oraz gestorów sieci, mające zastosowanie do prowadzonej przez Grupę działalności, podlegają częstym zmianom (tytułem przykładu Prawo Energetyczne wraz ze stosownymi aktami wykonawczymi podlegało istotnym zmianom kilkadziesiąt razy od czasu jego przyjęcia w 1997 r.). Ewentualne zmiany przepisów prawnych, w szczególności dotyczących działalności gospodarczej, podatków i danin publicznych, przepisów prawa pracy, prawa handlowego, w tym prawa spółek handlowych i prawa rynków kapitałowych oraz przepisów prawa ochrony środowiska i w obszarze ESG, mogą mieć istotny wpływ na działalność prowadzoną przez Emitenta. Polski system prawny jest na bieżąco harmonizowany z regulacjami unijnymi.

Opisane ryzyko wielokrotnie zmaterializowało się w toku działalności Grupy. Przykładowo:

Nowelizacja Prawa Energetycznego z lipca 2023 r. wprowadziła do polskiego porządku prawnego mechanizm nierynkowego ograniczania wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach odnawialnych źródeł energii przez operatorów systemów elektroenergetycznych (tzw. redysponowanie nierynkowe). Obecnie, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, operatorzy mogą m.in. wydać polecenie ograniczenia pracy jednostki wytwórczej wykorzystującej energię wiatru, słońca, magazynu energii lub nawet całkowitego jej wyłączenia. Prawo Energetyczne przewiduje, pod pewnymi warunkami, prawo wytwórców do uzyskania rekompensat w sytuacji ograniczania ich pracy. Rekompensaty te co do zasady jednak nie pokrywają w pełni ewentualnych szkód wynikających z polecenia ograniczenia lub zaprzestania produkcji.

Istotny wpływ na wyniki finansowe Grupy miała także tzw. Ustawa o Środkach Nadzwyczajnych, przyjęta w następstwie wejścia w życie unijnego rozporządzenia Rady (UE) 2022/1854 z dnia 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii. Ustawodawca ograniczył w ustawie przychody odpowiednio: wytwórców energii elektrycznej osiągame w związku z produkcją energii elektrycznej oraz spółek obrotu energią związane ze sprzedażą energii elektrycznej. Każdy z takich podmiotów był zobowiązany od grudnia 2022 roku do końca 2023 roku do odprowadzania istotnej części przychodów na specjalnie utworzony w tym celu państwowy fundusz (Fundusz Wpłaty Różnicy Ceny). Owa interwencyjna regulacja w sposób fundamentalny zmieniła zasady funkcjonowania podmiotów na rynku energii elektrycznej. W szczególności widoczne było to w przypadku

instalacji OZE dla których ustawodawca urzędowo wprowadził możliwą do osiągnięcia cenę sprzedaży energii elektrycznej nie biorąc pod uwagę indywidualnych uwarunkowań ekonomicznych projektu, jak również strategii komercjalizacji inwestycji przez inwestora.

Innym ograniczeniem nałożonym na przedsiębiorstwa działające w obszarze obrotu energią elektryczną w Ustawie o Środkach Nadzwyczajnych, sukcesywnie przedłużanym w latach 2023 – 2025, był obowiązek stosowania cen maksymalnych w rozliczeniach z pewnymi kategoriami odbiorców. Ceny te były także obniżane. Początkową cenę maksymalną dla gospodarstw domowych, tj. 693 zł/MWh obniżono od 1 lipca 2024 roku do poziomu 500 PLN/MWh, zaś cena maksymalna dla jednostek samorządu terytorialnego, podmiotów użyteczności publicznej oraz mikroprzedsiębiorstw, małych i średnich przedsiębiorstw została obniżona z 785 zł/MWh do 693 PLN/MWh. Niepewność po stronie przedsiębiorstw energetycznych wzmacniało sukcesywne przedłużanie mechanizmu mrożenia cen aż do dnia dzisiejszego. Od 1 stycznia 2025 roku do 30 września 2025 roku odbiorcami uprawnionymi do cen maksymalnych są nadal gospodarstwa domowe. Aktualnie w Parlamencie procedowana jest nowelizacja Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych zakładająca przedłużenie mrożenia cen na poziomie 500 PLN/MWh do końca 2025 roku.

Należy podkreślić, że mechanizm interwencyjny na rynku cen energii elektrycznej charakteryzowała duża niepewność co do prawidłowej wykładni jego stosowania, terminu jego przedłużenia i kierunku kolejnych nowelizacji przepisów. Nie bez znaczenia była publikacja, niekiedy rozbieżnych, wyjaśnień organów i instytucji zaangażowanych w rozliczanie podmiotów zobowiązanych do stosowania mechanizmów interwencyjnych.

Należy także podkreślić, iż niezależnie od szczególnego przypadku, jakim było uchwalenie Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych, działalność prowadzona przez Grupę zawsze podlega, obok przepisów ogólnie regulujących każdą działalność gospodarczą, specyficznym regulacjom sektora energetycznego – w szczególności – Prawa Energetycznego, Ustawy o OZE, Ustawy o Promowaniu Wytwarzania Energii Elektrycznej w Morskich Farmach Wiatrowych, Ustawy o Inwestycjach w Zakresie Elektrowni Wiatrowych (tzw. ustawa odległościowa), a także aktów wykonawczych, które w znaczący sposób wpływają na rozwój i prowadzenie projektów OZE.

Wpływ na rozwijane projekty energetyczne ma reforma planistyczna z lipca 2023 r. W jej ramach wprowadzona została m.in. nowa procedura planistyczna oraz nowe procedury lokalizowania większych instalacji OZE, w szczególności instalacji PV (tj. obowiązek lokalizowania takich instalacji jedynie na obszarze objętym miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego). W związku z koniecznością uchwalenia przez samorządy nowych planów dopuszczających inwestycje OZE, wprowadzona reforma może potencjalnie utrudnić, wydłużyć lub nawet opóźnić procesy inwestycyjne dla instalacji OZE, jeśli plany lokalizowania inwestycji nie powstaną w zakładanym czasie (tzw. luka inwestycyjna).

Innym przykładem ziszczenia się ryzyka regulacyjnego są wciąż aktualne skutki przyjęcia Ustawy o Inwestycjach w Zakresie Elektrowni Wiatrowych, która wprowadziła tzw. zasadę 10H. Zgodnie z tą zasadą elektrownie wiatrowe nie mogły być budowane w odległości mniejszej niż 10-krotna wysokość turbiny (wraz z uniesionymi łopatkami) od zabudowań o funkcji mieszkaniowej, form ochrony przyrody i leśnych kompleksów. Wprowadzenie tej zasady, wraz ze zwiększeniem podstawy opodatkowania dla turbin wiatrowych, spowodowało zahamowanie rozwoju nowych projektów w zakresie farm wiatrowych, konieczność dokonywania w 2016 r. odpisów aktualizujących w łącznej wysokości 55 mln PLN w odniesieniu do projektów farm wiatrowych w dewelopmencie oraz pogorszenie sytuacji finansowej spółek operujących projektami wiatrowymi. Ograniczenia w zakresie lokalizowania farm wiatrowych zostały złagodzone ustawą z dnia 3 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, zgodnie z którą w przypadku lokalizowania, budowy lub przebudowy elektrowni wiatrowej odległość tej elektrowni od budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej jest równa lub większa od dziesięciokrotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej, chyba że plan miejscowy określa inną odległość, wyrażoną w metrach, jednak nie mniejszą niż 700 metrów. Aktualnie procedowana przez

Parlament ustawa nowelizująca Ustawę o Inwestycjach w Zakresie Elektrowni Wiatrowych zakłada dalszą liberalizację odległości między instalacjami lądowej energetyki wiatrowej a zabudową mieszkaniową – w szczególności zmniejsza tę odległość z 700 do 500 metrów. Dodatkowo Senat w drodze poprawek zaproponował dalsze zniesienie ograniczeń lokalizowania elektrowni wiatrowych m.in. poprzez usunięcie przepisów określających minimalną odległość od obszarów Natura 2000 i od dróg krajowych, a także usunięcie przepisów zakazujących lokalizowania w przestrzeniach powietrznych MCTR i MRT (strefa kontrolowana lotniska wojskowego oraz trasa lotnictwa wojskowego). Zaznaczamy przy tym, że istnieje ryzyko zawetowania omawianej nowelizacji Ustawy o Inwestycjach w Zakresie Elektrowni Wiatrowych przez Prezydenta RP.

Istotne dla działalności Grupy są również decyzje podejmowane przez odpowiednie organy administracji publicznej, w szczególności Prezesa URE, które cechują się dużą uznaniowością i są często przedmiotem sporów sądowych.

Zmiany w otoczeniu prawno-regulacyjnym mogą również, w pewnych obszarach, powodować obniżenie zakładanych zwrotów z inwestycji w OZE. Przykładowo, w ustawie nowelizującej Ustawę o Inwestycjach w Zakresie Elektrowni Wiatrowych aktualnie procedowanej przez Parlament w drodze poprawki zaproponowano nałożenie na wytwórców energii elektrycznej z farm wiatrowych obowiązku utworzenia i corocznego zasilania tzw. funduszu partycypacyjnego – środki z tego funduszu miałyby zostać przeznaczone dla właścicieli budynków zlokalizowanych w pobliżu farm wiatrowych. Prace nad ustawą nie zostały zakończone.

W perspektywie długoterminowej zmiany na rynku energii mogą zostać także wywołane rozwojem projektów energetyki jądrowej, które mogą mieć wpływ m.in. na poziom cen energii elektrycznej.

Przedstawiciele Spółki uczestniczą w pracach zespołów roboczych przy organizacjach i stowarzyszeniach branżowych w celu monitorowania i minimalizacji ryzyka niekorzystnych dla Grupy zmian regulacyjnych, niemniej Spółka ma bardzo ograniczone możliwości realnego wpływu na decyzje podejmowane na szczeblu wspólnotowym i ogólnopolskim w tym zakresie.

W przyszłości zmiany polityki Unii Europejskiej i państwa oraz wiążące się z tym zmiany regulacji prawnych będą miały istotny wpływ na działalność prowadzoną przez Grupę.

Ryzyko związane z realizacją projektów morskich farm wiatrowych, w tym:

- Ryzyko wzrostu kosztów inwestycyjnych

Projekty morskich farm wiatrowych realizowane we współpracy z grupą Equinor stanowią obecnie największy projekt inwestycyjny Grupy Polenergia. Projekty te narażone są na szereg ryzyk wynikających z sytuacji rynkowej oraz skali projektów. Pierwszym z nich jest ryzyko wzrostu kosztów inwestycyjnych prognozowanych dla etapu rozwoju oraz budowy. Wynika ono z dużego popytu na usługi oraz dostawy kluczowych komponentów, zmian cen surowców, inflacji czy też niepewności w zakresie kompletności informacji o warunkach geotechnicznych dna morskiego. Obserwuje się również znaczący wzrost kosztów przyłączeń do Krajowej Sieci Energetycznej.

Na globalnym rynku morskiej energetyki wiatrowej doszło w ostatnich latach do istotnych zmian, spowodowanych trzema głównymi czynnikami: (i) wzrostem mocy zainstalowanej turbin wiatrowych oferowanych przez producentów; (ii) załamaniem łańcuchów dostaw; oraz (iii) wzrostem kosztów komponentów, dostaw i obsługi, wywołanych wzrostem cen energii, paliw oraz metali. Bardzo dynamiczne zmiany technologii, pozwalające na zwiększenie mocy jednostkowej i produktywności turbin, nie są skorelowane z rozwojem zaplecza logistycznego, co powoduje powstawanie wąskich gardeł w łańcuchu dostaw, zwłaszcza w zakresie specjalistycznych statków instalacyjnych. Wysokie zapotrzebowanie na usługi instalacyjne, a także dostawy komponentów morskich farm wiatrowych prognozowane w latach 2025-2030, w zderzeniu z obserwowanymi ograniczonymi możliwościami rynku, przyczyniają się do wzrostu cen usług. Dodatkowo sytuację utrudnia powrót do poszukiwania i wydobywania ropy i gazu na wielu obszarach morskich

po wybuchu wojny w Ukrainie, co przyczynia się do wzrostu konkurencji o wykwalifikowanych pracowników, statki i inne kluczowe zasoby. Na tę trudną sytuację nakładają się wzrosty kosztów powodowane wyższymi cenami stali, miedzi, aluminium, które są kluczowymi surowcami do budowy komponentów morskich farm wiatrowych oraz głównymi składnikami ceny kontraktów. Dalsze czynniki kosztotwórcze to potencjalny wzrost cen paliw, wpływający bezpośrednio na koszty usług instalacyjnych. Wszystkie te czynniki mogą spowodować wzrost kosztów rozwoju i budowy projektów. Spółka zarządza ryzykiem poprzez wykorzystanie globalnej pozycji partnera w projekcie rozwijania morskich farm wiatrowych na Morzu Bałtyckim (Equinor), który prowadzi postępowania zakupowe wykorzystując pełen potencjał znajomości rynkowej wynikający z posiadanego portfolio projektów morskich farm wiatrowych.

W przypadku projektów MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III dodatkowymi czynnikami wpływającymi na ryzyko zwiększenia kosztów inwestycyjnych jest prawdopodobieństwo wystąpienia mniej korzystnych niż zakładano warunków geotechnicznych dna morskiego Bałtyku. Na datę publikacji raportu Spółka identyfikuje ryzyko w zakresie instalacji fundamentów ("pile driveability"). To ryzyko dotyczy przede wszystkim czasu instalacji fundamentów oraz kosztu projektu. Spółka mityguje ryzyko poprzez prowadzenie badań 3D UHRS (badania geofizyczne). W przypadku zidentyfikowania przeszkód dla projektowanego fundamentu monopalowego jego projektowana lokalizacja będzie odpowiednio przesuwana w promieniu 50 m.

- Ryzyko poniesienia wysokich kosztów inwestycyjnych przed podjęciem finalnej decyzji inwestycyjnej

Rozwój morskich farm wiatrowych, w tym projektu MFW Bałtyk I przygotowywanego przez Spółkę we współpracy z Equinor w ramach tzw. II Fazy Offshore, niesie ze sobą również ryzyko poniesienia wysokich kosztów inwestycyjnych przed podjęciem finalnej decyzji inwestycyjnej (FID), które wynika z konieczności zabezpieczenia możliwości produkcyjnych u dostawców oraz pozyskania danych potrzebnych do uzyskania pozwolenia na budowę. Wzrost zainteresowania inwestycjami w morską energetykę wiatrową spowodowany wdrażaniem polityki klimatycznej w skali globalnej oraz potrzebą uniezależnienia się od paliw kopalnych przez państwa europejskie po wybuchu wojny w Ukrainie, dodatkowo zwiększa problemy z planowaniem dostaw i realizacją budowy w najbliższych latach. Rynek stał się rynkiem dostawców i instalatorów, którzy oczekują twardych finansowych gwarancji przed dokonaniem rezerwacji mocy produkcyjnych i instalacyjnych, jednocześnie wydłużając harmonogramy realizacji usług. Dokonywanie rezerwacji mocy produkcyjnych może skutkować koniecznością poniesienia istotnych nakładów inwestycyjnych przed ostateczną decyzją inwestycyjną oraz wystawianiem przez Spółkę gwarancji płatności zobowiązań przez spółki rozwijające projekty morskich farm wiatrowych. Spółka zarządza ryzykiem poprzez optymalizację i szczegółową kontrolę harmonogramów oraz procesu negocjacyjnego podczas tworzenia łańcucha dostaw, a także poprzez negocjowanie limitów zobowiązań w okresie przed podjęciem FID.

W przypadku projektów MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III w dniu 19 maja 2025 r. podjęto ostateczną decyzję inwestycyjną, jak również zatwierdzono budżety i plany rozwoju tych morskich farm wiatrowych na okres budowy. Rozpoczęcie przygotowań Spółki do podjęcia FID dla projektu MFW Bałtyk I będzie uzależnione od uzyskania wsparcia w aukcji dla morskich farm wiatrowych ogłoszonej na dzień 17 grudnia 2025 roku.

- Ryzyko opóźnień w przygotowaniu i realizacji projektów

Zmienność i niepewność otoczenia rynkowego, "wąskie gardła" w łańcuchu dostaw i niedobory kadrowe na rynku zwiększają ryzyko opóźnień w przygotowaniu i realizacji projektów.

Dla projektu Bałtyk I prowadzone są obecnie trzy strumienie procesów rozwoju projektu, kluczowe dla terminowego przygotowania do realizacji zgodnie z założeniami: procesy projektowania, uzyskiwania pozwoleń na budowę oraz organizacja łańcucha dostaw. Są to procesy ściśle ze sobą powiązane, wymagające bardzo sprawnej i profesjonalnej koordynacji i zarządzania. W ich realizację zaangażowane są liczne firmy doradcze i projektowe, zewnętrzne zespoły ds. zezwoleń, zakupów, inżynierii, zarządzania interesariuszami u partnera Equinor, dostawcy oraz kilkanaście instytucji, urzędów i organów administracji państwowej i samorządowej.

Projekty Bałtyk II i III weszły w fazę realizacji, co może się wiązać z ryzykami związanymi z budową farm i infrastruktury towarzyszącej, w tym m.in. a) Ryzyko związane z multi-contractingiem – specyfika realizacji inwestycji na morzu zakłada zawieranie umów angażujących wielu wykonawców w ramach różnych pakietów zakupowych, co powoduje powstanie wielu interfejsów pomiędzy wykonawcami, których prace są zależne od siebie. Pojawienie się opóźnienia u jednego wykonawcy może skutkować opóźnieniem w realizacji prac innego wykonawcy. Mitygacja dla tego ryzyka polega głównie na monitorowaniu punktów styku i reagowanie na zagrożenia opóźnień w realizacji zależnych prac. b) Ryzyko związane z cyberbezpieczeństwem - w związku z zastosowaniem urządzeń radiowych w pracy na morzu powstaje ryzyko tzw. „GPS jammingu” czyli zakłócenia sygnału radiowego zastosowanych urządzeń, występuje ograniczenie zarówno w wysyłaniu jak również i w odbiorze sygnału oraz „GPS spoofingu” czyli manipulowania sygnałami GPS w celu oszukania urządzenia do podawania fałszywych informacji. Może to mieć negatywny wpływ na realizację prac morskich i generować ryzyko opóźnień tych prac. Trwają obecnie prace analityczne i planistyczne, których celem jest zapewnienie kompleksowego przygotowania do kluczowego etapu prac morskich przewidzianego na przyszły rok. c) Ryzyko geotechniczne – mimo szczegółowego rozpoznania warunków geotechnicznych na etapie projektowania farm wiatrowych istnieje ryzyko napotkania nieprzewidzianych trudności realizacyjnych w zakresie prac na obszarze morskim (palowanie), jak i w strefie przybrzeżnej - landfall (przewiert HDD).

Problemem mogą okazać się także ograniczone zasoby kadrowe, spowodowane dużą konkurencją na rynku i brakiem wykształconych, doświadczanych kadr na rynku krajowym, a także brak doświadczeń związanych z rozwojem morskich farm wiatrowych krajowych instytucji i administracji. Spółka zarządza tym ryzykiem zwiększając zatrudnienie, poszukując najlepiej przygotowanych pracowników, prowadząc działania edukacyjne i informacyjne skierowane do administracji.

- Ryzyko związane z globalnym łańcuchem dostaw

Kolejnym czynnikiem wpływającym na ryzyko opóźnienia realizacji projektów jest trudna sytuacja na globalnym rynku dostaw i limitowane zasoby logistyczne w zderzeniu z planami realizacji innych dużych projektów na Bałtyku. Każde opóźnienie w realizacji innych projektów, powodujące nałożenie się na siebie okresów instalacyjnych może stanowić istotny problem w zapewnieniu właściwego zaplecza logistycznego i bezpieczeństwa budowy. Również każde opóźnienie w ramach łańcucha dostaw (na przykład opóźnienia w produkcji czy instalacji) może wpływać na kolejne etapy budowy. Opóźnienia w wykorzystaniu zarezerwowanych okresów produkcyjnych i instalacyjnych oraz ograniczenia dotyczące okresów dopuszczalnej instalacji na morzu mogą powodować konieczność wstrzymania instalacji na pewien czas, pociągając za sobą wzrost kosztów.

- Ryzyko związane ze zmianą otoczenia prawno-regulacyjnego

Tak samo jak w przypadku całego sektora energetycznego, morska energetyka wiatrowa także jest wrażliwa na zmiany przepisów, w szczególności te dotyczące systemu wsparcia dla offshore.

W 2025 roku opublikowano projekt nowelizacji Ustawy o Promowaniu Wytwarzania Energii Elektrycznej w Morskich Farmach Wiatrowych, który, obok ułatwień w prowadzeniu inwestycji na morzu, w znaczący sposób modyfikuje oraz uzupełnia regulacje dotyczące systemu wsparcia dla tzw. II fazy, do której zalicza się projekt MFW Bałtyk I. Proponowane zmiany dotyczą m.in: warunkowej prekwalifikacji do aukcji, umożliwienia przeprowadzenia aukcji interwencyjnej w 2026 r. w przypadku, gdyby aukcja w 2025 r. się nie odbyła lub nie została rozstrzygnięta, umożliwienia obszarom z tzw. I fazy uczestniczenia w aukcjach w odniesieniu do niewykorzystanej mocy, umożliwienia złożenia dwóch oddzielnych ofert aukcyjnych dla dwóch morskich farm wiatrowych zlokalizowanych w granicach tego samego obszaru.

Oprócz powyższego, ww. projekt zakłada m.in. zmianę sposobu waloryzacji wsparcia II fazy poprzez ograniczenie jej celem inflacyjnym Rady Polityki Pieniężnej (co będzie miało negatywny wpływ na stopę zwrotu z inwestycji), umożliwienie sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej na rynku przed uzyskaniem koncesji (co pozwala na wygenerowanie dodatkowych przychodów), czy

możliwość współdzielenia przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy (co może obniżać nakłady inwestycyjne).

Każda tego typu nowelizacja w sektorze offshore, z uwagi na długotrwały i skomplikowany proces rozwoju morskich farm wiatrowych, podlega szczególnej weryfikacji, w tym pod kątem założeń finansowych rozwijanych projektów. Wspomniany projekt nowelizacji przeważająco proponuje rozwiązania korzystne dla sektora offshore, ale Spółka identyfikuje także zmiany mające niekorzystny efekt.

Ryzyko podatkowe

Ministerstwo Finansów wydaje liczne i obszernie objaśnienia podatkowe dotyczące przepisów podatkowych, niemniej z uwagi na ich złożony charakter, budzą one wśród podatników liczne wątpliwości dotyczące ich praktycznego zastosowania. Dodatkowo, pojawiają się sprzeczne interpretacje podatkowe oraz wyroki WSA i NSA prezentujące niejednorodną linię orzecniczą w sprawach podatkowych. Wskutek takich działań podatnicy mogą być narażeni na ryzyko podatkowe.

Od początku 2025 roku zostały wprowadzone nowe przepisy dotyczące podatku od nieruchomości. Jest wiele niejasności co do nowej definicji budowli/budynku, co może generować ryzyko w zakresie rozliczeń w tym podatku.

Ryzyko związane z koniecznością spełnienia wymogów przewidzianych przez przepisy dotyczące ochrony środowiska

Działalność gospodarcza prowadzona przez Spółkę oraz inne podmioty z Grupy poddana jest szeregowi regulacji prawnych z zakresu ochrony środowiska. W szczególności istnieje lub może powstać obowiązek uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, pozwoleń zintegrowanych czy pozwoleń sektorowych na emisję gazów lub pyłów do powietrza, wodnoprawnych pozwoleń na wytwarzanie odpadów oraz właściwej i terminowej sprawozdawczości związanej m.in. z korzystaniem ze środowiska. Spełnienie wymagań przewidzianych przepisami dotyczącymi ochrony środowiska może wiązać się z nakładami finansowymi na opracowanie dokumentacji i przystosowanie instalacji do spełnienia wymagań.

Ponadto w związku ze wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji CO₂, koniecznym stało się uzyskanie zezwoleń na uczestnictwo w tym systemie handlu instalacji wykorzystywanych w działalności prowadzonej przez Spółkę lub podmioty z Grupy. Handel emisjami to jeden z instrumentów polityki ekologicznej, służący ograniczaniu emisji zanieczyszczeń. Obowiązek udziału Polski w systemie wynika z realizacji postanowień protokołu z Kioto oraz zobowiązań wynikających z członkostwa w Unii Europejskiej. Obecny okres handlu emisjami, tj. EU ETS 2021-2030, regulowany jest ustawą z dnia 15 kwietnia 2021 r. o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych ustaw. Regulacjom tym podlega Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna, która uczestniczy we wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji.

Elektrociepłownia Nowa Sarzyna, która podlega obowiązkowi raportowania emisji CO₂, co roku do 31 marca danego roku kalendarzowego przedkłada do KOBIZE roczny raport wielkości emisji (za rok poprzedni) wraz z raportem niezależnego weryfikatora. Wszystkie spółki korzystające ze środowiska, a więc emitujące gazy i pyły do powietrza, posiadające flotę samochodową lub wykazane inne emisje (np. gazy SF₆) przygotowują sprawozdanie z korzystania ze środowiska i w zależności od kwoty przekazują sprawozdanie do właściwego Urzędu Marszałkowskiego (do 31 marca danego roku kalendarzowego). Korzystanie ze środowiska jest również raportowane w Krajowej Bazie KOBIZE (do 28 lutego danego roku kalendarzowego). Spółki prowadzące gospodarkę odpadami mają czynne konta w bazie BDO, w której raportowane są wytworzone odpady (do 31 marca danego roku kalendarzowego).

W przypadku projektów morskich farm wiatrowych występuje ryzyko związane z wdrażaniem postanowień decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach wydanych dla morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III dotyczących warunków instalacji fundamentów planowanych farm. Warunki te dotyczą:

- ograniczenia terminów realizacji działania polegającego na wbijaniu pali fundamentowych w celu ochrony ptaków,
- zachowania przerw w procesie palowania w celu ochrony ssaków morskich.

Instalacja fundamentów w ramach ww. projektów planowana jest w roku 2026. W przypadku opóźnień w dostawach czy instalacji fundamentów wykraczających poza dopuszczony decyzjami o środowiskowych uwarunkowaniach okres, konieczne będzie ponowne zmobilizowanie prac instalacyjnych w kolejnym roku (przedłużenie okresu instalacji fundamentów). W celu minimalizacji ww. ryzyka podjęto decyzję o wystąpieniu z wnioskiem o zmianę decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Niezbędna dokumentacja jest w trakcie opracowywania. Przewidywany termin uzyskania decyzji RDOŚ w Gdańsku dot. wnioskowanych zmian – I/II kwartał 2026 r.

Ryzyko konkurencyjności projektów OZE rozwijanych przez Grupę

W celu wieloletniego zabezpieczenia odbioru energii elektrycznej produkowanej przez instalacje OZE po stałej cenie, spółki z Grupy rozwijające projekty OZE biorą udział w systemie wsparcia OZE (tzw. systemie aukcyjnym) lub zawierają wieloletnie umowy PPA (ang. power purchase agreement; PPA).

System wsparcia OZE uzależnia uzyskanie i wysokość wsparcia (w granicach cen maksymalnych określonych w rozporządzeniu) dla wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych od wygrania aukcji. W konsekwencji istnieje ryzyko, że projekty farm wiatrowych oraz farm fotowoltaicznych rozwijane przez Grupę nie otrzymają wsparcia. Jednocześnie wsparcie udzielone w ramach systemu aukcyjnego, co do zasady, uniezależnia wytwórcę na okres 15 lat od ryzyka rynkowego w zakresie wolumenu zabezpieczonego w tej aukcji.

Wraz z rozwojem rynku OZE w Polsce Spółka obserwuje zwiększające się ryzyko konkurencji w tym segmencie, w tym w szczególności ze strony nowych inwestorów zagranicznych o silnym zapleczu kapitałowym. Istnieje ryzyko, że projekty rozwijane przez Grupę nie będą wystarczająco konkurencyjne, w związku z czym oferty składane w ramach aukcji OZE nie pozwolą na zakwalifikowanie się do uzyskania wsparcia w ramach tego systemu, a odbiorcy nie będą zainteresowani zawarciem umów PPA z Grupą.

Grupa prowadzi prace w zakresie dalszego rozwoju projektów wiatrowych i fotowoltaicznych, aby zrealizować cele przewidziane w strategii Grupy na lata 2025-2030. Część z nich wzięła udział w aukcjach. Aktualnie wsparcie aukcyjne uzyskało 6 projektów wiatrowych i 8 projektów fotowoltaicznych realizowanych przez Grupę.

Dodatkowo, w przypadku projektu morskiej farmy wiatrowej MFW Bałtyk I, przygotowywanego na do udziału w aukcji, która ma odbyć się w 2025 roku, istnieje ryzyko niezorganizowania aukcji w 2025 roku. Dzięki wygranej aukcji projekt mógłby uzyskać wsparcie w postaci dwustronnego kontraktu różnicowego na okres 25 lat, co w przypadku projektów morskich farm wiatrowych tak zwanej drugiej fazy jest niezbędne dla ich sfinansowania oraz realizacji w założonym harmonogramie. Aukcja może nie zostać zorganizowana, pomimo że została ogłoszona przez Prezesa Urzędu Regulacji i Energetyki na 17 grudnia 2025 roku, ze względu na brak gotowości co najmniej trzech konkurencyjnych projektów do udziału w niej. Spółka celowo przygotowuje projekt w taki sposób, aby minimalizować skutki finansowe ewentualnego opóźnienia w projekcie. W tym celu opracowano scenariusz realizacji projektu, który zakłada poniesienie minimalnych kosztów przed aukcją (których celem jest jedynie przeprowadzenie niezbędnych prac przygotowawczych do dalszego dewelopmentu projektu oraz spełnienie kryteriów kwalifikacji projektu do startu w aukcji). Poniesienie większości kosztów rozwoju projektu planowane jest w okresie przypadającym po ogłoszeniu wyników aukcji (w zależności od jej rezultatu).

Ryzyko związane z kondycją finansową klientów i kontrahentów

W obszarze energetyki przemysłowej Grupa uzyskuje przychody na podstawie długoterminowych umów dostaw energii elektrycznej i ciepłej zawieranych z jednym lub kilkoma odbiorcami. Kondycja finansowa

klientów i ich zdolność do regulowania zobowiązań wobec spółek z Grupy ma zatem kluczowe znaczenie dla powodzenia projektów, osiąganych wyników finansowych, a także dla kondycji finansowej Grupy. Także gwałtowne zmniejszenie zużycia energii przez klienta może mieć wpływ na efektywność produkcji energii.

Przed zawarciem kontraktów i rozpoczęciem inwestycji Spółka dokonuje kompleksowej weryfikacji potencjalnych klientów, także z udziałem konsultantów zewnętrznych, pod kątem ich zdolności do wywiązywania się ze zobowiązań wobec Spółki, a także perspektyw kształtowania się sytuacji w branżach, w których działają. Grupa dobiera klientów z zachowaniem wszelkiej staranności z branż o dobrym potencjale rynkowym. Spółka szczegółowo analizuje proces technologiczny oraz zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepłą klienta, a rozpoczęcie projektu poprzedza kilkumiesięczna współpraca obu stron. W związku ze wzrostem prawdopodobieństwa pogorszenia się sytuacji finansowej niektórych przedsiębiorstw w związku z trudną sytuacją makroekonomiczną Grupa identyfikuje ryzyko zwiększenia poziomu nieściągalnych należności. Powyższe zostało uwzględnione w modelu szacowania ryzyka kredytowego, co skutkowało na dzień 30 czerwca 2025 r. łącznym odpisem na nieściągalne należności w wysokości 35 896 tys. PLN.

W przypadku pogorszenia się sytuacji finansowej klientów podmiotów z Grupy, w szczególności w związku z pogorszeniem się sytuacji gospodarczej, a także w przypadku wystąpienia innych czynników takich jak, między innymi, wzmożona konkurencja na rynku, na którym działa Grupa, nie można wykluczyć utraty klientów lub kontrahentów przez Grupę, co mogłoby negatywnie wpłynąć na sytuację finansową Grupy.

Jednocześnie w obszarze obrotu i sprzedaży w związku z niepewną sytuacją makroekonomiczną utrzymuje się zwiększone ryzyko prowadzenia działalności handlowej. Przyczynia się do tego między innymi wzrost zmienności cen energii i surowców, spadek płynności na giełdzie oraz wzrost ryzyka niewypłacalności kontrahentów. Wymienione czynniki ryzyka mogą także oddziaływać na płynność poprzez wzrost poziomu wymaganych depozytów zabezpieczających oraz poziomu należności nieściągalnych. W odpowiedzi na wzrost ryzyka Spółka zintensyfikowała bieżący monitoring i analizy w przedmiotowym obszarze oraz stosuje bardziej restrykcyjną weryfikację kontrahentów przy zawieraniu nowych transakcji, niemniej nie można wykluczyć, że w przyszłości pogorszenie kondycji finansowej klientów i kontrahentów, negatywnie wpłynie na sytuację finansową Grupy.

Ryzyko dotyczące sporów sądowych

Informacje na temat postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, dotyczących zobowiązań oraz wierzytelności Emitenta lub jego jednostki zależnej od niego zostały przedstawione w nocy 25 do Śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Polenergia S.A.

Nie ma pewności, że w obecnych postępowaniach nie zapadną decyzje/orzeczenia niekorzystne dla Grupy. Nie ma również pewności, że tego rodzaju postępowania lub spory nie zostaną wszczęte przeciwko Grupie w przyszłości lub że nie zostaną one rozstrzygnięte niekorzystnie dla Grupy. Ponadto wszelkie tego rodzaju spory lub postępowania prawne, uzasadnione lub nieuzasadnione, mogą być kosztowne i czasochłonne, mogą odwracać uwagę kadry zarządzającej Grupy, a w przypadku ich rozstrzygnięcia niekorzystnego dla Grupy, mogą naruszyć jej reputację i zwiększyć koszty.

Ryzyko związane z niespełnieniem wymogów z umów kredytu i warunków emisji obligacji

Na dzień 30 czerwca 2025 r., łączna wartość zobowiązań Grupy wynosiła 3.973 mln PLN, z czego zadłużenie Grupy z tytułu kredytów i pożyczek udzielonych podmiotom z Grupy wynosiło 2.126 mln PLN, a zobowiązania z tytułu emisji obligacji wyniosły 762 mln PLN. Zawarte umowy kredytu zawierają szereg wymogów, które poszczególne spółki projektowe lub prowadzone przez nie projekty powinny spełniać, a których naruszenie może skutkować wypowiedzeniem umowy kredytu, postawieniem kredytu w stan natychmiastowej wymagalności lub zwiększeniem kosztów finansowania. Warunki emisji obligacji zawierają postanowienia nakładające na spółkę Polenergia S.A. obowiązek utrzymywania wymaganych poziomów wskaźników

finansowych. Grupa na bieżąco analizuje poziom zadłużenia oraz ryzyko niespełnienia wymogów umów kredytu i warunków emisji obligacji i pozostaje w bieżącym kontakcie z instytucjami finansującymi.

W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko materializowało się w ograniczonym zakresie i polegało na naruszeniach mniej istotnych postanowień umów kredytu oraz na incydentalnym niespełnieniu przez spółki celowe niektórych wymogów odnoszących się do wskaźników finansowych. Niemniej, w każdym przypadku niespełnienia wymogów dotyczących wskaźników finansowych spółki celowe z Grupy uprzednio zawiadamiały właściwy bank udzielający finansowania o możliwości wystąpienia takiego przypadku i każdorazowo uzyskiwały waiver w tym zakresie bądź zobowiązywały się do niezwłocznego podjęcia działania naprawczego poprzez wniesienie dodatkowego kapitału w kwocie wystarczającej do poprawy przepływu pieniężnego kredytobiorcy i w efekcie osiągnięcia minimalnego poziomu wskaźnika. Żaden z banków udzielających finansowanie nigdy nie wypowiedział umowy kredytu ani nie wszczął postępowania egzekucyjnego przeciwko któremukolwiek z podmiotów z Grupy.

Ryzyko zmienności rynkowych cen zielonych certyfikatów i ich nadpodaży

Wyniki finansowe Grupy w coraz mniejszym stopniu, ale nadal uzależnione są m.in. od poziomu rynkowych cen zielonych certyfikatów. Wsparcie to dotyczy wyłącznie projektów wiatrowych uruchomionych do 2015 r. i dla ostatnich projektów wygaśnie w 2030 r. Grupa na bieżąco analizuje sytuację na rynku zielonych certyfikatów i podejmuje decyzje w sprawie zabezpieczenia sprzedaży zielonych certyfikatów pochodzących z segmentu energetyki wiatrowej, korzystając z możliwości zawierania transakcji na rynku kontraktów bilateralnych, jak i na rynku giełdowym.

Głównym czynnikiem wpływającym na ceny zielonych certyfikatów jest poziom obowiązku, który determinuje popyt. Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 sierpnia 2024 r. obowiązek umorzenia świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej produkowanej z OZE innych niż biogaz rolniczy został w 2025 r. ustalony na poziomie 8,5%. W czerwcu 2025 roku ceny zielonych certyfikatów kształtowały się na poziomie ok. 25 zł/MWh. W dniu 22 lipca 2025 roku Ministerstwo Klimatu i Środowiska opublikowało projekt rozporządzenia określającego obowiązek umorzenia świadectw pochodzenia PMOZE_A na 2026 rok na poziomie 13%, wraz z propozycjami dotyczącymi kolejnych lat w wysokości 12% w 2027 roku oraz 11% w 2028 roku. Proponowany wzrost poziomu obowiązku może przyczynić się do zahamowania dalszego wzrostu nadpodaży zielonych certyfikatów, która wywiera presję spadkową na ich ceny. Należy jednak podkreślić, że opublikowane wartości mają obecnie status projektu, a doświadczenia z lat ubiegłych wskazują, iż pierwotne propozycje ministerialne mogą ulec istotnym zmianom w toku uzgodnień międzyresortowych i konsultacji publicznych.

Zakupy zielonych certyfikatów przez sprzedawców energii realizowane pod dostawy na kolejne lata są obecnie nieznaczące ze względu na wysokie prawdopodobieństwo utrzymania się niskich poziomów obowiązków. Na rynku bieżącym ceny zielonych certyfikatów w znacznej mierze skorelowane są z bieżącą podażą certyfikatów z farm wiatrowych i szybkością wydawania praw majątkowych przez Prezesa URE oraz strategiami zakupowymi pod umorzenia certyfikatów.

Obniżenie poziomu obowiązku w wymiarze większym niż spadek podaży certyfikatów związanych z zakończeniem wsparcia dla najstarszych projektów częściowo zrekompensowany został wyższymi cenami energii, ale w przypadku dalszych spadków uzyskiwanych cen ze względu na rosnące koszty profilu Grupa może osiągać gorsze wyniki finansowe co doprowadzi do niedotrzymania wskaźników finansowych określonych w umowach kredytowych poszczególnych projektów farm wiatrowych. W przypadku długoterminowego utrzymywania się cen zielonych certyfikatów i energii na niskim poziomie mogą wystąpić okresowe problemy w realizacji zobowiązań wynikających z niektórych umów kredytu, a w części projektów może się także pojawić konieczność uruchomienia gwarancji udzielonych przez Polenergię S.A.

Grupa ogranicza na bieżąco ekspozycję na ryzyko spadku ceny zielonych certyfikatów poprzez wcześniejsze zabezpieczanie ceny sprzedaży certyfikatów i energii odpowiadających produkcji w kolejnych latach.

W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko materializowało się. Grupa, z tytułu produkcji energii ze źródeł odnawialnych, uzyskuje około 650 tys. MWh zielonych certyfikatów rocznie. Spadek cen o ponad 100 PLN/MWh, który można było zaobserwować na przestrzeni lat 2014-2016, oznaczał spadek przychodów grupy o ponad 65 mln PLN rocznie. W kolejnych latach ceny certyfikatów utrzymywały się na wysokich poziomach, jednakże po obniżeniu poziomu obowiązku w latach 2024 i 2025 ceny zielonych certyfikatów spadły poniżej 30 PLN/MWh i istnieje duże prawdopodobieństwo, że w 2026 roku obowiązek również nie będzie wystarczająco wysoki, aby zmniejszyć nadpodaż i spowodować wzrost cen zielonych certyfikatów.

Ryzyko zmiany kursów walutowych

W ramach segmentu lądowych (on-shore) farm wiatrowych i segmentu fotowoltaiki, obejmującego również projekty znajdujące się w fazie rozwoju i budowy, część zobowiązań denominowana jest w EUR. Wszystkie zobowiązania walutowe w projektach inwestycyjnych zostały już uregulowane.

W projektach operacyjnych mogą występować płatności w walutach obcych dotyczące bieżącej działalności, jednak ich wysokość jest marginalna, wobec czego ryzyko z nimi związane jest znikome.

W ramach segmentu morskich farm wiatrowych, większość nakładów inwestycyjnych denominowana jest w walutach obcych, głównie w EUR, co powoduje istotną ekspozycję na ryzyko walutowe związane z wysokością przyszłych wydatków inwestycyjnych. Wprowadzone w 2022 r. zmiany w Ustawie o Promowaniu Wytwarzania Energii Elektrycznej w Morskich Farmach Wiatrowych, umożliwiają denominację w EUR części lub całości przychodów z tytułu prawa do pokrycia ujemnego salda ze sprzedaży energii elektrycznej. Opisywana zmiana pozwoliła na uzyskanie finansowania dłużnego w EUR co znacząco ograniczyło ryzyko walutowe na etapie budowy projektów, gdzie większość wydatków denominowanych jest w EUR. Wydatki inwestycyjne w pozostałych walutach, takich jak PLN i USD zostały zabezpieczone za pomocą transakcji forward walutowy, zgodnie z harmonogramem wydatków.

Polenergia S.A. odpowiada za wniesienie do 2028 r. wkładu w wysokości ok. 124 mln EUR do spółek MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. Środki te zostały już wpłacone w pełnej wysokości na Rachunki Depozytowe.

Polenergia Obrót S.A. narażona jest na ryzyko walutowe wskutek prowadzenia handlu energią elektryczną na rynkach zagranicznych oraz w związku z uczestnictwem w rynku praw do emisji CO₂. Ekspozycja na ryzyko walutowe spółki jest jednak w dużej mierze ograniczona w sposób naturalny, tj. przychody ze sprzedaży i korespondujące z nimi koszty zakupu, jak również należności i zobowiązania generowane są w walucie obcej. W przypadku znaczących transakcji Polenergii Obrót S.A. w walucie obcej, zawierane są transakcje zabezpieczające kurs wymiany walut. Kwestie zarządzania ryzykiem w Polenergii Obrót S.A. uregulowane są w obowiązującej polityce zarządzania ryzykiem Spółki i odbywają się zgodnie z zasadami tam opisanymi.

Ryzyko zmienności rynkowych cen energii elektrycznej

Wyniki finansowe Grupy są uzależnione od poziomu rynkowych cen energii elektrycznej. Grupa na bieżąco analizuje sytuację na hurtowym rynku energii i podejmuje decyzje w sprawie zabezpieczenia sprzedaży energii elektrycznej pochodzącej z segmentu lądowych farm wiatrowych, farm fotowoltaicznych oraz segmentu gazu i czystych paliw.

Grupa prowadzi działalność polegającą na obrocie i sprzedaży energii elektrycznej i gazu ziemnego m.in. na rynku hurtowym. Wynik na tej działalności jest uzależniony od zmian cen rynkowych produktów będących przedmiotem obrotu oraz struktury otwartych pozycji na rynku. Dla działalności tej prowadzona jest bieżąca kontrola ryzyka z uwzględnieniem przyznanych mandatów ryzyka na poszczególne produkty i portfele oraz codziennego badania ekspozycji na ryzyko przy wykorzystaniu metodologii VaR (value at risk).

Zmienność cen energii elektrycznej wpływa na uzyskane efektywne ceny sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej przez farmy wiatrowe i fotowoltaiczne Grupy oraz ceny zabezpieczone dla odbiorców energii obsługiwanych przez Grupę. Efekt niższych cen uzyskiwanych przez sprzedawców OZE i wyższych przez odbiorców, w stosunku do cen rynkowych to tzw. koszty profilowania. Poziom i zmienność kosztów profilowania jest w dużej mierze ryzykiem systemowym pozostającym poza kontrolą Grupy, które w razie materializacji może mieć istotny wpływ na wyniki osiągnięte przez Grupę, co miało miejsce m.in. w 2022 r. i negatywnie wpłynęło na wyniki linii biznesowych sprzedaży aktywów OZE Grupy, agregacji zewnętrznych OZE oraz sprzedaży do odbiorców końcowych. W kolejnych latach koszty profilu ustabilizowały się, aż do 14 czerwca 2024 r. kiedy to wprowadzono reformę rynku bilansującego i odnotowaliśmy wzrost kosztów profilowania farm wiatrowych i fotowoltaicznych. Wzrost zmienności cen, rozliczenia w okresach 15-minutowych i wzrost mocy zainstalowanej w OZE może przyczynić się do dalszej inflacji kosztu profilu i niższych uzyskiwanych cen sprzedaży w stosunku do średniej rynkowej ceny energii.

Jednocześnie wsparcie udzielane w ramach systemu aukcyjnego OZE dla wolumenu zabezpieczonego za pomocą aukcji, co do zasady, uniezależnia wytwórcę na okres 15 lat od ryzyka rynkowego w zakresie cen sprzedaży energii elektrycznej. Wsparcie dotyczy wyłącznie tych projektów realizowanych w Grupie, które wygrały aukcję OZE i wyłącznie dla części wolumenu rozliczanego z Zarządcą Rozliczeń. Przy utrzymujących się relatywnie wysokich cenach rynkowych (wyższych od cen rozliczeniowych z Zarządcą Rozliczeń) wsparcie w ramach systemu aukcyjnego w 2024 r. i w pierwszej połowie 2025 r. było czynnikiem działającym niekorzystnie na przychody z OZE uczestniczących w aukcji (w stosunku do możliwych do uzyskania cen rynkowych). Niemniej jednak ceny dla farm fotowoltaicznych uzyskiwane na rynku RDN ze względu na efekt nadpodaży energii z PV w okresach dużego nasłonecznienia i niskiego popytu podlegały degradacji aż do poziomów ujemnych, kiedy to korzystniej było wyłączyć jednostkę niż produkować energię i dopłacać do sprzedaży na rynku. Należy zaznaczyć, że w wypadku wystąpienia co najmniej 6 godzin pod rząd z ujemnymi cenami jednostki wytwórcze pozbawiane są wsparcia aukcyjnego lub zielonych certyfikatów dla wolumenu wyprodukowanego w takim okresie.

Pierwsza połowa 2025 roku przyniosła też znaczny wzrost liczby okresów, w których PSE ze względu na brak możliwości równoważenia popytu i podaży w okresach nadwyżki produkcji energii z OZE stosował nierynkowe ograniczenia mocy źródeł OZE, zmuszając farmy fotowoltaiczne i wiatrowe do wyłączenia się i zaprzestania produkcji w tych okresach. Sytuacje takie jakkolwiek rekompensowane przez PSE negatywnie wpływają na przychody jednostek wytwórczych Grupy.

Niezależnie od powyższego, wyższe ceny energii elektrycznej pozytywnie wpływają na wyniki związane z produkcją energii z OZE pod warunkiem, że dotyczą okresu, dla którego sprzedaż nie była wcześniej zabezpieczona czy to w formie kontraktu różnicowego, umowy PPA ze stałą ceną, czy też na rynku terminowym w produktach standardowych, po niższych cenach. Dodatkowo, jeśli kontrakt dotyczący sprzedaży energii elektrycznej zawarty z klientem dotyczy konkretnego wolumenu w wybranym okresie (istotna część kontraktów ma taką formę), to zważywszy na zmienność produkcji energii elektrycznej wytworzonej w OZE Spółka dokonuje zakupu bądź sprzedaży na rynku energii i dostarcza klientowi taką ilość energii, jaka była ustalona w kontrakcie. W sytuacji dynamicznych wzrostów i spadków cen energii odchylenie w zużyciu energii przez klientów od wartości zakontraktowanych może wygenerować istotny wynik (zarówno pozytywny jak i negatywny), niewspółmierny do pierwotnych założeń. Zgodnie z zasadą dostosowywania wolumenów i cen pozyskiwanych z własnych i zewnętrznych źródeł wytwórczych oraz wolumenów i cen sprzedaży do klientów końcowych (poprzez zarządzanie portfelowe) Grupa minimalizuje ekspozycję na ryzyko zmian rynkowych cen energii elektrycznej w segmentach obrotu i sprzedaży oraz dystrybucji.

Od 14 czerwca 2024 r. rynek bilansujący działa na nowych zasadach, które po wprowadzeniu 15-minutowych okresów rozliczeniowych doprowadziły do wzrostu kosztów niezbilansowania jednostki bilansowej, co dodatkowo wzmocniło czynniki ryzyka związane ze spadkiem przychodów ze źródeł OZE. PSE przygotowuje obecnie kolejne zmiany w regulacjach rynku bilansującego w celu zwiększenia efektu penalizującego i

niejako zmuszenia uczestników rynku do jeszcze dokładniejszego prognozowania własnej pozycji sprzedażowej lub zakupowej.

Segment lądowych farm wiatrowych w dostawach na 2025 r. został zabezpieczony w znacznej części portfela na rynku terminowym z cenami wyższymi niż notowania obserwowane na rynku bieżącym. Jednocześnie niskie ceny SPOT powodują spadki notowań kontraktów terminowych na kolejne lata, gdzie istnieje ryzyko, że przy niskiej cenie zabezpieczenia terminowego i niskiej wietrzności Spółka będzie musiała odkupić zabezpieczoną terminowo energię z rynku bieżącego po cenach znacznie wyższych niż cena zabezpieczania, co może generować negatywny wpływ na wynik. Ryzyko takie zmaterializowało się już w niektórych okresach 2022 r. Dlatego też Spółka zmieniła podejście i zabezpieczenia na kolejne lata realizowane są w sposób elastyczny i z buforem energii pozostawionym na rynek bieżący. Dodatkowo Grupa bardzo mocno rozwija segment sprzedaży energii w umowach długoterminowych PPA w formułach pay-as-produce i pay-as-forecast, z stałą lub indeksowaną poziomem inflacji ceną. Długoterminowo w sytuacji długotrwałego spadku cen energii elektrycznej i w konsekwencji obniżek notowań kontraktów terminowych może zostać ograniczony potencjał wyniku finansowego tego segmentu dla wolumenu niezabezpieczonego w kontraktach PPA i w aukcjach. Również wzrost liczby źródeł OZE może w kolejnych latach negatywnie wpływać na przychody segmentu lądowych farm wiatrowych oraz farm fotowoltaicznych z uwagi na spadki cen energii w okresach dużej generacji energii ze źródeł wiatrowych czy analogicznie źródeł wykorzystujących energię słoneczną, co przyczynia się do znacznego wzrostu kosztu profilu i redukcji przychodów.

Część wolumenu sprzedaży energii elektrycznej pochodzącej z aktywów wytwórczych OZE zabezpieczana jest na rynku terminowym TGE i wymaga utrzymywania odpowiedniego poziomu depozytów zabezpieczających, których wysokość uzależniona jest od notowań indeksów giełdowych i może podlegać znacznym wahaniom. Powyższe ryzyko zmaterializowało się w 2022 r. i w połączeniu z wysoką zmiennością profilu produkcji farm wiatrowych oraz cen rynkowych energii spowodowało większe zapotrzebowanie na kapitał obrotowy. Polenergia Obrót zawiera też kontrakty z odbiorcami energii elektrycznej, które zabezpieczone są na rynku terminowym TGE powodując zapotrzebowanie na depozyty zabezpieczające, co wymaga zwiększonego zaangażowania kapitału obrotowego. W związku z materializacją powyższych czynników ryzyka w 2022 r. Grupa w celu kontroli płynności realizuje strategię równoważenia pozycji zakupowych i sprzedażowych na rynku giełdowym.

Ryzyko zmiany stóp procentowych

Udział długu w strukturze finansowania Grupy jest znaczący. Zgodnie ze strategią Grupy zakładającą maksymalizację stopy zwrotu z kapitału własnego, projekty inwestycyjne są finansowane długiem w ponad 50%. Zgodnie z postanowieniami umów kredytów zawartych przez poszczególne podmioty z Grupy, odsetki należne z tytułu udzielonych kredytów ustalane są na podstawie zmiennych stóp procentowych. Jednocześnie Grupa kontynuuje strategię zmniejszania ekspozycji poprzez zawieranie transakcji zabezpieczających ryzyko zmiany stopy procentowej.

Na dzień 30 czerwca 2025 r., ok. 83% zobowiązań z tytułu kredytów podmiotów z Grupy (z wyłączeniem Morskich Farm Wiatrowych) i wyemitowanych obligacji było zabezpieczone przed zmianą poziomu stóp procentowych. Pełne zabezpieczenie osiągnięto poprzez transakcje finansowe IRS co odpowiada za ok. 79% zobowiązań z tytułu kredytów inwestycyjnych podmiotów z Grupy i wyemitowanych obligacji. Częściowe zabezpieczenie przed zmianą poziomu stóp procentowych uzyskano w sposób naturalny w Polenergii Dystrybucja w postaci taryfy Prezesa URE skorelowanej ze stawką WIBOR. Ze względu na fakt, że Polenergia Dystrybucja działa na rynku regulowanym jej przychody wyznaczane są na podstawie zwrotu z kapitału, a mianowicie za pomocą średnioważonego kosztu kapitału (WACC regulacyjny) zdefiniowanego przez Prezesa URE. Większość parametrów we wzorze na WACC regulacyjny pozostaje stałych. Komponentem, który ma największy wpływ na zmiany w WACC regulacyjnym jest stopa wolna od ryzyka, która to zgodnie z definicją Prezesa URE wyznaczana jest na podstawie średniej rentowności 10-letnich

obligacji Skarbu Państwa o stałym oprocentowaniu, które to są skorelowane ze stawką WIBOR. Zobowiązania z tytułu kredytów w Polenergii Dystrybucja stanowią ok. 4% zobowiązań Grupy z tytułu kredytów i wyemitowanych obligacji. Limity kredytów obrotowych i odnawialnych wykorzystywane przez Grupę w finansowaniu działalności operacyjnej w ramach segmentów obrotu i sprzedaży, dystrybucji oraz gazu i czystych paliw nie mogą zostać zabezpieczone przed ryzykiem wzrostu stóp procentowych. Ponadto wysoki poziom stóp procentowych wpływa na koszt finansowania dla nowych projektów (w tym farm wiatrowych oraz farm fotowoltaicznych) i może mieć wpływ na ocenę ich rentowności. Dlatego nie można wykluczyć, że znaczny wzrost rynkowych stóp procentowych ponad wartości prognozowane przez Grupę i uwzględnione w budżetach projektów może mieć negatywny wpływ na realizację niektórych elementów Strategii i wyniki finansowe osiąganego przez Grupę w przyszłości.

W przypadku spółek realizujących projekty morskich farm wiatrowych we współpracy z Equinor - MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. - dokonano transakcji zabezpieczających ryzyko zmiany stopy procentowej. Zawarte transakcje zabezpieczają łącznie około 90% planowanej ekspozycji tych spółek projektowych na ryzyko zmiany stopy procentowej opartej na wskaźniku EURIBOR.

9. Zestawienie stanu posiadania akcji emitenta lub uprawnień do nich przez osoby zarządzające i nadzorujące emitenta na dzień przekazania raportu półrocznego, wraz ze wskazaniem zmian w stanie posiadania, w okresie od przekazania poprzedniego raportu

Mansa Investments sp. z o.o. będąca większościowym akcjonariuszem Polenergia S.A. jest pośrednio kontrolowana przez p. Dominikę Kulczyk, Przewodniczącą Rady Nadzorczej Polenergia S.A.

10. Wskazanie akcjonariuszy posiadających, bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne, co najmniej 5 % w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu emitenta, wraz ze wskazaniem liczby posiadanych przez te podmioty akcji, ich procentowego udziału w kapitale zakładowym, liczby głosów z nich wynikających i ich procentowego udziału w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu oraz wskazanie zmian w strukturze własności znacznych pakietów akcji emitenta w okresie od przekazania poprzedniego raportu kwartalnego:

Informacje na temat akcjonariatu Emitenta zostały przedstawione w nocy 18 do Śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Polenergia S.A.

11. Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, dotyczących zobowiązań oraz wierzytelności Emitenta lub jego jednostki zależnej od niego

Informacje na temat postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, dotyczących zobowiązań oraz wierzytelności Emitenta lub jego jednostki zależnej od niego zostały przedstawione w nocy 25 do Śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Polenergia S.A.

12. Informacje o zawarciu przez emitenta lub jednostkę od niego zależną jednej lub wielu transakcji z podmiotami powiązanymi, jeżeli pojedynczo lub łącznie są one istotne i zostały zawarte na innych niż rynkowe warunkach, z wyjątkiem transakcji zawieranych przez emitenta będącego funduszem z podmiotem powiązanym, wraz ze wskazaniem ich wartości, przy czym informacje dotyczące poszczególnych transakcji mogą być zgrupowane według rodzaju, z wyjątkiem przypadku, gdy

informacje na temat poszczególnych transakcji są niezbędne dla zrozumienia ich wpływu na sytuację majątkową, finansową i wynik finansowy emitenta

Informacje na temat transakcji z podmiotami powiązanymi Emitenta zostały przedstawione w nocie 35 do Śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

13. Informacje o udzieleniu przez emitenta lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji – łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej

Informacje o udzieleniu przez Emitenta lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji – łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej zostały przedstawione w nocie 24 do Śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

14. Inne informacje, które zdaniem emitenta są istotne dla oceny jego sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego i ich zmian, oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez emitenta

Zdaniem Emitenta nie występują informacje poza tymi zaprezentowanymi w Raportach Bieżących i Okresowych, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań Emitenta.

15. Wskazanie czynników, które w ocenie Emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału

W ocenie Grupy w perspektywie kolejnych kwartałów istotny wpływ na osiągane wyniki (skonsolidowane i jednostkowe na poziomie spółek) będą miały następujące czynniki:

- poziom wietrzności w rejonie lokalizacji farm wiatrowych Puck, Łukaszów, Modlikowice, Gawłowice, Rajgród, Skurpie, Mycielin, Krzęcin, Szymankowo, Kostomłoty, Dębsk, Piekło, Międzychód i Grabowo,
- poziom nasłonecznienia w rejonie lokalizacji portfeli farm fotowoltaicznych Sulechów I, II, III, Buk, Strzelino, Szprotawa
- ceny energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów,
- ostateczny kształt regulacji prawnych mających wpływ na działalność Emitenta,
- ewentualne wahania cen uprawnień do emisji CO₂, gazu ziemnego,
- kondycja finansowa klientów Spółki,
- sytuacja makroekonomiczna Polski,
- poziom rynkowych stóp procentowych,
- dostępność i koszt finansowania dłużnego,
- rozwój sytuacji w związku z konfliktem zbrojnym w Ukrainie.