Grupa Kapitałowa Polenergia S.A.

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ POLENERGIA ZA ROK ZAKOŃCZONY DNIA 31 GRUDNIA 2023 ROKU

Jerzy Wacław Zań – Prezes Zarządu

Andrzej Filip Wojciechowski – Wiceprezes Zarządu

Iwona Maria Sierżęga – Członkini Zarządu

Piotr Łukasz Maciołek – Członek Zarządu

Warszawa, 26 marca 2024 roku

Spis treści

1. Skonsolidowany rachunek zysków i strat za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2023 roku 4
2. Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2023 roku oraz pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy 5
3. Otoczenie prawne 32
4. Struktura organizacyjna Grupy 32
5. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w rocznym 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 32
6. Zwięzły opis istotnych dokonań lub niepowodzeń Emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących 34
7. Opis czynników i zdarzeń, w szczególności o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na osiągnięte wyniki finansowe 34
8. Wskazanie akcjonariuszy posiadających bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu Emitenta na dzień przekazania raportu rocznego 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 rocznego 34
9. Wskazanie skutków zmian w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności 35
10. Informacje ogólne 36
11. Opis organizacji grupy kapitałowej Emitenta ze wskazaniem jednostek podlegających konsolidacji oraz zmian w organizacji grupy kapitałowej Emitenta wraz z podaniem ich przyczyn 36
12. Charakterystyka struktury aktywów i pasywów skonsolidowanego bilansu, w tym z punktu widzenia płynności grupy kapitałowej Emitenta 37
13. Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń, z określeniem, w jakim stopniu Emitent jest na nie narażony 37
14. Oświadczenie o stosowaniu ładu korporacyjnego 60
15. Wskazanie istotnych postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, dotyczacych zobowiązań oraz wierzytelności Emitenta lub jego jednostki zależnej, ze wskazaniem przedmiotu postępowania, wartości przedmiotu sporu, daty wszczęcia postępowania, stron wszczętego postępowania oraz stanowiska Emitenta: 60
16. Informacje o podstawowych produktach, towarach lub usługach wraz z ich określeniem wartościowym i ilościowym oraz udziałem poszczególnych produktów, towarów i usług (jeżeli są istotne) albo ich grup w sprzedaży Emitenta ogółem, a także zmianach w tym zakresie w danym roku obrotowym 63
17. Informacje o rynkach zbytu, z uwzględnieniem podziału na rynki krajowe i zagraniczne, oraz informacje o źródłach zaopatrzenia w materiały do produkcji, w towary i usługi, z określeniem uzależnienia od jednego lub więcej odbiorców i dostawców, a w przypadku, gdy udział jednego odbiorcy lub dostawcy osiąga co najmniej 10% przychodów ze sprzedaży ogółem - nazwy (firmy) dostawcy lub odbiorcy, jego udział w sprzedaży lub zaopatrzeniu oraz jego formalne powiązania z Emitentem 63
18. Informacje o zawartych umowach znaczących dla działalności Emitenta, w tym znanych Emitentowi umowach zawartych pomiędzy akcjonariuszami (wspólnikami), umowach ubezpieczenia, współpracy lub kooperacji 64
19. Informacje o powiązaniach organizacyjnych lub kapitałowych Emitenta z innymi podmiotami oraz określenie jego głównych inwestycji krajowych i zagranicznych (papiery wartościowe, instrumenty finansowe, wartości niematerialne i prawne oraz nieruchomości), w tym inwestycji kapitałowych dokonanych poza jego grupą jednostek powiązanych oraz opis metod ich finansowania oraz opis struktury głównych lokat kapitałowych lub głównych inwestycji dokonanych w ramach grupy kapitałowej Emitenta w danym roku obrotowym 64
20. Informacje o istotnych transakcjach zawartych przez Emitenta lub jednostkę od niego zależną z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż rynkowe, wraz z ich kwotami oraz informacjami określającymi charakter tych transakcji 64
21. Informacje o zaciągniętych i wypowiedzianych w danym roku obrotowym umowach dotyczących kredytów i pożyczek, z podaniem co najmniej ich kwoty, rodzaju i wysokości stopy procentowej, waluty i terminu wymagalności 64
22. Informacje o udzielonych w danym roku obrotowym pożyczkach, ze szczególnym uwzględnieniem pożyczek udzielonych jednostkom powiązanym Emitenta, z podaniem co najmniej ich kwoty, rodzaju i wysokości stopy procentowej, waluty i terminu wymagalności 64

23. Informacje o udzielonych i otrzymanych w danym roku obrotowym poręczeniach i gwarancjach, ze szczególnym uwzględnieniem poręczeń i gwarancji udzielonych jednostkom powiązanym Emitenta 65

24. W przypadku emisji papierów wartościowych w okresie objętym raportem - opis wykorzystania przez Emitenta wpływów z emisji do chwili sporządzenia sprawozdania z działalności 68

25. Objaśnienie różnic pomiędzy wynikami finansowymi wykazanymi w raporcie rocznym a wcześniej publikowanymi prognozami wyników na dany rok 69

26. Ocena, wraz z jej uzasadnieniem, dotycząca zarządzania zasobami finansowymi, ze szczególnym uwzględnieniem zdolności wywiązywania się z zaciągniętych zobowiązań oraz określenie ewentualnych zagrożeń i działań, jakie Emitent podjął lub zamierza podjąć w celu przeciwdziałania tym zagrożeniom 69

27. Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych, w tym inwestycji kapitałowych, w porównaniu do wielkości posiadanych środków, z uwzględnieniem możliwych zmian w strukturze finansowania tej działalności 69

28. Ocena czynników i nietypowych zdarzeń mających wpływ na wynik z działalności za rok obrotowy, z określeniem stopnia wpływu tych czynników lub nietypowych zdarzeń na osiągnięty wynik oraz ważniejsze zdarzenia mające znaczący wpływ na działalność oraz wyniki finansowe grupy kapitałowej Emitenta w roku obrotowym lub których wpływ jest możliwy w latach następnych 70

29. Charakterystyka zewnętrznych i wewnętrznych czynników istotnych dla rozwoju przedsiębiorstwa Emitenta oraz opis perspektyw rozwoju działalności Emitenta co najmniej do końca roku obrotowego następującego po roku obrotowym, za który sporządzono sprawozdanie finansowe zamieszczone w raporcie rocznym, z uwzględnieniem elementów strategii rynkowej przez niego wypracowanej oraz charakterystyka polityki w zakresie kierunków rozwoju grupy kapitałowej Emitenta 70

30. Zmiany w podstawowych zasadach zarządzania przedsiębiorstwem Emitenta i jego grupą kapitałową 71

31. Wszelkie umowy zawarte między Emitentem a osobami zarządzającymi, przewidujące rekompensatę w przypadku ich rezygnacji lub zwolnienia z zajmowanego stanowiska bez ważnej przyczyny lub gdy ich odwołanie lub zwolnienie następuje z powodu połączenia Emitenta przez przejęcie 71

32. Wartość wynagrodzeń, nagród lub korzyści, w tym wynikających z programów motywacyjnych lub premiowych opartych na kapitale Emitenta, w tym programów opartych na obligacjach z prawem pierwszeństwa, zamiennych, warrantach subskrypcyjnych (w pieniądzu, naturze lub jakiejkolwiek innej formie), wypłaconych, należnych lub potencjalnie należnych, odrębnie dla każdej z osób zarządzających i nadzorujących Emitenta w przedsiębiorstwie Emitenta, bez względu na to, czy odpowiednio były one zaliczane w koszty, czy też wynikały z podziału zysku; w przypadku gdy Emitentem jest jednostka dominująca, wspólnik jednostki współzależnej lub znaczący inwestor - oddzielnie informacje o wartości wynagrodzeń i nagród otrzymanych z tytułu pełnienia funkcji we władzach jednostek podporządkowanych; jeżeli odpowiednie informacje zostały przedstawione w sprawozdaniu finansowym - obowiązek uznaje się za spełniony poprzez wskazanie miejsca ich zamieszczenia w sprawozdaniu finansowym 71

33. Informacje o wszelkich zobowiązaniach wynikających z emerytur i świadczeń o podobnym charakterze dla byłych osób zarządzających, nadzorujących albo byłych członków organów administrujących oraz o zobowiązaniach zaciągniętych w związku z tymi emeryturami, ze wskazaniem kwoty ogółem dla każdej kategorii organu; jeżeli odpowiednie informacje zostały przedstawione w sprawozdaniu finansowym – obowiązek uznaje się za spełniony poprzez wskazanie miejsca ich zamieszczenia w sprawozdaniu finansowym 72

34. Określenie łącznej liczby i wartości nominalnej wszystkich akcji (udziałów) Emitenta oraz akcji i udziałów w jednostkach powiązanych Emitenta, będących w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących Emitenta (dla każdej osoby oddzielnie) 72

35. Informacje o znanych Emitentowi umowach (w tym również zawartych po dniu bilansowym), w wyniku których mogą w przyszłości nastąpić zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy i obligatariuszy 73

36. Informacje o systemie kontroli programów akcji pracowniczych 73

37. Informacje dodatkowe: 73

38. Opis istotnych pozycji pozabilansowych w ujęciu podmiotowym, przedmiotowym i wartościowym 74

1. Skonsolidowany rachunek zysków i strat za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2023 roku

W okresie 12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2023 roku Grupa Polenergia („Grupa") osiągnęła wyniki na poziomie skorygowanych EBITDA oraz zysku netto wynoszące odpowiednio 547,6 mln zł oraz 273,6 mln zł, co stanowi wzrost w stosunku do wyniku z analogicznego okresu roku ubiegłego o odpowiednio 193,3 mln zł i 111,6 mln zł.

	Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	12M 2023	12M 2022	Zmiana r/r	Zmiana r/r [%]	4 kwartał 2023	4 kwartał 2022	Zmiana r/r	Zmiana r/r [%]
	Przychody ze sprzedaży, w tym:	**5 615,4**	**7 089,2**	**(1 473,8)**	**-21%**	**1 535,9**	**1 946,1**	**(410,2)**	**-21%**
	segment obrotu i sprzedaży	4 639,9	6 292,4	(1 652,4)		1 272,0	1 688,2	(416,3)	
	pozostałe	975,5	796,9	178,6		264,0	257,9	6,1	
	Koszt własny sprzedaży, w tym:	**(4 938,6)**	**(6 611,1)**	**1 672,6**	**-25%**	**(1 350,2)**	**(1 801,6)**	**451,5**	**-25%**
	segment obrotu i sprzedaży	(4 380,2)	(6 121,8)	1 741,6		(1 227,9)	(1 628,7)	400,8	
	pozostałe	(558,4)	(489,4)	(69,0)		(122,3)	(173,0)	50,7	
	Zysk brutto ze sprzedaży	**676,8**	**478,1**	**198,8**	**42%**	**185,7**	**144,5**	**41,3**	**29%**
	Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	(267,5)	(241,4)	(26,1)	11%	(79,7)	(71,0)	(8,7)	12%
	Pozostałe przychody/koszty operacyjne	(7,9)	0,9	(8,8)	-929%	(12,4)	0,9	(13,3)	-1492%
	Rozliczenie ceny aukcyjnej	(20,2)	-	(20,2)		(13,4)	-	(13,4)	
A	**Zysk operacyjny (EBIT)**	**381,2**	**237,6**	**143,6**	**60%**	**80,3**	**74,3**	**6,0**	**8%**
	Amortyzacja	162,1	116,4	45,7		43,4	35,6	7,7	
	Odpisy aktualizujace	4,3	0,3	4,0		4,2	0,0	4,2	
	EBITDA	**547,6**	**354,3**	**193,3**	**55%**	**127,8**	**110,0**	**17,8**	**16%**
	Korekty normalizujące:	-	-	-		-	-	-	
	Skorygowana EBITDA*	**547,6**	**354,3**	**193,3**	**55%**	**127,8**	**110,0**	**17,8**	**16%**
B	Przychody finansowe	50,1	38,3	11,8		17,7	8,1	9,5	
C	Koszty finansowe	(101,1)	(75,7)	(25,4)		(29,5)	(17,9)	(11,6)	
A+B+C	**Zysk (strata) brutto**	**330,3**	**200,3**	**130,0**	**65%**	**68,4**	**64,6**	**3,8**	**6%**
	Podatek dochodowy	(66,7)	(40,4)	(26,4)	65%	(13,6)	(12,7)	(0,9)	7%
	Zysk netto	**263,6**	**159,9**	**103,7**	**65%**	**54,8**	**51,9**	**2,9**	**6%**
	Korekty normalizujące:								
	Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	2,8	2,8	-		0,7	0,7	-	
	Różnice kursowe	(0,1)	(2,9)	2,8		(0,3)	0,5	(0,8)	
	Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	3,0	1,8	1,2		0,5	1,1	(0,6)	
	Odpisy aktualizujące**	4,3	0,3	4,0		4,2	0,0	4,2	
	Skorygowany Zysk (Strata) Netto*	**273,6**	**162,0**	**111,6**	**68,9%**	**59,9**	**54,3**	**5,7**	**10%**
	Skorygowana EBITDA*	**547,6**	**354,3**	**193,3**	**55%**	**127,8**	**110,0**	**17,8**	**16%**
	Marża skorygowana EBITDA*	9,8%	5,0%	4,8%		8,3%	5,7%	2,7%	
	Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	**462,4**	**359,4**	**103,0**	**29%**	**139,4**	**101,3**	**38,1**	**38%**
	Marża skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	47,4%	45,1%	2,3%		52,8%	39,3%	13,5%	

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

**) Odwrócenie odpisów związanych z dewelopmentem

Przychody ze sprzedaży Grupy Polenergia za cztery kwartały 2023 roku były niższe o 1 473,8 mln zł, co jest spowodowane głównie niższymi przychodami w segmencie obrotu i sprzedaży (o 1 652,4 mln zł) oraz gazu i czystych paliw (o 37,0 mln zł), skompensowanymi częściowo przez wyższe przychody w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 186,8 mln zł) oraz dystrybucji (o 21,3 mln zł).

Skorygowany wynik EBITDA w omawianym okresie wyniósł 547,6 mln zł i był wyższy o 193,3 mln zł w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego głównie ze względu na wyższy wynik w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 125,1 mln zł), co jest przede wszystkim konsekwencją rozpoczęcia produkcji w farmach wiatrowych Dębsk, Kostomłoty, Grabowo i Piekło, wysokiej wietrzności w 4. kwartale 2023 roku oraz wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów w stosunku do cen z roku 2022 (w którym obowiązywały ceny wynikające z zawartych w poprzednich latach transakcji zabezpieczających). Wyższy skorygowany wynik EBITDA w porównaniu do wyniku z roku ubiegłego odnotowano również w segmencie obrotu i sprzedaży (o 90,3 mln zł) co jest głównie konsekwencją wyższych wyników w obszarach: handlu energią z aktywów OZE, agregacji OZE, handlu energią elektryczną i obsłudze biznesu oraz obsłudze kontraktu Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. („ENS") z wykorzystaniem krótkoterminowej zmienności *Clean Spark Spread* („CSS"). Powyższe efekty zostały częściowo skompensowane przez niższy wynik w segmencie dystrybucji (o 5,6 mln zł) z powodu opóźnienia wejścia w życie nowej taryfy dystrybucyjnej i niższej marży jednostkowej na sprzedaży energii elektrycznej oraz w segmencie niealokowanych (o 9,6 mln zł)

głównie w związku z wyższymi kosztami operacyjnymi w Centrali, które wynikają ze wzrostu skali działalności.

W czwartym kwartale 2023 roku Grupa Polenergia odnotowała spadek przychodów ze sprzedaży o 410,2 mln zł w stosunku do przychodów osiągniętych w analogicznym okresie roku poprzedniego, na co wpływ miały niższe przychody ze sprzedaży segmentu obrotu i sprzedaży (o 416,3 mln zł) oraz niższe przychody w segmencie gazu i czystych paliw (o 68,4 mln zł), skompensowane częściowo przez wyższe przychody ze sprzedaży w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 75,2 mln zł).

Skorygowany wynik EBITDA Grupy w samym czwartym kwartale 2023 roku wyniósł 127,8 mln zł i był wyższy o 17,8 mln zł w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego. Przyczynił się do tego głównie wyższy wynik w segmencie lądowych farm wiatrowych (44,8 mln zł) głównie w wyniku rozpoczęcia produkcji w farmach wiatrowych Grabowo i Piekło oraz wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów w stosunku do analogicznego okresu 2022 roku (w którym obowiązywały ceny wynikające z zawartych w poprzednich latach transakcji zabezpieczających). Powyższy efekt został częściowo skompensowany przez niższy wynik w segmencie obrotu i sprzedaży (20,3 mln zł) głównie w konsekwencji niższych wyników w obszarach: handlu zielonymi certyfikatami, agregacji OZE, sprzedaży rozwiązań w zakresie energetyki prosumenckiej, wyższych kosztów operacyjnych w związku ze wzrostem skali działalności oraz niższy wynik segmentu gazu i czystych paliw (4,9 mln zł) związany m.in z niższym wynikiem na optymalizacji pracy ENS oraz wyższymi kosztami stałymi.

W 2023 roku skorygowany zysk netto Grupy wyniósł 273,6 mln zł, co stanowi wzrost w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku ubiegłego o 111,6 mln zł. W samym czwartym kwartale 2023 roku skorygowany zysk netto Grupy wyniósł 59,9 mln zł, co stanowi wzrost w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku ubiegłego o 5,7 mln zł. Zmiana skorygowanego zysku netto w okresie czterech kwartałów 2023 roku została spowodowana głównie opisanymi powyżej czynnikami wpływającymi na skorygowany wynik EBITDA, częściowo skompensowanymi przez wyższą amortyzację wynikającą ze wzrostu mocy wytwórczych oraz wzrost kosztów finansowych wynikających ze wzrostu poziomu zadłużenia oraz wyższych stóp procentowych.

2. Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2023 roku oraz pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy

W 2023 roku segment lądowych farm wiatrowych zanotował wynik EBITDA wyższy o 125,1 mln zł w porównaniu do wyniku z roku ubiegłego, a w samym czwartym kwartale wzrost wyniku EBITDA względem wyniku z analogicznego okresu w roku 2022 wyniósł 44,8 mln zł. Wzrost wyników segmentu w 2023 roku w porównaniu do wyników z 2022 roku jest głównie konsekwencją rozpoczęcia produkcji w farmach wiatrowych Dębsk, Kostomłoty, Grabowo i Piekło, wysokiej wietrzności w 4. kwartale 2023 r. oraz wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów w stosunku do cen z roku 2022 (w którym obowiązywały ceny wynikające z zawartych w poprzednich latach transakcji zabezpieczających). Powyższe zostało częściowo skompensowane przez wyższe koszty operacyjne farm wiatrowych.

Segment gazu i czystych paliw osiągnął w 2023 roku niższy wynik EBITDA o 3,8 mln zł a w samym czwartym kwartale 2023 roku niższy wynik EBITDA o 4,9 mln zł wskutek niższego wyniku w związku z optymalizacją pracy ENS oraz wyższych kosztów stałych pomniejszonych częściowo przez wyższy wynik na produkcji i sprzedaży ciepła.

Efektem optymalizacji przeprowadzonych w 2022 roku było “odwrócenie” wcześniej zawartych transakcji terminowych zabezpieczających produkcję i sprzedaż ENS w części 2023 roku. Zmiany poziomu marżowości wynikające ze zmian poziomów cen energii elektrycznej, gazu i uprawnień do emisji CO2 związanych z produkcją energii elektrycznej w ENS (tzw. Clean Spark Spread”) pozwoliły

na podjęcie decyzji o ograniczeniu planowanej produkcji w 2023 roku i stopniowe zamknięcie z dodatkową marżą z tej pozycji na rynku terminowym dla ww. okresu. Według stanu na 31 grudnia 2023 r. wszystkie transakcje terminowe zabezpieczające marżę na produkcji i sprzedaży ENS w 2023 roku zostały “odwrócone”.

Segment obrotu i sprzedaży zanotował w 2023 roku wzrost wyniku EBITDA o 90,3 mln zł w porównaniu do wyniku zanotowanego w analogicznym okresie roku ubiegłego. Wpływ na wzrost wyniku miały: i) wzrost wyniku na handlu energią z aktywów OZE wskutek wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej i niższego wpływu kosztów profilu wiatrowego (względem zabezpieczonej ceny sprzedaży) oraz wyższego wolumenu spowodowanego wzrostem portfela projektów wytwórczych, ii) wzrost wyniku na agregacji OZE głównie w konsekwencji zakończenia realizacji kontraktów skutkujących negatywną marżą (wynikającą z dynamicznych zmian cen na rynku energii elektrycznej) w 2022 roku, iii) wyższa marża na handlu energią elektryczną i obsłudze biznesu związanym z wykorzystaniem zmienności cenowej głównie na rynkach energii, iv) wyższa marża na obsłudze kontraktu ENS z wykorzystaniem krótkoterminowej zmienności CSS. Wyższy wynik w 2023 roku został częściowo skompensowany przez: i) niższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej głównie związany z rozpoznaniem jednorazowego wyniku na wycenie transakcji terminowych w ubiegłym roku, ii) niższy wynik na handlu zielonymi certyfikatami spowodowany spadkiem rynkowych cen zielonych certyfikatów, iii) niższy wynik na pozostałej działalności uwzględniający marżę na sprzedaży paneli fotowoltaicznych i pomp ciepła iv) niższą marżę na działalności prop trading, v) wyższe koszty operacyjne w związku ze wzrostem skali działalności. W samym czwartym kwartale segment obrotu i sprzedaży zanotował spadek wyniku EBITDA o 20,3 mln zł w porównaniu do wyniku zanotowanego w analogicznym okresie roku ubiegłego. Wpływ na spadek wyniku w czwartym kwartale 2023 roku miały: i) niższy wynik na handlu zielonymi certyfikatami spowodowany niższymi rynkowymi cenami zielonych certyfikatów, ii) niższy wynik na agregacji OZE w konsekwencji zdarzenia jednorazowego w 4. kwartale 2022 r., tj. zawarcia porozumień z klientami częściowo kompensujących negatywną marżę wcześniejszych okresów, iii) niższy wynik na pozostałej działalności uwzględniający marżę na sprzedaży paneli fotowoltaicznych i pomp ciepła, iv) wyższe koszty operacyjne w związku ze wzrostem skali działalności. Spadek wyniku w czwartym kwartale 2023 roku został częściowo skompensowany przez: i) wyższy wynik na handlu i obsłudze biznesu związany z wykorzystaniem zmienności cenowej na rynkach energii, ii) wyższy wynik na handlu energią z aktywów OZE wskutek wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej i niższego wpływu kosztów profilu wiatrowego (względem zabezpieczonych cen sprzedaży).

Wynik EBITDA segmentu dystrybucji za okres 12 miesięcy 2023 roku był niższy o 5,6 mln zł w stosunku do wyniku osiągniętego w analogicznym okresie roku ubiegłego. Spadek wyniku jest głównie konsekwencją niższej marży jednostkowej na sprzedaży energii w pierwszej połowie roku oraz niższej marży na dystrybucji energii elektrycznej (głównie z powodu opóźnienia w aktualizacji taryfy dystrybucyjnej) oraz wyższych kosztów operacyjnych wynikających ze wzrostu skali działalności. Negatywny wynik został częściowo skompensowany przez wyższe przychody z tytułu opłat przyłączeniowych. W samym czwartym kwartale wynik EBITDA segmentu dystrybucji był wyższy o 0,9 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego. Wyższa marża na dystrybucji energii elektrycznej na skutek wejścia w życie nowej taryfy dystrybucyjnej 13 maja 2023 roku została częściowo skompensowana m.in. przez niższą marżę na sprzedaży energii elektrycznej związaną z niższym wolumenem sprzedaży, wyższe koszty operacyjne związane ze wzrostem skali działalności oraz koszty ponoszone na rozwój projektów związanych z elektromobilnością.

Wynik EBITDA segmentu fotowoltaiki za okres 12 miesięcy 2023 r. był niższy o 3,0 mln zł od wyniku w analogicznym okresie 2022 roku (oraz w czwartym kwartale 2023 roku był niższy o 1,8 mln zł względem wyniku z czwartego kwartału 2022 roku) głównie ze względu na: wyższe całkowite koszty operacyjne farm w eksploatacji (pełny rok eksploatacji farm Sulechów 2, 3 oraz Buk), niższe efektywne ceny osiągane przez farmy niebędące w systemie aukcyjnym w 2023, a także wyższe nakłady inwestycyjne

na projekty w fazie developmentu.

Wynik w segmencie niealokowanych w okresie od stycznia do grudnia 2023 roku był niższy o 9,6 mln zł w porównaniu do wyniku w analogicznym okresie roku 2022 (oraz niższy o 0,8 mln zł w samym czwartym kwartale). Na zmianę wyniku EBITDA w roku 2023 wpływają głównie wyższe koszty operacyjne (usługi obce oraz koszty wynagrodzeń) w Centrali wynikające ze wzrostu skali działalności częściowo skompensowane niższymi kosztami podatkowymi wynikającymi z rozliczenia struktury VAT.

Wynik na działalności finansowej w okresie styczeń – grudzień 2023 roku był niższy od wyniku w analogicznym okresie ubiegłego roku o 13,6 mln zł (w czwartym kwartale był niższy o 2,1 mln zł), na co miały wpływ przede wszystkim wyższe koszty z tytułu odsetek od kredytów (o 24,1 mln zł) częściowo skompensowane przez wyższe przychody z tytułu odsetek od lokat (o 8,4 mln zł).

Wyższy poziom podatku dochodowego w 2023 roku jest efektem wyższego wyniku brutto Grupy.

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.

Pomimo trwającej wojny w Ukrainie sytuacja na rynkach surowcowych w ciągu 2023 roku ulegała stopniowemu uspokojeniu, redukując zmienność cen na rynkach surowców oraz energii elektrycznej, gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO2. Uruchomienie alternatywnych dostaw surowców, działające regulacje ograniczające wysokość cen energii i gazu, spadek zużycia energii i gazu w większości krajów Europy, wysokie temperatury ostatnich tygodniach 2023 roku i wysoka generacja energii z OZE spowodowały powrót cen w końcówce 2023 roku do poziomów niewidzianych od wybuchu wojny. Niemniej jednak niepewność co do kolejnej fali wzrostów cen surowców pozostaje realna w związku z zaostrzającym się konfliktem na Bliskim Wschodzie, czy potencjalnymi działaniami sabotażowymi wymierzonymi w europejską infrastrukturę energetyczną.

Wśród czynników finansowych istotnych z punktu widzenia Grupy zaobserwowano zwiększone koszty pieniądza, zmienność kursu złotego w stosunku do euro i dolara amerykańskiego, jak również ryzyko wzrostu kosztów związanych z zabezpieczeniami transakcji zawieranych na rynkach towarowych. Wdrożenie zmian na rynku bilansującym planowane do uruchomienia od dnia 14 czerwca 2024 roku najprawdopodobniej istotnie zwiększy koszty bilansowania i profilowania źródeł OZE, co może negatywnie przełożyć się na uzyskiwane przez Grupę wyniki związane z eksploatacją źródeł OZE.

Silne spadki cen energii elektrycznej i praw majątkowych w końcówce 2023 roku negatywnie wpływają na możliwość uzyskiwania wysokich marż dla zabezpieczenia terminowego sprzedaży energii ze źródeł OZE Spółki.

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 już zabezpieczone (wolumen oraz stała cena) na rok 2024. Dodatkowym zabezpieczeniem dla produkcji ciepła jest utrzymywany i zwiększony w pierwszym kwartale 2022 roku 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. W Elektrociepłowni Nowa Sarzyna w 2019 roku został wymieniony główny system sterowania, w 2022 roku zwiększono zabezpieczania przed możliwym cyberatakiem oraz wszelkie zdalne systemy diagnostyki urządzeń zostały odłączone od połączenia z Internetem.

W segmencie energetyki wiatrowej wysoka zmienność cen energii w połączeniu z okresami o zmiennej wietrzności może skutkować bardzo znaczącym wzrostem kosztu profilu, co obniża uzyskiwaną efektywną cenę sprzedanej energii elektrycznej. Należy również zwrócić uwagę, iż dynamiczny wzrost cen energii elektrycznej i jednocześnie cen praw majątkowych PMOZE_A ("zielonych certyfikatów") skłonił ustawodawcę do obniżenia obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia z 18,5% w 2022 r. do 12,0% w 2023 r. a zgodnie z aktualnym rozporządzeniem w sprawie obowiązku, opublikowanym przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, do 5,0% na 2024 r. Powyższa decyzja spowodowała istotny spadek rynkowych cen zielonych certyfikatów co głównie wynika ze zbyt mocnego obniżenia obowiązku umorzenia dla PMOZE_A, mocniejszego od tempa wychodzenia starych projektów odnawialnych źródeł energii z systemu certyfikatowego.

Segment obrotu i sprzedaży jako jedyny z Grupy posiadał 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. 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 dynamiczne zmiany regulacyjne oraz wzrost ryzyka niewypłacalności kontrahentów. W sytuacji realizacji ryzyka dynamicznych wzrostów lub spadków cen odchylenie w zużyciu energii przez klientów od wartości zakontraktowanych może wygenerować istoty wynik (zarówno pozytywny jak i negatywny), niewspółmierny do pierwotnych założeń. Dodatkowo rosnąca zmienność cenowa związana z generacją 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, sprzedaży bezpośrednio do klientów końcowych oraz w ramach kontraktów długoterminowych cPPA w formule *pay-as-produce*. Zmiany w zasadach funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce, które mają wejść w życie od 14 czerwca 2024 roku mogą skutkować znaczącym wzrostem kosztów bilansowania pogodowozależnych źródeł OZE. Jest to ryzyko systemowe dla wszystkich uczestników rynku. 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 eksponowany na ryzyko wzrostu stóp procentowych. Wyższy koszt kredytu obrotowego, wynikający z wysokich stóp procentowych, może spowodować pogorszenie się rentowności prowadzonej działalności. Polenergia Obrót 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 może powstać ryzyko pogłębienia się braku płynności na rynku terminowym oraz transparentności i wiarygodności giełdowych indeksów cenowych co może wpływać na możliwości prowadzenia działalności obrotowej i przychody Grupy.

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

W ocenie Grupy, obecna sytuacja rynkowa nie powinna zagrozić realizacji podstawowych celów określonych w Strategii Grupy Polenergia na lata 2020 – 2024.

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

projektów farm wiatrowych i fotowoltaicznych. Zmiany stóp procentowych powodują zmienność kosztów finansowania, a wzrost cen surowców i towarów w połączeniu ze zmiennością kursu EUR/PLN może doprowadzić do wzrostu łącznych kosztów inwestycji. Obserwowane są zakłócenia w łańcuchach dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej, w tym powodowanych odpływem i tak ograniczonych zasobów kadrowych i sprzętowych z sektora morskich farm wiatrowych do innych sektorów, co może skutkować koniecznością zmiany w harmonogramach budowy projektów morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III.

Realizacja Strategii Grupy Polenergia na lata 2020-2024

Realizacja nowej strategii Grupy przebiega bez istotnych zakłóceń.

W 2023 roku Grupa prowadziła prace w celu realizacji trzech projektów farm wiatrowych o łącznej mocy 178 MW, które uzyskały wsparcie w ramach aukcyjnego systemu wsparcia OZE.

Projekt FW Dębsk o mocy 121 MW w październiku 2022 roku uzyskał Pozwolenie na Użytkowanie, a w styczniu 2023 roku koncesję na wytwarzanie zielonej energii.

Projekt farmy wiatrowej Piekło o mocy 13,2 MW w maju 2023 roku uzyskał Pozwolenie na Użytkowanie, a w sierpniu 2023 roku koncesję na wytwarzanie zielonej energii.

Projekt farmy wiatrowej Grabowo o mocy 44 MW w lipcu 2023 uzyskał Pozwolenie na Użytkowanie, a we wrześniu 2023 roku koncesję na wytwarzanie zielonej energii.

Budowa projektów fotowoltaicznych Sulechów II, Sulechów III oraz Buk I o łącznej mocy 28 MWp została zakończona – zostały uzyskane potwierdzenia przyjęcia zakończenia budowy obiektu budowlanego, a instalacje zostały wpisane do rejestru MIOZE prowadzonego przez URE.

Kolejny projekt fotowoltaiczny Strzelino o mocy 45,2 MWp, uzyskał niezbędne zgody korporacyjne pod koniec 2022 r.. Prace budowlano - instalacyjne przebiegły zgodnie z harmonogramem i zostały zakończone, a uzyskanie koncesji jest planowane w II kwartale 2024 r.

W grudniu 2022 roku spółka zależna Polenergia Farma Wiatrowa Namysłów sp. z o.o. rozwijająca portfel projektów farm fotowoltaicznych Szprotawa I o łącznej mocy 47 MWp z sukcesem wzięła udział w aukcji na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii. Zostało przeprowadzone postępowanie przetargowe na wyłonienie wykonawcy. Spółka zawarła umowę na wykonanie robót montażowo-elektrycznych na rzecz farmy fotowoltaicznej Szprotawa I na koniec grudnia 2023 r., po uzyskaniu wymaganych zgód korporacyjnych na realizację projektu w połowie grudnia 2023 r.

W listopadzie 2023 roku spółka zależna Polenergia Farma Fotowoltaiczna 16 sp. z o.o. rozwijająca projekt farmy fotowoltaicznej Szprotawa II o mocy 20 MWp z sukcesem wzięła udział w aukcji na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii. Zostało przeprowadzone postepowanie przetargowe na wyłonienie wykonawcy. Spółka zawarła umowę na wykonanie robót montażowo-elektrycznych na rzecz farmy fotowoltaicznej Szprotawa II na koniec grudnia 2023, po uzyskaniu wymaganych zgód korporacyjnych na realizację projektu w połowie grudnia 2023.

W listopadzie 2023 roku spółka zależna Polenergia Farma Fotowoltaiczna 2 sp. z o.o. rozwijająca projekt farmy fotowoltaicznej Rajkowy o mocy 35 MWp z sukcesem wzięła udział w aukcji na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii. Grupa planuje przeprowadzenie postępowań przetargowych i wyłonienia wykonawcy do września 2024, pod warunkiem uzyskania zgód korporacyjnych wymaganych dla realizacji projektu.

Grupa prowadzi prace w zakresie dalszego rozwoju projektów wiatrowych oraz fotowoltaicznych, aby zrealizować cele przewidziane w Strategii Grupy na lata 2020-2024. Aktualnie w portfelu Grupy znajdują się projekty fotowoltaiczne (poza wymienianymi wyżej) oraz wiatrowe (lądowe) w fazie mniej

zaawansowanej, o łącznej mocy ponad 1,8 GW. Grupa nie wyklucza udziału spółek zależnych rozwijających projekty farm wiatrowych i fotowoltaicznych w kolejnych aukcjach OZE. 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.

Kontynuowane są prace rozwojowe w segmencie morskich farm wiatrowych. Grupa posiada po 50% udziałów w spółkach MFW Bałtyk I S.A., 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. 4 maja 2021 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał na rzecz spółek MFW Bałtyk II Sp. z o.o. i MFW Bałtyk III Sp. z o.o. (oddzielnie dla każdej spółki) decyzje 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.

6 czerwca 2022 roku spółka MFW Bałtyk II Sp. z o.o. złożyła do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wniosek notyfikacyjny mający na celu wystąpienie do Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z wnioskiem o wydanie opinii o projekcie indywidualnego wsparcia przyznanego dla projektu MFW Bałtyk II, oraz o wydanie – po wydaniu przez Komisję Europejską decyzji o zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy publicznej udzielonej spółce – decyzji o zmianie pierwszej decyzji Prezesa URE i ustalenie ceny będącej podstawą do pokrycia ujemnego salda dla projektu.

W 2022 r. doszło do zmian regulacyjnych poprzez nowelizację Ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, które pozwalają od 2022 r. indeksować cenę energii, po jakiej będzie rozliczane ujemne saldo oraz rozliczać wsparcie dla projektu w EUR. Dzięki temu powinna poprawić się przewidywana rentowność projektów MFW Bałtyk II i III. Spółki prowadzą odpowiednie działania w procesach notyfikacyjnych dla MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III. 11 kwietnia 2023 r. MFW Bałtyk II Sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III Sp. z o.o. przedłożyły Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki aktualizację dokumentacji w ramach wniosku MFW Bałtyk II sp. z o.o. z dnia 6 czerwca 2022 roku o wszczęcie procedury prenotyfikacji indywidualnej pomocy publicznej dla projektu MFW Bałtyk II (z uwzględnieniem późniejszych zmian tego wniosku) oraz wniosek MFW Bałtyk III sp. z o.o. o wszczęcie procedury prenotyfikacji indywidualnej pomocy publicznej dla projektu MFW Bałtyk III. We wrześniu 2023 roku wystąpiono o rozpoczęcie notyfikacji w odniesieniu do projektów MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, z zastosowaniem procedury prenotyfikacji. 12 grudnia 2023 Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów prenotyfikował do Komisji Europejskiej wniosek o wydanie decyzji indywidualnej w sprawie pomocy dla MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, a 13 grudnia 2023 r. wystąpił do KE o wspólne procedowanie MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III. Wniosek jest obecnie procedowany przez Komisję Europejską w trybie procedury prenotyfikacyjnej. Przewidywaną datą uzyskania decyzji Komisji Europejskiej jest kwiecień 2024 r., zaś URE w ciągu 90 dni jest zobligowane do wydania drugiej decyzji określającej poziom wsparcia.

W grudniu 2022 roku został podpisany przez MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III kontrakt z wybranym dostawcą lądowej stacji elektroenergetycznej (w formacie pod klucz - EPC) wraz z projektem i dostawą aparatury wysokonapięciowej morskiej stacji elektroenergetycznej, Hitachi Energy Poland sp. z o.o. Hitachi Energy jest również odpowiedzialne za dostawę kompletnego systemu sterowania, sieci telekomunikacyjnej, wszystkich urządzeń wysokiego napięcia w morskiej i lądowej stacji elektroenergetycznej, a także za dostawę pod klucz stacji lądowej.

W lutym 2024 roku spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o. podpisały z Siemens Gamesa Renewable Energy sp. z o.o. umowy na dostawę turbin wiatrowych oraz umowy na wykonywanie serwisu gwarancyjnego turbin wiatrowych wchodzących w skład morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III. Umowy na dostawy turbin obejmują zaprojektowanie, inżynierię, dostawę, nadzór nad instalacją i uruchomienie kompletnego zestawu 100 morskich turbin wiatrowych (50 dla każdego projektu) o maksymalnej mocy 14,4 MW każda wraz z systemem WTG

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). Umowy Serwisowe obejmują konserwację i serwis gwarancyjny turbin wiatrowych wchodzących w skład morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III w okresie 5 lat.

W lutym 2024 roku spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o. podpisały umowy finalne z SIF Netherlands B.V. na produkcję i dostawę konstrukcji fundamentowych pod turbiny wiatrowe typu monopal. W ramach umów zostanie wyprodukowane 100 monopali, po 50 dla MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o., na których osadzone zostaną turbiny wiatrowe. Zgodnie z przyjętym harmonogramem rozpoczęcie prac produkcyjnych planowane jest na II kwartał 2025 roku, a ukończenie produkcji ostatnich monopali w I kwartale 2026 roku.

W październiku 2023 podpisano umowy na dostawę i instalację kabli dla MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o. Kable wewnętrzne dostarczy i zainstaluje firma Seaway7 AS, a kable eksportowe międzynarodowe konsorcjum stworzone przez firmy Jan De Nul Luxemburg SA i Hellenic Cables SA. Zakres kontraktów dla kabli eksportowych obejmuje projektowanie, produkcję, testowanie, transport, instalację i ochronę dwóch kabli eksportowych 220 kV na każdą farmę wiatrową, od morskiej stacji elektroenergetycznej („OSS") do wykopu łączącego w miejscu wyjścia na ląd. Natomiast zakres kontraktów dla kabli wewnętrznych zawiera wykonanie projektu, wyprodukowania, transportu, instalacji i nadzoru kabli 66 kV wewnętrznych łączących turbiny wiatrowe z morską stacją elektroenergetyczną.

W listopadzie 2022 r. Naczelny Sąd Administracyjny rozpatrzył skargę kasacyjną GDOŚ w sprawie odmowy wydania nowej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla projektu MFW Bałtyk III i zwrócił sprawę do ponownego rozpatrzenia przez Wojewódzki Sąd Administracyjny.

W związku z równoległym uzyskaniem prawomocnej decyzji o zmianie DŚU 2016, zezwalającej na instalację zakładanych turbin wiatrowych, spółka wycofała skargę z WSA (wniosek z dnia 23 stycznia 2023 r.) zamykając tym samym spór z organami środowiskowymi (postanowienie WSA z dnia 2 lutego 2023 r. o umorzeniu postępowania sądowego). Uzyskanie przez decyzję zmieniającą DŚU 2016 statusu ostateczności i prawomocności (listopad 2022 r.) pozwoliło na zniwelowanie ryzyka związanego z opisanym powyżej postępowaniem dotyczącym odmowy określenia nowych uwarunkowań środowiskowych dla budowy MFW Bałtyk III.

W czerwcu 2022 r. złożony został wniosek o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla infrastruktury wyprowadzenia mocy z MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III. Na podstawie tego wniosku, organ (RDOŚ w Gdańsku) wydał postanowienie o zakresie raportu w sierpniu 2022 r. Potrzeba taka wynikała ze zmian w technicznym opisie przedsięwzięcia w zakresie kabla eksportowego. Na podstawie postanowienia RDOŚ w Gdańsku, spółki złożyły raport o odziaływaniu na środowisko w marcu 2023 r. W październiku 2023 r. zakończono postępowanie administracyjne w sprawie. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach została wydana 29 listopada 2023 r. i została następnie (na wniosek spółek) uzupełniona postanowieniem z 14 grudnia 2023 r. (wcześniejsza decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach została wycofana z obiegu prawnego w sierpniu 2023 r., z uwagi na brak możliwości realizacji przedsięwzięcia na jej podstawie, w obecnie planowanym kształcie).

We wrześniu 2023 uzyskano decyzję zmieniającą dla pozwolenia na układanie i utrzymywanie kabli na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego wydanego w 2014 roku dla MFW Bałtyk III („PUUK"). Zmiana decyzji, a następnie przeniesienie praw z niej wynikających (wniosek o przeniesienie praw złożony w październiku 2023 r.) ma na celu zapewnienie ciągłości korytarza (w części morskiej) dla infrastruktury przyłączeniowej dla wszystkich trzech projektów MFW. W październiku 2023 r. do Urzędu Morskiego w Gdyni został złożony wniosek o częściowe przeniesienie praw wynikających z decyzji PUUK, a w grudniu 2023 r. organ poinformował o zakończeniu postępowania w sprawie. Przewidywana data uzyskania decyzji przenoszącej częściowo prawa na MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk I to styczeń 2024 r.

Zabezpieczenie działek na potrzeby lokalizacji infrastruktury przyłączeniowej na lądzie dla MFW Bałtyk

I rozpocznie się po wewnętrznym zatwierdzeniu strategii i budżetu. Działki prywatne wzdłuż trasy kabla eksportowego dla MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III są zabezpieczone umowami służebności przesyłu w około 90%. Działki instytucjonalne zostaną zabezpieczone w drodze decyzji administracyjnej na podstawie specustawy ustawy o realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych.

Zrealizowano szczegółowe badania geotechniczne niezbędne do projektowania fundamentów turbin wiatrowych i morskiej stacji elektroenergetycznej oraz do projektowania zespołu urządzeń 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 kwietniu 2023 r. wszystkie ekspertyzy cywilne dla MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III zostały złożone do Urzędu Morskiego do akceptacji. W lipcu 2023 r. ekspertyzy militarne dla MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III zostały złożone do akceptacji odpowiednio przez Ministerstwo Obrony Narodowej oraz Ministerstwo Spraw Wewnętrznych i Administracji. Decyzje zatwierdzające ekspertyzy są elementem wniosku o wydanie pozwolenia na budowę. Zarówno MFW Bałtyk II jak i MFW Bałtyk III posiada komplet decyzji zatwierdzających ekspertyzy (cywilne i militarne).

Wnioski o uzyskanie pozwoleń wodnoprawnych dla MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III zostały złożone do Zarządu Zlewni w Koszalinie w grudniu 2023 r. W tym samym miesiącu zakończono prace nad przygotowaniem wniosków o wydanie decyzji lokalizacyjnych („DL"), wnioski o wydanie DL dla stacji lądowej dla obu projektów zostały złożone 18 grudnia 2023 r.

Dodatkowo w grudniu 2023 r. zawnioskowano do Ministra Infrastruktury o zmianę pozwoleń na wznoszenie sztucznych wysp konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich („PSZW") uzyskanych dla MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III odpowiednio w 2013 i 2012 roku. Potrzeba zmian motywowana była zmianą założeń projektowo-wykonawczych, dostosowania zapisów decyzji PSZW do wyników przeprowadzonych analiz w zakresie instalacji radarów na cale obronności państwa oraz zapewnienia zgodności z zatwierdzoną ekspertyzą nawigacyjną. Postępowania zostały wszczęte 18 grudnia 2023 r.

W ramach realizacji Projektów prowadzone są ciągłe aktywne działania w obszarze zarządzania interesariuszami w tym wspierania tzw. „local content". Projekty podejmują szereg inicjatyw m.in. w zakresie informacji, komunikacji, edukacji i rozwoju łańcucha dostaw. Przykładami takich działań mogą być cykliczne spotkania informacyjne z lokalnymi społecznościami, otwarcie Lokalnego Punktu Informacyjnego w Łebie, wspieranie współpracy z polskimi przedsiębiorstwami jak np. Dni Dostawcy („Supplier Day"), czy też udział w akcjach edukacyjnych.

W grudniu 2022 roku spółka MFW Bałtyk I S.A. uzyskała postanowienie o zakresie raportu o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięcia pod nazwą Morska Farma Wiatrowa Bałtyk I. Obecnie trwają prace nad przygotowaniem raportu, zmienione postanowieniem z dnia 31 marca 2023 r. Raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko został złożony do RDOŚ w Gdańsku 21 listopada 2023 roku. 1 grudnia 2023 roku RDOŚ podjął postępowanie w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Postępowanie administracyjne prowadzone jest z uwzględnieniem transgranicznej procedury oddziaływania na środowisko, która jest koordynowana przez Generalną Dyrekcję Ochrony Środowiska.

Rozpoczęto wstępne badania geofizyczne oraz geotechniczne na obszarze morskiej farmy wiatrowej oraz korytarzy kabli podmorskich, prowadzone przez MFW Bałtyk I S.A.

W październiku 2023 roku opublikowano pakiet dokumentacji przetargowej dla wyłonienia doradcy w zakresie Building Permits Development and Advisory dla projektu MFW Bałtyk I w formule „ready-to-build". Podpisanie umowy planowane jest w kwietniu 2024 roku.

Grupa aktywnie rozwija program wodorowy, którego celem jest przedłużenie obecnego łańcucha wartości o wykorzystanie energii elektrycznej do produkcji odnawialnego wodoru (wytwarzanego w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem energii elektrycznej produkowanej w odnawialnych źródłach energii). Realizacja programu obejmuje opracowanie nowych modeli biznesowych oraz budowę jednostek wytwarzania wodoru na potrzeby przemysłowe, do napędu zeroemisyjnego transportu oraz do zastosowań energetycznych. W ramach programu rozwijane są trzy projekty: H2Silesia, H2HUB Nowa Sarzyna oraz eFuels.

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 zlokalizowanej na Górnym Śląsku. Planowana instalacja będzie w stanie wyprodukować ok. 13 000 ton wodoru rocznie. W roku 2023 podjęto decyzję o przejściu projektu z fazy koncepcyjnej do fazy development, która zakłada m.in. zabezpieczenie kluczowych pozwoleń, zamknięcie finansowania i rozwinięcie projektu technicznego, a finalnie doprowadzi do FID. Jednym z pierwszych działań fazy development było zatrudnienie doradcy świadczącego usługę Owner's Engineer projektu. Na podstawie analiz doradcy wybrano optymalną lokalizację dla projektu oraz złożono wniosek o wydanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Aktualnie trwają prace nad wielobranżowym studium wykonalności projektu umiejscowionego w wybranej lokalizacji. Ze względu na znaczny czas dostaw kluczowych urządzeń oraz wymogi finansowania rozpoczęto prace nad strategią kontraktacji projektu z uwzględnieniem generalnego projektanta oraz generalnego wykonawcy.

W kwietniu 2022 r. dla projektu H2Silesia uzyskano prenotyfikację w procesie IPCEI (Important Projects of Common European Interest) na poziomie krajowym. W roku 2023 kontynuowano proces pozyskiwania notyfikacji na poziomie KE. Realizując ten projekt Polenergia uczestniczy w działaniach Śląsko-Małopolskiej Doliny Wodorowej.

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 i nie oznacza przyznania spółce Polenergia H2Silesia sp. z o.o. dofinansowania na jego realizację. Decyzja o przyznaniu dofinansowania oraz określenie ostatecznej wysokości dofinansowania zapadnie na poziomie krajowym. Maksymalna wysokość pomocy publicznej, zatwierdzona przez Komisję Europejską może wynieść 142,77 mln EUR, 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.

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 III kwartał 2024 roku) oraz długoterminową (10-letnią) umowę serwisową elektrolizera. W tym samym dniu została zawarta umowa z Międzynarodową Korporacją Finansową („IFC"), należącą 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.

W dniu 27 czerwca 2023 roku spółka zależna Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna zawarła z NFOŚiGW umowę o dofinansowanie projektu pod nazwą „Budowa przez Polenergia ENS sp. z o.o. ogólnodostępnych stacji tankowania wodoru w Rzeszowie oraz Nowej Sarzynie". Celem projektu 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. Przeprowadzono przetargi na wykonawcę EPC osobno dla stacji tankowania wodoru w Rzeszowie oraz dla instalacji produkcji wodoru i stacji tankowania w Nowej Sarzynie. Otrzymano wiążące oferty mieszczące się w zakładanym budżecie. Rozstrzygnięcie przetargu nastąpi na przełomie pierwszego i drugiego kwartału 2024 r. Jednocześnie prowadzony jest przetarg na dostawcę bateriowozów, za pomocą których wodór przewożony będzie z instalacji w Nowej Sarzynie do stacji tankowania wodoru w Rzeszowie.

Dla instalacji w Nowej Sarzynie otrzymano Decyzję o Warunkach Zabudowy (DWZ), niezbędnej do złożenia wniosku o wydanie Pozwolenia na Budowę (2. kw. 2024 r.). Otrzymano ponadto Decyzję Środowiskową (DUŚ) dla stacji tankowania w Rzeszowie, gdzie kolejnym krokiem będzie złożenie wniosku o wydanie DWZ (1. kw. 2024 r.). Jednocześnie pozyskano (w 1. kw. 2024 r.) Decyzję Środowiskową na instalację fotowoltaiczną do 8 MW, która będzie zasilała elektrolizer w Nowej Sarzynie.

Prowadzone są rozmowy z odbiorcami zielonego wodoru, w trakcie których omawiane są warunki kontraktowe dostawy wodoru z instalacji H2HUB Nowa Sarzyna.

Projekt H2HUB Nowa Sarzyna jest elementem działań prowadzonych w ramach Podkarpackiej Doliny Wodorowej, której jednymi z założycieli są Polenergia S.A. i Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o.

W ramach długofalowego rozwoju działalności biznesowej Grupy, prowadzony jest projekt o nazwie eFuels, który ma na celu przygotowanie Grupy do uczestnictwa w gospodarce wodorowej nie tylko w zakresie wytwarzania odnawialnego wodoru, ale także w jego przetwarzaniu na produkty pochodne. Celem projektu jest wykorzystanie odnawialnego wodoru do produkcji metanolu i odnawialnego paliwa lotniczego. Paliwo powstałe w rezultacie projektu pozwoli 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. Projekt ten jest realizowany w ramach konsorcjum, którego liderem jest Spółka, pozostałymi partnerami są Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. oraz Politechnika Wrocławska. 30 czerwca 2023 r. Spółka zakończyła realizację Fazy I Projektu polegającej na opracowaniu Studium Wykonalności przedsięwzięcia. NCBR oceniło złożone studium wykonalności (wynik I fazy projektu) przyznając maksymalną ilość punktów, tym samym dopuszczając projekt do II fazy (budowy instalacji pilotowej i przeprowadzenia badań w celu przeskalowania technologii do wyższego poziomu gotowości technologicznej). Do II fazy konkursu NCBR zakwalifikowało się jedynie 3 z 11 pierwotnie startujących Konsorcjów. Polenergia S.A. jako lider konsorcjum naukowo-przemysłowego opracowała oraz rozpoczęła wdrożenie planu realizacji II fazy projektu.

W związku z istotną skalą planowanych nakładów inwestycyjnych na realizację celów strategicznych określonych w strategii biznesowej, Zarząd rozpoczął przegląd opcji w obszarze, strategii wodorowej i nie wyklucza podjęcia w przyszłości, w zależności od wyników przeglądu, decyzji o odstąpieniu od ich dalszej realizacji lub o zmianie sposobu lub zakresu ich realizacji.

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 źródeł OZE. Ofertowanie do odbiorców końcowych realizowane

jest ze szczególnym uwzględnieniem ryzyk i potencjalnych kosztów które mogą wpłynąć na realizowane marże. Grupa realizuje nadążną rekalkulację ryzyk i kosztów finansowych związanych z zabezpieczaniem pozycji odbiorców i wytwórców na rynku terminowym. Wprowadzone regulacje ograniczające ceny sprzedaży energii i odpisy na fundusz Zarządcy Rozliczeń, które obowiązywały do końca 2023 roku zahamowały w znacznej mierze możliwości dynamicznego rozwoju sprzedaży i działań związanych z agregacją zewnętrznych OZE. Spółka intensywnie rozwija 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. Sukcesywnie realizowana jest też 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. Działalność handlowa spółki objęta jest regulacjami o odpisach na rzecz Zarządcy Rozliczeń w związku z czym wyniki wszystkich linii biznesowych w 2023 roku są pomniejszone o opłaty na rzecz Zarządcy Rozliczeń.

Spółka Polenergia Sprzedaż kontynuuje sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w kontrolowanych przez Grupę źródłach odnawialnych. Odbiorcami są klienci biznesowi oraz indywidualni (B2B oraz B2C). Zielona energia produkowana w aktywach wytwórczych Grupy sprzedawana jest w dwóch modelach: jako produkt w standardzie Energia 2051 oraz produkt bez tego standardu, jednakże nadal zachowując gwarancję 100% energii wyprodukowanej w OZE. W ramach współpracy wewnątrzgrupowej przygotowano, wdrożono i oferowano produkty łączące instalację paneli fotowoltaicznych, pomp ciepła, magazynów energii oraz zielonej energii. Prosumenci mogli skorzystać z unikalnej na rynku oferty, łączącej zieloną energię w standardzie Energia 2051 z gwarancją ceny na 8 lat. W trzecim kwartale 2023 roku Spółka wprowadziła do swojej oferty produkty SMART cPPA oraz SLIM cPPA z gwarancją ceny do końca 2028 roku skierowane do klientów z segmentu B2B. Spółka prowadziła szereg działań marketingowych skierowanych na budowę wizerunku oraz pozyskiwanie leadów sprzedażowych wzmacniając tym samym swoją pozycję na rynku.

Spółka Polenergia Fotowoltaika S.A. w ramach prowadzonej działalności operacyjnej w IV kwartale 2023 zainstalowała 6,1 MWp paneli fotowoltaicznych oraz 358 magazynów energii, a w segmencie pomp ciepła zostały zainstalowane 149 sztuki tych urządzeń. Kontynuowano sprzedaż usług w segmencie korporacyjnym (większe instalacje o mocy pow. 50 kWp). W całym 2023 spółka zainstalowała 40,1 MWp paneli fotowoltaicznych oraz 513 magazynów energii. Wprowadzono nowe produkty do sprzedaży jak pompy ciepła powietrze-powietrze oraz stacje ładowania. Spółka rozpoczęła również działalność na rynku czeskim otwierając tam swój oddział. Oferta skierowana jest do klientów indywidualnych i znajdują się w niej instalacje fotowoltaiczne wraz z magazynami energii.

W segmencie dystrybucji w dniu 28 kwietnia 2023 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 maja 2023 r., z WRA (Wartość Regulacyjna Aktywów) na poziomie 138,7 mln zł. Trwa realizacja 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 czwartego kwartału 2023 roku zrealizowano umowy o przyłączenie oraz zgłoszono gotowość do przyłączenia dla 68 inwestycji / etapów inwestycji oraz uzyskano rozszerzenie koncesji dla 25 projektów, oczekiwane jest uzyskanie koncesji w odniesieniu do kolejnych 13.

Ponadto Polenergia Dystrybucja jest również w trakcie realizacji IV planu inwestycyjnego na lata 2021-2026 o łącznej wartości 105 mln zł. Do końca czwartego kwartału 2023 roku spółka podpisała 87 umów o przyłączenie o łącznej szacowanej wartości nakładów inwestycyjnych na poziomie 104,79 mln zł, co

stanowi 99,8% IV portfela inwestycyjnego. W ramach IV planu inwestycyjnego spółka zakończyła realizację 63 inwestycji dla których zgłosiła gotowość przyłączenia oraz uzyskano rozszerzenie koncesji dla 23 projektów, oczekiwane jest uzyskanie koncesji w odniesieniu do kolejnych 22.

Spółka Polenergia eMobility aktywnie pozyskuje lokalizacje pod budowę ogólnodostępnych stacji ładowania na terenie całego kraju oraz buduje kolejne stacje ładowania. Uruchomionych zostało 29 stacji ładowania, co przekłada się na 42 punkty ładowania. Spółka rozwija funkcjonalności systemu software do obsługi stacji ładowania, a także do obsługi klientów w aplikacji klienckiej. W celu wsparcia obsługi klienckiej uruchomiona została również usługa call center. Spółka w 2022 r. oraz 2023 r. aplikowała w trzech programach związanych z dofinansowaniem stacji ładowania z NFOŚiGW (Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej) oraz CEF (Connecting Europe Facility). Poza inwestycją w sieć stacji ogólnodostępnych spółka przygotowała oraz wdrożyła do sprzedaży komercyjną ofertę w zakresie elektromobilności obejmującą sprzedaż stacji ładowania, usług technicznych oraz usług związanych z zarządzaniem stacjami ładowania. W związku z istotną skalą planowanych nakładów inwestycyjnych na realizację celów strategicznych określonych w strategii biznesowej, Zarząd rozpoczął przegląd opcji w obszarze elektromobilności i nie wyklucza podjęcia w przyszłości, w zależności od wyników przeglądu, decyzji o odstąpieniu od ich dalszej realizacji lub o zmianie sposobu lub zakresu ich realizacji.

Pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy

W dniu 5 czerwca 2023 roku spółka Polenergia S.A. zawarła z Santander Bank Polska S.A. i Bank Polska Kasa Opieki S.A. umowy kredytu odnawialnego do kwoty 300 mln zł, na okres trzech lat (z możliwością przedłużenia o kolejne dwa lata). Kredyt zostanie przeznaczony na wsparcie realizacji celów zgodnych ze Strategią Grupy Polenergia na lata 2020-2024. Postanowienia umowne nie odbiegają od warunków rynkowych powszechnie stosowanych dla tego typu umów. W związku z umową kredytu spółka Polenergia S.A. złożyła na rzecz każdego wyżej wymienionego kredytodawcy oświadczenia o poddaniu się egzekucji oraz ustanowiła zastaw rejestrowy i finansowy na swoich rachunkach bankowych.

W dniu 5 października 2023 spółka Polenergia S.A. („Spółka") zawarła warunkową umowę nabycia 60% udziałów w spółce Naxxar Wind Farm Four Srl („Naaxar WF") z siedzibą w Bukareszcie, od Naxxar Renewable Energy Management Holding Srl z siedzibą w Bukareszcie („Sprzedający"). Naxxar WF posiada pakiety udziałów (około 7%) w siedmiu spółkach celowych rozwijających projekt farmy wiatrowej w Rumunii w okręgu Tulcza z planowaną mocą do 685,6 MW, posiadających techniczne warunki przyłączenia do sieci. Ze względu na trwającą fazę developmentu (przygotowawczą) przedsięwzięcia i wynikającą z tego między innymi konieczność uzyskania dalszych uzgodnień i pozwoleń, ostateczna moc możliwa do realizacji dla tego projektu może się zmniejszyć. Głównym warunkiem zawieszającym umowy było uzyskanie przez Spółkę zgody na Bezpośrednią Inwestycję Zagraniczną (FDI). Maksymalny termin na spełnienie się tych warunków został uzgodniony na 31 grudnia 2023 roku. Wynagrodzenie za udziały wyniosło 3.476.574,81 euro (z ewentualną korektą o mechanizm długu netto). Wraz z zawarciem umowy, Spółka udzieliła Naxxar WF pożyczki w kwocie 1.050.000 euro w celu dostarczenia finansowania na objęcie nowych udziałów w spółkach celowych i tym samym doprowadzenia do posiadania około 14% udziałów w każdej z nich. Pożyczka ta została zabezpieczona zastawem na wszystkich udziałach posiadanych przez Sprzedającego w Naxxar WF. Umowa przewiduje prawo nabycia przez Spółkę pozostałych 40% udziałów w Naxxar WF począwszy od 1 lipca 2024 roku do 31 grudnia 2024 roku (opcja call). Jeśli Spółka nie wykona tego prawa Sprzedający będzie mógł zbyć na rzecz Spółki pozostałe 40% udziałów w Naxxar WF w okresie od 1 stycznia 2025 roku do 30 czerwca 2025 roku (opcja put). Wynagrodzenie za pozostałe udziały w Naxxar WF uzależnione będzie od osiągnięcia przez projekt określonych kamieni milowych, przy czym, w zależności od ostatecznej mocy projektu (i jego struktury), maksymalna cena za 100% udziałów w

Naxxar WF może wynieść do 36.383.327,20 euro (tj. 53.067,86 euro / MW ostatecznej mocy projektu, która może wynieść do 685,6 MW). Ramowa umowa wspólników zawarta na poziomie spółek celowych (której stroną jest Naxxar Wind Farm Four Srl) przewiduje, że po osiągnieciu określonego kamienia milowego przez projekt, (przy czym ten warunek zastrzeżony jest na rzecz Naxxar WF), Naxxar WF będzie miała prawo wykupić pozostałe 80% udziałów w spółkach celowych i tym samym stać się ich jedynym wspólnikiem. Odpowiednio, maksymalna cena za wykup 80% udziałów w siedmiu spółkach celowych może wynieść do 37.679.147,20 euro (tj. 54.957,92 euro / MW ostatecznej mocy projektu, która może wynieść do 685,6 MW). Dla zabezpieczenia płatności Spółki na rzecz Sprzedającego przewidzianych w umowie z tytułu nabywanych udziałów oraz pozostałych udziałów w Naxxar WF, Polenergia S.A ustanowi na rzecz Sprzedającego zastaw na wszystkich udziałach posiadanych przez nią w Naxxar WF. Umowa przewiduje m.in. karę umowną na rzecz Spółki w przypadku rozwijania przez Sprzedającego (lub jego podmioty powiązane) działalności konkurencyjnej względem projektu. Pozostałe warunki umowy nie odbiegają od standardów rynkowych stosowanych w tego typu transakcjach.

W dniu 7 grudnia 2023 roku została zamknięta transakcja nabycia 60% udziałów w spółce Naxxar Wind Farm Four Srl z siedzibą w Bukareszcie, od Naxxar Renewable Energy Management Holding Srl z siedzibą w Bukareszcie („Sprzedający") w wykonaniu warunkowej umowy nabycia udziałów zawartej w dniu 5 października 2023 roku. Przeniesienie własności udziałów nastąpiło w dniu 7 grudnia 2023 roku zgodnie z postanowieniami umowy, w zamian za płatność w wysokości 3.476.574,81 euro (z ewentualną korektą o mechanizm długu netto). Zamknięcie transakcji nastąpiło wobec spełnienia się (i częściowego zrzeczenia się przez Spółkę) warunków zawieszających umowy, w tym po uzyskaniu przez Spółkę zgody na Bezpośrednią Inwestycję Zagraniczną (FDI), która została wydana w dniu 29 listopada 2023 roku. Wraz z zamknięciem transakcji, Spółka udzieliła Naxxar Wind Farm Four Srl z siedzibą w Bukareszcie pożyczki w kwotach: (i) 1.500.000,00 euro w celu dostarczenia finansowania na objęcie nowych udziałów w spółkach celowych i tym samym doprowadzenia do posiadania 20% udziałów w każdej z nich; (ii) 723.533,19 euro w celu zwrotu pożyczek Sprzedającego udzielonych Naaxar WF; oraz (iii) do 3.776.466,81 euro w celu dostarczenia Naaxar WF finansowania na dalszy rozwój projektu.

W związku z istotną skalą planowanych nakładów inwestycyjnych na realizację celów strategicznych określonych w strategii biznesowej, Zarząd rozpoczął przegląd opcji w obszarze nowych projektów zagranicznych i nie wyklucza podjęcia w przyszłości, w zależności od wyników przeglądu, decyzji o odstąpieniu od ich dalszej realizacji lub o zmianie sposobu lub zakresu ich realizacji.

W dniu 19 października 2023 roku Zarząd spółki pod firmą Polenergia S.A. przekazał do wiadomości publicznej informacje na temat zakończonej oferty publicznej („Oferta") 10.416.667 akcji zwykłych na okaziciela serii AB o wartości nominalnej 2,00 zł każda („Akcje Oferowane"), m.in:

- Zapisy w wykonaniu prawa poboru oraz zapisy dodatkowe w Ofercie przyjmowane były w dniach 21 – 28 września 2023 r. W związku z objęciem w ramach zapisów składanych w wykonaniu prawa poboru oraz zapisów dodatkowych wszystkich oferowanych Akcji Oferowanych nie przeprowadzono zapisów na Akcje Oferowane, na które nie złożono zapisów w wykonaniu prawa poboru oraz zapisów dodatkowych, które zaplanowane były na okres 10 – 11 października 2023 r.
- W dniu 9 października 2023 r. dokonano przydziału Akcji Oferowanych za pośrednictwem Krajowego Depozytu Papierów Wartościowych S.A. zgodnie z zasadami opisanymi w Prospekcie. Zarząd spółki Polenergia S.A podjął uchwałę w sprawie przydziału w dniu 18 października 2023 r.
- Subskrypcją w ramach Oferty objętych zostało 10.416.667 Akcji Oferowanych.
- Oferta nie była podzielona na transze. Stopa redukcji zapisów dodatkowych wyniosła ok. 80,62%.

- W ramach Oferty przydzielono 10.416.667 Akcji Oferowanych które obejmowane były po cenie emisyjnej wynoszącej 72 zł.
- W Ofercie zapisy złożyło łącznie 316 inwestorów, a Akcje Oferowane przydzielono 315 inwestorom.
- Akcje Oferowane nie były przedmiotem umów o subemisję.
- Wartość przeprowadzonej subskrypcji Akcji Oferowanych, rozumiana jako iloczyn liczby Akcji Oferowanych objętych ofertą i ceny sprzedaży wyniosła 750.000.024 zł (siedemset pięćdziesiąt milionów dwadzieścia cztery złote).
- Akcje Oferowane zostały opłacone wkładami pieniężnymi.

W dniu 25 października 2023 r. Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. („KDPW") wydał oświadczenie nr 998/2023 dotyczące zawarcia ze spółką Polenergia S.A. umowy o rejestrację w depozycie prowadzonym przez KDPW („Depozyt") 10.416.667 praw do akcji zwykłych na okaziciela serii AB Spółki („PDA") oraz oznaczenia ich kodem ISIN PLPLSEP00153.

W dniu 6 listopada 2023 r. Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, zarejestrował zmianę Statutu spółki Polenergia S.A dokonaną na podstawie uchwały Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 3 kwietnia 2023 r. Zarejestrowana przez Sąd zmiana Statutu Spółki dotyczy podwyższenia kapitału zakładowego Spółki na skutek emisji oraz oferty publicznej 10.416.667 akcji zwykłych na okaziciela serii AB Spółki przeprowadzonych na podstawie uchwały Walnego Zgromadzenia. Kapitał zakładowy Spółki wynosi obecnie 154.437.826,00 zł i dzieli się na 77.218.913 akcji o wartości nominalnej 2,00 zł każda. Ogólna liczba głosów w Spółce, do których uprawniają wszystkie wyemitowane akcje w kapitale zakładowym Spółki wynosi 77.218.913.

W dniu 13 listopada 2023 r. Zarząd Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. podjął uchwałę Nr 1221/2023 w sprawie dopuszczenia i wprowadzenia do obrotu giełdowego na Głównym Rynku GPW akcji zwykłych na okaziciela serii AB Spółki, na podstawie której Zarząd GPW stwierdził, że do obrotu giełdowego na rynku podstawowym dopuszczonych jest 10.416.667 akcji zwykłych na okaziciela serii AB Spółki oraz postanowił wprowadzić z dniem 16 listopada 2023 r. do obrotu giełdowego na rynku podstawowym wszystkie akcje pod warunkiem dokonania przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. w dniu 16 listopada 2023 r. rejestracji tych akcji i oznaczenia ich kodem „PLPLSEP00013".

W dniu 07 lutego 2024 r. Zarząd Spółki pod firmą Polenergia S.A. przekazał do wiadomości publicznej uzupełnienie informacji na temat zakończonej oferty publicznej 10.416.667 akcji zwykłych na okaziciela serii AB o wartości nominalnej 2,00 zł każda przekazanych w raporcie bieżącym nr 43/2023 z dnia 19 października 2023 r. Łączny koszt emisji akcji wyniósł 3.761 tys. zł netto, (w tym koszty: przygotowania i przeprowadzenia Oferty – 2.882 tys. zł netto, wynagrodzenia subemitentów, dla każdego oddzielnie – nie dotyczy sporządzenia prospektu, z uwzględnieniem kosztów doradztwa – 821 tys. zł netto, promocji – 58 tys. zł netto). Łączny koszt przeprowadzenia Oferty został rozliczony poprzez ujęcie w kapitale własnym. Średni koszt przeprowadzenia subskrypcji wyniósł 0,36 zł netto na jedną Akcję Oferowaną.

Dnia 13 marca 2023 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki Polenergia S.A. uchyliło dotychczasowe upoważnienie Zarządu Spółki do podwyższenia kapitału zakładowego w granicach kapitału docelowego oraz udzieliło Zarządowi Spółki nowego upoważnienia do podwyższenia kapitału zakładowego Spółki w granicach kapitału docelowego, z możliwością pozbawienia przez Zarząd, za zgodą Rady Nadzorczej, w całości lub w części prawa poboru w stosunku do nowych akcji Spółki, na kolejny okres, na zasadach i w granicach określonych w zmianach do Statutu Spółki (uchwała nr 3/2024 z dnia 13 marca 2024 roku opublikowana w raporcie bieżącym nr 17/2024). W związku z dokonanymi zmianami, Zarząd jest upoważniony do podwyższenia kapitału zakładowego Spółki o kwotę nie większą niż 115 828 368 złotych poprzez emisję nie więcej niż 57 914 184 nowych akcji zwykłych na okaziciela, o wartości nominalnej 2 złote każda („Nowe Akcje") („Kapitał Docelowy"). W granicach Kapitału

Docelowego Zarząd jest upoważniony do podwyższenia kapitału zakładowego, w drodze jednego albo kilku kolejnych podwyższeń kapitału zakładowego Spółki w ciągu trzech lat od dnia wpisania do rejestru przedsiębiorców zmiany Statutu Spółki.

W dniu 18 stycznia 2023 roku Polenergia Obrót S.A. („POLO") zawarła z Deutsche Bank Polska S.A. z siedzibą w Warszawie aneks do umowy kredytu o wielocelowy limit kredytowy z dnia 10 listopada 2021 r. Aneks przewiduje zwiększenie limitu kredytowego do łącznej kwoty 200 mln zł, w ramach którego udostępniono limit w rachunku bieżącym oraz limit gwarancji. Aneks został zawarty na czas określony 12 miesięcy z możliwością przedłużenia na kolejne okresy kredytowania (przy czym ostatni okres kończy się 10.01.2025 r.). W związku z powyższym, spółka Polenergia S.A. zwiększyła poręczenie łącznie do kwoty 100 mln zł. Pierwotnie umowa kredytu przewidywała udzielenie POLO kredytu wielocelowego w kwocie 100 mln zł, a poręczenie wynosiło 30 mln zł.

W dniu 14 września 2023 roku spółka Polenergia Obrót S.A. zawarła z Northvolt Systems Poland sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku („Northvolt") Umowę sprzedaży energii elektrycznej i gwarancji pochodzenia dotyczącą energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii („Umowa cPPA"). Umowa cPPA dotyczy sprzedaży energii elektrycznej oraz gwarancji pochodzenia energii wyprodukowanej przez farmę wiatrową Szymankowo o mocy zainstalowanej 38 MW („Farma"). Umowa cPPA została zawarta na okres 51 miesięcy. Łączny planowany wolumen sprzedaży energii elektrycznej w ramach Umowy cPPA dotyczy części wolumenu, jaki w tym okresie jest prognozowany do wyprodukowania przez Farmę będącą dedykowanym źródłem wytwórczym dla Northvolt. Szacowany wolumen sprzedaży w kolejnych latach obowiązywania Umowy cPPA wyniesie szacunkowo 10 500 MWh (z możliwością zwiększenia do 15 000 MWh). Wyprodukowana energia będzie sprzedawana po stałej cenie. Łączna szacowana suma przychodów ze sprzedaży energii w okresie trwania Umowy może wynieść pomiędzy 26,8 mln zł a 36,7 mln zł. Strony Umowy cPPA zostały stosownie zabezpieczone, w tym na wypadek braku dostarczenia energii (POLO przysługuje prawo podstawienia innej farmy wiatrowej w celu dostarczenia Northvolt ilości energii elektrycznej zgodnie z prognozą), jak również braku zapłaty za dostarczoną przez POLO energię. Zabezpieczenia wykonania Umowy cPPA gwarantujące płatności z tytułu zakupu energii zostaną ustanowione w terminie do 30 dni od dnia zawarcia Umowy cPPA. W razie wcześniejszego rozwiązania Umowy cPPA (na skutek okoliczności przewidzianych w tej umowie), stronie uprawnionej należy się opłata za rozwiązanie w maksymalnej kwocie 10,9 mln zł za cały okres obowiązywania Umowy cPPA, która obniża się w każdym kolejnym roku jej trwania. Jednocześnie Strony zawarły dodatkową umowę, która w sposób kompleksowy zapewnia i określa zasady i warunki dotyczące bilansowania handlowego potrzeb konsumpcyjnych Northvolt. Pozostałe warunki Umowy cPPA nie odbiegają od standardowych postanowień powszechnie stosowanych w tego typu umowach. Podpisanie kilkuletniej umowy sprzedaży energii z odbiorcą o stabilnej pozycji finansowej jest działaniem zgodnym z przyjętą przez Grupę Polenergia długoterminową strategią komercjalizacji źródeł wytwórczych. Taki model zabezpiecza strumień przychodów realizowanych w Grupie Polenergia i uniezależnia je od mogących wystąpić wahań cen na rynku energii.

W dniu 29 września 2023 r. Polenergia Obrót S.A. zawarła z Bankiem Pekao S.A. aneks do umowy kredytu o wielocelowy limit kredytowy utrzymujący łączny limit kredytowy w kwocie 300 mln zł, w tym dostępność kredytu w rachunku bieżącym do wysokości 150 mln zł, z datą obowiązywania do dnia 30 września 2024 r. W związku z powyższym, Polenergia S.A. udzieliła poręczenia Polenergia Obrót S.A. do kwoty 150 mln zł.

W dniu 30 listopada 2023 roku został zawarty przez Polenergia Obrót S.A. („POLO") z McDonald's Polska sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie („McDonald's") nowy warunkowy pakiet umów PPA i PPA+ („Pakiet umów PPA i PPA+"), który miał zostać podpisany również przez 87 franczyzobiorców McDonald's („Pozostali Kupujący"). Pakiet umów PPA i PPA+ dotyczy sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej przez Farmę Wiatrową Szymankowo o mocy zainstalowanej 38 MW („FW Szymankowo") oraz związanych z tą energią gwarancji pochodzenia energii elektrycznej z

odnawialnych źródeł energii, jak również dodatkowych wolumenów energii elektrycznej składających się łącznie na całkowite zużycie energii elektrycznej przez wszystkich kupujących. Pakiet umów PPA i PPA+ z McDonald's został zawarty pod warunkiem zawieszającym, którym jest podpisanie do dnia 4 grudnia 2023 r. Pakietu umów PPA i PPA+ przez POLO, McDonald's oraz co najmniej 82 Pozostałych Kupujących. Na podstawie podpisanego Pakietu umów PPA i PPA+ pomiędzy POLO a każdym kupującym, tzn. McDonald's oraz każdym Pozostałym Kupującym, powstaje odrębna umowa sprzedaży. Okres sprzedaży energii elektrycznej i gwarancji pochodzenia w ramach Pakietu umów PPA i PPA+ rozpoczyna się od dnia 1 stycznia 2024 r. i trwa do dnia 31 grudnia 2027 r. W zakresie sprzedaży energii elektrycznej produkowanej przez FW Szymankowo oraz powiązanych gwarancji pochodzenia, planowany wolumen sprzedaży energii elektrycznej dotyczy określonej części wolumenu, jaki w tym okresie zostanie wyprodukowany przez FW Szymankowo będącą dedykowanym źródłem wytwórczym dla McDonald's i Pozostałych Kupujących. Szacowany wolumen całkowity sprzedaży w kolejnych latach obowiązywania Pakietu umów PPA i PPA+ z McDonald's i wszystkimi Pozostałymi Kupującymi może wynieść około 200 GWh dla każdego roku. Energia wyprodukowana przez FW Szymankowo będzie sprzedawana po stałej cenie. Łączna szacowana suma przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i gwarancji pochodzenia na podstawie Pakietu umów PPA i PPA+ z McDonald's i wszystkimi Pozostałymi Kupującymi może wynieść około 441 mln zł. Każdy kupujący ma opcję ograniczenia swojej umowy sprzedaży na okres lat 2026 i 2027 wyłącznie do energii elektrycznej produkowanej przez FW Szymankowo wraz ze związanymi z tą energią gwarancjami pochodzenia. W razie wcześniejszego rozwiązania Pakietu umów PPA i PPA+ odpowiednio przez POLO lub jednego z kupujących, z powodu określonych w umowie naruszeń umowy przez drugą stronę, stronie nienaruszającej należy się opłata za rozwiązanie w wysokości określonej w umowie, której wymiar obniżany jest z każdym rokiem obowiązywania Pakietu umów PPA i PPA+. Wypowiedzenie Pakietu umów PPA i PPA+ łączącego POLO z danym kupującym nie powoduje wygaśnięcia Pakietu umów PPA i PPA+ między POLO a innymi kupującymi.

W dniu 1 grudnia 2023 roku Zarząd Spółki uzyskał informację o spełnieniu warunku zawieszającego, tj. podpisaniu Pakietu umów PPA i PPA+ przez POLO, McDonald's oraz minimalną liczbę franczyzobiorców McDonald's wskazaną w Pakiecie umów PPA i PPA+ przed upływem terminu wyznaczonego do spełnienia warunku zawieszającego, tj. do dnia 4 grudnia 2023 r. W związku z tym, Pakiet umów PPA i PPA+ wszedł w życie z dniem 5 grudnia 2023 r.

W dniu 8 lutego 2024 roku Polenergia Obrót S.A. zawarła z Mercedes-Benz Manufacturing Poland Sp. z o.o. z siedzibą w Jaworze umowy PPA i PPA+ („Umowy PPA i PPA+"). Umowy PPA i PPA+ dotyczą sprzedaży całej energii elektrycznej zużywanej przez kupującego, w tym części energii elektrycznej wyprodukowanej przez następujące instalacje odnawialnych źródeł energii: farmę wiatrową Dębsk o mocy zainstalowanej 121 MW („Instalacja OZE 1„) oraz farmę fotowoltaiczną Sulechów 3 o mocy zainstalowanej wynoszącej 9,84 MW („Instalacja OZE 2"), oraz gwarancji pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w liczbie odpowiadającej ilości sprzedawanej energii elektrycznej, a także bilansowania handlowego potrzeb kupującego. Okres sprzedaży energii elektrycznej i gwarancji pochodzenia w ramach Umów PPA i PPA+ rozpoczyna się od dnia 1 marca 2024 r. i trwa do dnia 31 grudnia 2027 r., przy czym rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej i gwarancji pochodzenia uzależnione jest od pomyślnego zakończenia procesu zmiany na POLO sprzedawcy energii elektrycznej dla kupującego. W przypadku, w którym proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej na POLO nie zostanie zakończony do dnia 29 lutego 2024 r. i jeżeli POLO i Mercedes-Benz Manufacturing Poland sp. z o.o. nie uzgodnią innej daty zakończenia wskazanego procesu zmiany sprzedawcy, Umowy PPA i PPA+ mogą zostać rozwiązane przez każdą ze stron ze skutkiem natychmiastowym. W zakresie sprzedaży energii elektrycznej produkowanej przez farmę wiatrową Dębsk i farmę fotowaltaiczną Sulechów 3, planowany wolumen sprzedaży energii elektrycznej dotyczy określonej części wolumenu, jaki w tym okresie zostanie wyprodukowany przez wyżej wymnienione farmy. Energia elektryczna produkowana przez farmy będzie sprzedawana po stałej

cenie, z tym zastrzeżeniem, że cena może zostać podwyższona lub obniżona w zależności od wysokości uśrednionego wskaźnika CPI – średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem za poprzedni rok kalendarzowy publikowanego przez Główny Urząd Statystyczny. Pozostała ilość energii elektrycznej zużywanej przez kupującego będzie sprzedawana po cenie opartej o ceny na rynku SPOT na rynku towarów giełdowych Towarowej Giełdy Energii S.A. lub po stałej cenie dla określonej ilości energii elektrycznej, jeżeli taka stała cena zostanie ustalona zgodnie z procedura określoną w umowie PPA+. Łączna szacowana suma przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i gwarancji pochodzenia na podstawie Umów PPA i PPA+ może wynieść około 131,4 mln zł netto. W razie wcześniejszego rozwiązania Umów PPA i PPA+ odpowiednio przez POLO lub Mercedes-Benz Manufacturing Poland Sp. z o.o., z powodu określonych w umowie naruszeń umowy przez drugą stronę, stronie nienaruszającej należy się opłata za rozwiązanie w wysokości określonej w umowie.

W dniu 9 lutego 2023 roku, spółka Polenergia Obrót 2 sp. z o.o. rozwijająca projekt farmy fotowoltaicznej Strzelino o łącznej mocy zainstalowanej 45,2 MWp zawarła ze spółką JINKO SOLAR (CHUZHOU) CO., LTD. umowę dotyczącą dostawy modułów fotowoltaicznych na potrzeby projektu. Umowa obejmuje sprzedaż modułów fotowoltaicznych wyprodukowanych przez dostawcę, w ilości wymaganej dla realizacji projektu. Umowa nie dotyczy dostawy inwerterów. Wartość umowy wynosi ok. 10 mln euro.

W dniu 18 maja 2023 roku spółka Polenergia Obrót 2 sp. z o.o., rozwijająca projekt farmy fotowoltaicznej Strzelino o łącznej mocy zainstalowanej 45,2 MWp, jako kredytobiorca oraz mBank S.A., Pekao S.A. i PKO Bank Polski S.A., jako kredytodawcy, zawarły umowę kredytów. Na podstawie umowy, kredytodawcy udzielili kredytobiorcy: (i) kredytu terminowego do łącznej kwoty 90 mln zł, przeznaczonego na finansowanie budowy farmy fotowoltaicznej Strzelino, z możliwością zwiększenia zaangażowania Kredytodawcy (po spełnieniu dodatkowych warunków określonych w Umowie Kredytów), (ii) kredytu VAT do maksymalnej łącznej kwoty 27 mln zł oraz (iii) kredytu DSR do maksymalnej łącznej kwoty 9,8 mln zł. W związku z umową kredytów kredytobiorca oraz Polenergia S.A. zobowiązani są do zawarcia standardowego pakietu zabezpieczeń stosowanych w transakcjach typu project finance. Kredytobiorca m.in. złożył oświadczenie o poddaniu się egzekucji oraz ustanowił zastaw rejestrowy na zbiorze rzeczy ruchomych i praw, natomiast spółka Polenergia S.A. ustanowiła zastaw rejestrowy oraz finansowy na udziałach kredytobiorcy oraz złożyła oświadczenia o poddaniu się egzekucji. Umowa kredytów przewiduje spłatę kredytu terminowego nie później niż do dnia 16 grudnia 2038 roku, kredytu VAT nie później niż do dnia 31 maja 2024 roku oraz kredytu DSR nie później niż do dnia 16 grudnia 2038 roku. Oprocentowanie kredytów ustalone jest w oparciu o stopę referencyjną WIBOR, powiększoną o marżę Kredytodawcy. Warunki Umowy Kredytów, w tym dotyczące zabezpieczeń, kar umownych, uruchomienia finansowania oraz wypowiedzenia Umowy Kredytów, odpowiadają postanowieniom stosowanym w tego typu transakcjach.

W dniu 27 listopada 2023 roku Polenergia Farma Fotowoltaiczna 2 Sp. z o.o. („FF2”), otrzymała poprzez Internetową Platformę Aukcyjną („IPA”), w trybie art. 81 ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii („Ustawa OZE”), informację, iż FF2 wygrała aukcję zwykłą AZ/7/2023 w zakresie realizowanego przez nią projektu farmy fotowoltaicznej Rajkowy o docelowej łącznej mocy ok. 35 MWp. Tym samym projekt Rajkowy uzyskał prawo do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do ceny zaoferowanej w toku aukcji, za około 31% łącznego wolumenu energii elektrycznej planowanej do wyprodukowania przez okres 15 lat, zgodnie z przepisami Ustawy OZE.

W dniu 27 listopada 2023 roku Polenergia Farma Fotowoltaiczna 16 Sp. z o.o. („FF16”), otrzymała w dniu 27 listopada 2023 roku, poprzez IPA, w trybie art. 81 ust. 5 Ustawy OZE, informację, iż FF16 wygrała aukcję zwykłą AZ/7/2023 w zakresie realizowanego przez nią projektu farmy fotowoltaicznej Szprotawa II o docelowej łącznej mocy ok. 20 MWp. Tym samym projekt Szprotawa II uzyskał prawo do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do ceny zaoferowanej w toku aukcji, za około 31% łącznego wolumenu energii elektrycznej planowanej do wyprodukowania przez okres 15 lat, zgodnie z przepisami

Ustawy OZE.

W dniu 27 grudnia 2023 roku Polenergia Farma Wiatrowa Namysłów sp. z o. o., rozwijająca projekt farmy fotowoltaicznej Szprotawa I o łącznej mocy zainstalowanej 47 MWp („Farma Fotowoltaiczna Szprotawa I") oraz (ii) Polenergia Farma Fotowoltaiczna 16 sp. z o.o., rozwijająca projekt farmy fotowoltaicznej Szprotawa II o łącznej mocy zainstalowanej 20 MWp („Farma Fotowoltaiczna Szprotawa II") zawarły ze spółką P&Q sp. z o. o. z siedzibą w Białymstoku („P&Q") umowę dotyczącą budowy Farmy Fotowoltaicznej Szprotawa I oraz Farmy Fotowoltaicznej Szprotawa II. Umowa dotycząca budowy Farmy Fotowoltaicznej Szprotawa I ma zostać wykonana w terminie do 30.06.2025, a umowa dotycząca budowy Farmy Fotowoltaicznej Szprotawa II w terminie do 30.06.2025. Powyższe umowy dotyczą wykonania przez P&Q na rzecz Farmy Fotowoltaicznej Szprotawa I oraz Szprotawa II kompleksowych robót montażowo-elektrycznych obejmujących m.in.: dostawę i montaż konstrukcji wsporczych dla modułów fotowoltaicznych, montaż modułów fotowoltaicznych i inwerterów, dostawę i montaż stacji elektroenergetycznych nn/SN, dostawę i montaż kabli nn, SN, wykonanie stacji abonenckiej 20/110 kV wraz z dostawą urządzeń, dostawę i montaż linii kablowej WN wraz z siecią światłowodową. Umowy nie obejmują dostawy modułów fotowoltaicznych i inwerterów. Łączna wartość umów wynosi ok. 89 mln zł.

W dniu 22 lutego 2024 roku Polenergia Farma Wiatrowa Namysłów sp. z o. o., rozwijająca projekt farmy fotowoltaicznej Szprotawa I o łącznej mocy zainstalowanej 47 MWp oraz (ii) Polenergia Farma Fotowoltaiczna 16 sp. z o.o., rozwijająca projekt farmy fotowoltaicznej Szprotawa II o łącznej mocy zainstalowanej 20 MWp zawarły ze spółką Jinko Solar (Chuzhou) Co., Ltd. umowę dotyczącą dostawy modułów fotowoltaicznych na potrzeby obu projektów. Umowy obejmują sprzedaż modułów fotowoltaicznych wyprodukowanych przez Jinko Solar, w ilości wymaganej dla realizacji projektów. Umowy nie dotyczą dostawy inwerterów. Umowa zostanie zrealizowana do końca października 2024 roku. Łączna wartość umów wynosi ok. 8 mln euro.

W dniu 31 marca 2023 roku Amon sp. z o.o. z siedzibą w Łebczu („Amon"), otrzymała pismo procesowe Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie („PKH") w sprawie z powództwa Amon przeciwko PKH toczącej się przed Sądem Okręgowym w Gdańsku, którym to pismem PKH objęła pozew wzajemny („Pozew Wzajemny") domagając się zasądzenia od Amon na rzecz PKH kwoty 61.576.284,89 zł z odsetkami ustawowymi za opóźnienie. Kwotę 55.691.856,47 zł stanowią kary umowne żądane przez PKH rzekomo na podstawie § 8 ust. 1 Umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii – Farmie Wiatrowej Łukaszów zawartej w dniu 23 grudnia 2009 roku przez Amon z PKH („Umowa Sprzedaży Praw Majątkowych") i wynikające rzekomo z niedotrzymania przez Amon ilości przewidzianych do przeniesienia praw majątkowych w poszczególnych miesiącach począwszy od sierpnia 2019 roku. Kwota 5.884.428,42 zł stanowi z kolei odszkodowanie żądane przez PKH z tytułu rzekomego niewykonania przez Amon w okresie od dnia 18 listopada 2022 roku do dnia 31 grudnia 2022 roku Umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii – Farmie Wiatrowej Łukaszów zawartej w dniu 23 grudnia 2009 roku przez Amon z PKH („Umowa Sprzedaży Energii"). W dniu 16 maja 2023 roku Sąd Okręgowy w Gdańsku doręczył Amon postanowienie z dnia 2 maja 2023 roku, którym pozostawił pozew wzajemny Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa bez nadawania dalszego biegu. Podstawą wydania przedmiotowego postanowienia przez Sąd Okręgowy w Gdańsku jest art. 204 § 1 zdanie drugie Kodeksu postępowania cywilnego, który określa, iż powództwo wzajemne można wytoczyć nie później niż w odpowiedzi na pozew. W dniu 12 czerwca 2023 roku Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o. złożyła skargę kasacyjną od wyroku Sądu Okręgowego w Gdańsku z dnia 17 listopada 2022 roku w sprawie z powództwa Amon przeciwko PKH, którym Sąd Okręgowy w całości oddalił apelację wniesioną przez PKH.

W dniu 28 grudnia 2023 roku spółki Amon Sp. z o.o. z siedzibą w Łebczu („Amon") i Talia sp. z o.o. z

siedzibą w Łebczu („Talia") wniosły do Sądu Okręgowego w Katowicach, XIV Wydziału Gospodarczego, drugą zmianę powództw przeciwko Tauron Polska Energia S.A. („Tauron") obejmującą roszczenia odszkodowawcze Amon i Talia powstałe po dniu 30 czerwca 2020 roku. Podstawą deliktowej odpowiedzialności odszkodowawczej Tauron jest zerwanie i zaprzestanie wykonywania przez Polską Energię – Pierwszą Kompanię Handlową sp. z o.o. – spółkę zależną Tauron długoterminowych umów sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach odnawialnych oraz długoterminowych umów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w źródłach odnawialnych zawartych ze spółkami Amon i Talia. Na mocy przedmiotowej modyfikacji dochodzone roszczenia z tytułu odszkodowania wraz z odsetkami wzrosły – w przypadku Amon o kwotę 29.668.791,42 zł, w przypadku Talia o kwotę 19.277.206,14 zł.

W dniu 28 grudnia 2023 roku spółka zależna Emitenta – Amon Sp. z o.o. z siedzibą w Łebczu wniosła do Sądu Okręgowego w Gdańsku, IX Wydziału Gospodarczego, drugą zmianę powództwa przeciwko spółce zależnej Tauron Polska Energia S.A. – Polska Energia-Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie („PKH") w związku z nieskutecznym wypowiedzeniem oraz niewykonywaniem przez PKH długoterminowych umów sprzedaży energii i praw majątkowych zawartych przez PKH z Amon. Na mocy powyższej zmiany powództwa, Amon obok kwot dotychczas dochodzonych, domaga się zapłaty kwoty 18.297.696,66 złotych tytułem odszkodowania za niewykonywanie ww. umów w dalszym okresie ich obowiązywania. Ponadto Talia sp. z o.o. wniosła do Sądu Okręgowego w Gdańsku, IX Wydziału Gospodarczego, piątą zmianę powództwa przeciwko PKH w związku z nieskutecznym wypowiedzeniem oraz niewykonywaniem przez PKH długoterminowych umów sprzedaży energii i praw majątkowych zawartych przez PKH z Talia. Na mocy powyższej zmiany powództwa, Talia obok kwot dotychczas dochodzonych, domaga się zapłaty kwoty 12.075.080,14 złotych tytułem odszkodowania za niewykonywanie ww. umów w dalszym okresie ich obowiązywania.

W dniu 7 czerwca 2023 roku spółka Polenergia H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o.o., dewelopująca projekt H2HUB Nowa Sarzyna, zawarła z Hystar AS z siedzibą w Høvik, Norwegia („Hystar"):

- umowę dostawy oraz uruchomienia elektrolizera o mocy 5 MW („Umowa Dostawy"). Realizacja Umowy Dostawy przewidziana jest na III kwartał 2024 roku;
- długoterminową umowę serwisową elektrolizera („LTSA"). LTSA dotyczy świadczenia usług serwisowych dla wspomnianego elektrolizera przez okres 2 lat od dnia uruchomienia (z możliwością wydłużenia na okres wynoszący łącznie do 10 lat), w tym przeprowadzania planowych przeglądów, napraw, dostawy środków utrzymania i części zamiennych, zdalnego nadzoru oraz innych czynności powiązanych. Hystar gwarantuje także odpowiedni poziom dostępności elektrolizera w ramach umowy serwisowej.

W dniu 7 czerwca 2023 roku, spółka Polenergia H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o.o. oraz Polenergia S.A. zawarły z Międzynarodową Korporacją Finansową („IFC"), należącą do Grupy Banku Światowego, umowę o współpracy celem współfinansowania kosztów rozwoju projektu, który obejmuje wytwórnię wodoru, wraz z dwoma stacjami tankowania oraz infrastrukturą towarzyszącą. IFC zrefinansuje część kosztów poniesionych dotychczas w projekcie oraz 50% kosztów zakupu elektrolizera na potrzeby wytwórni wodoru. Zgodnie z umową, maksymalna kwota finansowania projektu wynosi 3 600 000 euro, co w znaczącym stopniu zmniejszy ekspozycję finansową Grupy Polenergia związaną z inwestycją. Obowiązek zwrotu finansowania powstanie w przypadku podjęcia ostatecznej decyzji inwestycyjnej. Umowa jest zawarta na rok. Zgodnie z postanowieniami umowy, w przypadku jej rozwiązania, w zależności od przyczyn, może zostać naliczona kara, której wysokość nie może przekroczyć 10% maksymalnej kwoty finansowania. Umowa przewiduje również w określonych przypadkach uprawnienie IFC do wstrzymania finansowania albo rozwiązania umowy ze skutkiem natychmiastowym. Realizacja kolejnych etapów projektu może wymagać uzyskania stosownych zgód korporacyjnych.

W dniu 22 listopada 2023, w nawiązaniu do raportu bieżącego nr 30/2022 z 23 września 2022 r. w sprawie zawarcia z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju („NCBiR") umowy o dofinansowanie projektu

pod nazwą H2 HUB Nowa Sarzyna: Magazynowanie Zielonego Wodoru w ramach konkursu Nowe technologie w zakresie energii I, Zarząd spółki pod firmą Polenergia S.A. poinformował o podjęciu decyzji, po dokonaniu ewaluacji projektu oraz uzyskaniu wymaganych zgód korporacyjnych, o kontynuacji projektu i przystąpieniu do realizacji jego drugiej fazy. Umowa o dofinansowanie została zawarta w dniu 23 września 2022 r. przez Spółkę, jako lidera konsorcjum, Polenergię Elektrociepłownię Nowa Sarzyna sp. z o.o. oraz Politechnikę Wrocławską („Konsorcjum"). Realizacja Projektu podzielona jest na trzy fazy. Pierwsza została zakończona – NCBiR podjęło decyzję o rekomendowaniu projektu do przejścia z fazy pierwszej do fazy drugiej. Na datę niniejszego raportu Konsorcjum zakłada, że przewidywany łączny koszt wydatków ponoszonych w ramach II fazy projektu wyniesie ok. 14,2 mln zł (kwota pochodzić będzie z kwoty dofinansowania zawnioskowanego w ramach drugiej fazy projektu oraz środków własnych Grupy Polenergia). Zgodnie z wnioskiem o dofinansowanie, stanowiącym integralną część umowy o dofinansowanie, dotacja w fazie drugiej dotyczy kosztów planowanych do poniesienia przez ENS oraz Politechnikę Wrocławską. Ostateczna wartość dofinansowania w fazie drugiej będzie zależna od faktycznie poniesionych kosztów w związku z realizacją projektu. Planowany termin zakończenia fazy drugiej projektu to 31 października 2025 r. Uprawnienie do dalszego uzyskania dofinansowania w ramach umowy o dofinansowanie (w związku z realizacją fazy trzeciej projektu) jest uzależnione od uzyskania pozytywnego wyniku w ramach selekcji po weryfikacji fazy drugiej projektu oraz zatwierdzenia wniosków o płatność. Spółka zastrzega, że po zakończeniu drugiej fazy projektu dokona ewaluacji projektu i podejmie decyzję w sprawie jego dalszej realizacji w trzeciej fazie i sposobu finansowania, co może wymagać uzyskania stosownych zgód korporacyjnych. Szczegółowe warunki umowy o dofinansowanie zostały przedstawione w raporcie bieżącym nr 30/2022 i pozostają bez zmian.

W dniu 15 lutego Zarząd spółki pod firmą Polenergia S.A. powziął informację o wydaniu przez Komisję Europejską („Komisja") decyzji notyfikacyjnej dotyczącej pomocy publicznej dla projektu H2Silesia realizowanego w ramach IPCEI Hydrogen Hy2Infra (Important Projects of Common European Interest) („Decyzja Notyfikacyjna"). Komisja oceniła proponowany projekt na podstawie unijnych zasad pomocy państwa, w tym kryteriów wynikających z Komunikatu Komisji dot. kryteriów zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy państwa na wspieranie realizacji ważnych projektów strategicznych stanowiących przedmiot wspólnego europejskiego zainteresowania (2021/C 528/02). Decyzja Notyfikacyjna zatwierdza maksymalny pułap pomocy publicznej dla projektu H2Silesia i nie oznacza przyznania spółce Polenergia H2Silesia sp. z o.o. dofinansowania na jego realizację. Decyzja o przyznaniu dofinansowania oraz określenie ostatecznej wysokości dofinansowania zapadnie na poziomie krajowym. Projekt zakłada budowę wielkoskalowej instalacji produkcji odnawialnego wodoru o mocy ok. 105 MW na potrzeby przemysłu ciężkiego i transportu zeroemisyjnego zlokalizowanej na Górnym Śląsku. Planowana instalacja będzie w stanie wyprodukować ok. 13.000 ton wodoru rocznie. Prenotyfikacja na poziomie krajowym dla H2Silesia w ramach IPCEI została uzyskana w kwietniu 2022 r. 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. Zarząd Polenergii S.A. przewiduje, że koszty kwalifikowane 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, spełnienia odpowiednich kryteriów ekonomicznych oraz dostępności finansowania dla projektu, jak również podjęcia ostatecznej decyzji inwestycyjnej na podstawie powyższych danych i uzyskania wymaganych zgód korporacyjnych. Zgodnie z informacją przekazaną raportem nr 4/2024 z dnia 8 lutego 2024 roku Spółka rozpoczęła przegląd opcji w zakresie realizacji Celów Strategicznych

m.in. w obszarze strategii wodorowej i nie wyklucza podjęcia w przyszłości, w zależności od wyników przeglądu, decyzji o odstąpieniu od ich dalszej realizacji lub o zmianie sposobu lub zakresu ich realizacji, o czym poinformuje w zakresie wymaganym obowiązującymi przepisami prawa.

W dniu 27 czerwca 2023 roku Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. („ENS") zawarła z Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej („NFOŚiGW") umowę o dofinansowanie („Umowa o Dofinansowanie") projektu pod nazwą „Budowa przez Polenergia ENS sp. z o.o. ogólnodostępnych stacji tankowania wodoru w Rzeszowie oraz Nowej Sarzynie" w ramach programu priorytetowego „Wsparcie infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych i infrastruktury do tankowania wodoru" – budowa lub przebudowa ogólnodostępnych stacji wodoru. Celem przedsięwzięcia jest budowa dwóch stacji tankowania wodoru wraz z infrastrukturą towarzyszącą, w dwóch lokalizacjach: na terenie graniczącym z Elektrociepłownią Nowa Sarzyna oraz w Rzeszowie. Zgodnie z Umową o Dofinansowanie, łączna kwota dofinansowania w formie dotacji wynosi 20 mln zł („Dotacja"), co stanowi ok. 43 % kosztów kwalifikowanych przedsięwzięcia. Zgodnie z Umową o Dofinansowanie stacje tankowania wodoru wraz z infrastrukturą towarzyszącą powinny zostać oddane do użytkowania do 1 czerwca 2025 roku, przy czym Umowa o Dofinansowanie przewiduje możliwość wprowadzania zmian do harmonogramu. Uprawnienie beneficjenta do wypłaty środków z Dotacji jest uzależnione od zatwierdzenia wniosków o wypłatę środków, których złożenie może wymagać uzyskania stosownych zgód korporacyjnych. Pozostałe warunki Umowy o Dofinansowanie, w tym zasady jej wypowiedzenia, rozwiązania ze skutkiem natychmiastowym, wstrzymania dofinansowania, nie odbiegają od warunków powszechnie stosowanych w tego typu umowach.

W dniu 14 grudnia 2023 r. spółka Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. z siedzibą w Nowej Sarzynie wzięła udział w aukcji głównej rynku mocy na rok dostaw 2028. W toku aukcji ENS zaoferowała obowiązek mocowy na rok 2028 w łącznej wysokości 112 MW. ENS do czasu zakończenia aukcji nie złożyła oferty wyjścia z aukcji.

W dniu 18 grudnia 2023 roku Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. („PSE") ogłosiły wstępne wyniki aukcji głównej na rok dostaw 2028. Aukcja ta zakończyła się w 6. rundzie z ceną zamknięcia 244,90 zł/kW/rok. Wobec ogłoszenia wstępnych wyników aukcji głównej na rok dostaw 2028, została zawarta przez PSE oraz Zarządcę Rozliczeń S.A. umowa mocowa ze spółką Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. z siedzibą w Nowej Sarzynie. Łączna wielkość zaoferowanego przez ENS obowiązku mocowego, wynikająca z ww. umowy wynosi 112 MW. Umowa została zawarta na okres 1 roku, pod warunkiem zawieszającym do czasu ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

W dniu 26 czerwca 2023 roku, Polenergia S.A., jako wspólnik spółek projektowych MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o. (łącznie „Spółki Projektowe"), posiadający po 50% udziałów w Spółkach Projektowych, wraz z Equinor Wind Power AS, będącą wspólnikiem posiadającym pozostałe 50% udziałów w Spółkach Projektowych, podjęli uchwały wspólników Spółek Projektowych w sprawie przyjęcia aktualizacji budżetów projektów MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III oraz planów rozwoju projektów na okres do rozpoczęcia prac budowlanych (łącznie „Budżet"), obejmujących w szczególności szacowane nakłady inwestycyjne wymagane do przygotowania projektów do rozpoczęcia prac budowlanych („Devex") oraz harmonogramy dla tego etapu realizacji projektów. Przewidziany w Budżecie poziom Devex wynosi obecnie ok. 950 mln zł, przy czym kwota ta obejmuje również środki już wydatkowane (ok. 415 mln zł) w okresie od uzyskania decyzji o przyznaniu projektom wsparcia do dnia publikacji niniejszego raportu. Zgodnie z zatwierdzonym Budżetem planowana data rozpoczęcia prac budowlanych przypada na pierwszy kwartał 2025 roku, natomiast zakończenie realizacji i oddanie do użytkowania projektów – w roku 2028. Ustalony w Budżecie poziom Devex, jak również planowane daty realizacji wskazanych powyżej etapów rozwoju projektów stanowią szacunki, które mogą ulegać dalszym zmianom. Ewentualna aktualizacja Budżetu będzie wymagała podjęcia stosownych uchwał wspólników Spółek Projektowych. Uchwały wspólników Spółek Projektowych, jak również przyjęty

zaktualizowany Budżet dotyczą wyłącznie Devex. Dalsze nakłady inwestycyjne, obejmujące etap budowy (nakłady inwestycyjne na budowę; „Capex"), będą przedmiotem odrębnych decyzji wspólników Spółek Projektowych. Polenergia S.A informuje jednak, że realizacja projektów zgodnie z harmonogramem wynikającym ze zaktualizowanego Budżetu skutkować będzie koniecznością poniesienia przez Spółki Projektowe, w okresie przed rozpoczęciem prac budowlanych, poza Devexem, również części nakładów stanowiących Capex, który ostatecznie zostanie ujęty w budżecie fazy budowy. Według obecnych szacunków wydatki te mogą wynieść ok. 2,8-3,2 mld zł, wobec całkowitego budżetu fazy budowy szacowanego w przedziale 21 – 24 mld zł. Polenergia S.A. zastrzega, że informacja ta nie ma charakteru wiążącego, może ulec zmianie, o czym spółka nie będzie odrębnie informować przed formalnym ustaleniem budżetu fazy budowy.

W dniu 5 października 2023 roku spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o., zawarły umowy na zaprojektowanie, produkcję, testowanie, transport, instalację i ochronę kabli eksportowych na odcinku od morskiej stacji transformatorowej do miejsca wyprowadzenia energii na lądzie, przy czym MFW Bałtyk II sp. z o.o. zawarła umowę ze spółką Jan De Nul Luxemburg SA Hellenic Cables S.A. Consortium Baltyk 2 spółka jawna, a MFW Bałtyk III sp. z o.o. – ze spółką Jan De Nul Luxemburg SA Hellenic Cables S.A. Consortium Baltyk 3 spółka jawna („Wykonawcy"). Spółki Wykonawców zostały utworzone na potrzeby realizacji umów jako wspólne przedsięwzięcie: (i) przedsiębiorstwa montażowego – Jan De Nul Luxembourg SA oraz (ii) producenta okablowania – Hellenic Cables SA Hellenic Cable Industry Single Member Societe Anonyme. Łączne wynagrodzenie Wykonawców na podstawie obu umów (tj. dla obu projektów) zostało wstępnie określone – na dzień podpisania umów – na kwotę ok. 372 mln euro. Obejmuje ono częściowo stawki ryczałtowe, a częściowo – stawki zależne od indeksacji cen surowców, cen paliw oraz faktycznego nakładu pracy Wykonawców i zaangażowanych zasobów. Tak określone wynagrodzenie Wykonawców uwzględnia również opcjonalny zakres prac przewidziany w umowach. Finalne wynagrodzenie Wykonawców zostanie ustalone zgodnie z postanowieniami umów na podstawie ostatecznie zrealizowanego zakresu prac i po uwzględnieniu czynników zależnych od sytuacji rynkowej. Zgodnie z umowami spółka Polenergia S.A. zobowiązana będzie do dostarczenia zabezpieczenia płatności w postaci gwarancji korporacyjnej („PCG"). PCG wystawiane przez Spółkę będą dotyczyć 50% wartości istniejących zobowiązań Spółek Projektowych wobec Wykonawców. Maksymalna przewidywana kwota zobowiązań Spółki z tytułu PCG wynosi (dla obu umów łącznie): (i) 36 mln euro do dnia 01.10.2024 (zakup surowców), oraz (ii) w dalszym okresie aż do osiągnięcia zamknięcia finansowego potwierdzonego przez instytucję finansującą: 156,5 mln euro. Umowy przewidują konieczność podwyższenia wymaganego limitu gwarancyjnego w przypadku skorzystania przez Spółki Projektowe z dodatkowego, opcjonalnego zakresu prac Wykonawców.

W dniu 24 października 2023 roku spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o., zawarły ze spółką Seaway 7 Management AS z siedzibą w Oslo (Norwegia) umowy na zaprojektowanie, produkcję, testowanie, transport, instalację i zabezpieczenie kabli „wewnętrznych", tj. łączących morskie turbiny wiatrowe z morską stacją transformatorową. Łączne wynagrodzenie wykonawcy na podstawie obu umów (tj. dla obu projektów) zostało wstępnie określone – na dzień podpisania umów – na kwotę ok. 187 mln euro. Uwzględnia ono częściowo stawki ryczałtowe, a częściowo stawki zależne m.in. od zastosowanej techniki prac instalacyjnych, długości prac wykonawcy na morzu, przestojów wynikających z warunków pogodowych, indeksacji cen surowców, cen paliw oraz stawek wybranych podwykonawców. Łączne wynagrodzenie należne wykonawcy zostało skalkulowane przy uwzględnieniu faktu realizacji obu projektów. Finalne wynagrodzenie zostanie ustalone po zamrożeniu stawek zmiennych i uwzględnieniu czynników zależnych od sytuacji rynkowej.

W dniu 15 lutego 2024 roku spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o., w których Polenergia S.A. posiada 50% udziałów, rozwijające w ramach wspólnego przedsięwzięcia Spółki i Equinor Wind Power AS projekty budowy morskich farm wiatrowych, tj. odpowiednio MFW

Bałtyk II i MFW Bałtyk III, zawarły z Siemens Gamesa Renewable Energy sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, spółką z grupy Siemens Energy AG, każda ze Spółek Projektowych odrębnie:

- umowy na dostawę turbin wiatrowych na potrzeby realizacji – odpowiednio – projektu morskiej farmy wiatrowej MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III („Umowy na Dostawę Turbin");
- umowy na wykonywanie serwisu gwarancyjnego turbin wiatrowych wchodzących w skład morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III („Umowy Serwisowe");

Umowy zawarte są pod prawem angielskim.

Umowy na Dostawy Turbin:

Umowy na Dostawy Turbin obejmują zaprojektowanie, inżynierię, dostawę, nadzór nad instalacją i uruchomienie kompletnego zestawu 100 morskich turbin wiatrowych (50 dla każdego Projektu) o maksymalnej mocy 14,4 MW każda wraz z systemem WTG SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). Umowy na Dostawę Turbin są warunkowe. Ich wejście we życie zależy od dostarczenia przez wykonawcę zabezpieczeń oraz zapłaty przez Spółki Projektowe zaliczki. Łączne wynagrodzenie wykonawcy na podstawie obu Umów na Dostawę Turbin (tj. dla obu projektów), szacowane jest na dzień zawarcia tych umów na kwotę ok. 1,66 mld euro. Kwota ta nie jest ostateczna i będzie aktualizowana w czasie trwania Umów na Dostawę Turbin, gdyż część wynagrodzenia wykonawcy oparta jest o stawki podlegające indeksacji w zakresie cen określonych materiałów i usług, inflacji, zabezpieczenia walutowego czy kosztów pracy. Ostateczne wynagrodzenie wykonawcy zostanie ustalone zgodnie z postanowieniami Umów na Dostawę Turbin na podstawie ostatecznie zrealizowanego zakresu prac i po uwzględnieniu czynników zależnych od sytuacji rynkowej. Spółki Projektowe szacują całkowitą kwotę wydatków inwestycyjnych do poniesienia na podstawie Umów na Dostawę Turbin, w tym w związku ze zrealizowaniem opcji, na kwotę ok. 1,8 mld euro. Zawarcie Umów na Dostawę Turbin wiąże się z koniecznością poniesienia przez Spółki Projektowe istotnych nakładów inwestycyjnych przed podjęciem finalnej decyzji inwestycyjnej („FID") dla projektów. Szacowana wartość CAPEX do poniesienia przed FID, z uwzględnieniem indeksacji, wynosi ok. 88 mln zł i ok.88 mln euro. Umowy na Dostawę Turbin gwarantują Spółkom Projektowym prawo ich rozwiązania również bez wskazania przyczyny, przy czym rozwiązanie Umów na Dostawę Turbin w tym trybie wiązać się będzie z obowiązkiem uiszczenia na rzecz wykonawcy opłat za rozwiązanie, których wartość rośnie w czasie, w zależności od chwili rozwiązania Umów na Dostawę Turbin. Uzgodnione wynagrodzenie wykonawcy zostało skalkulowane przy założeniu tzw. instalacji back-to-back, tj. realizacji obu kontraktów w trybie ciągłym. Jeżeli założenie to nie ziści się ze względu na nie przystąpienie przez daną Spółkę Projektową do realizacji prac dla jednego z projektów lub rozwiązanie jednej z Umów na Dostawę Turbin do ceny umownej zostanie doliczona kwota ok. 30 mln euro. Zawarcie Umów na Dostawę Turbin pozwala na realizację Projektów zgodnie z aktualnym harmonogramem.

Umowy Serwisowe

Umowy Serwisowe obejmują konserwację i serwis gwarancyjny turbin wiatrowych wchodzących w skład morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III w okresie 5 lat. Łączne wynagrodzenie wykonawcy na podstawie obu Umów Serwisowych (tj. dla obu projektów), szacowane jest na dzień zawarcia tych umów na kwotę ok. 384 mln euro, która to kwota obejmuje opłatę początkową i opłaty roczne należne wykonawcy we wskazanym powyżej 5-letnim okresie. Opłaty za usługi określone w Umowach Serwisowych będą podlegać indeksacji, której poziom zależeć będzie od wskaźnika cen producentów w branży i danych kwartalnych publikowanych przez Eurostat. Spółki Projektowe mogą przedłużyć okres obowiązywania Umów Serwisowych o kolejne 5 lat, co jednak wiązać się będzie z zapłatą na rzecz wykonawcy wyższego wynagrodzenia rocznego. Na podstawie Umów Serwisowych wykonawca udzielił Spółkom Projektowym gwarancji wydajności.

Zabezpieczenie płatności na rzecz Wykonawcy

Zgodnie z Umowami na Dostawę Turbin Spółka zobowiązana będzie do dostarczenia zabezpieczenia płatności w postaci gwarancji korporacyjnej („PCG"). PCG wystawiane przez Spółkę będą dotyczyć 50% wartości istniejących zobowiązań Spółek Projektowych wobec wykonawcy. Maksymalna kwota zobowiązań Spółki z tytułu PCG wynosi łącznie w zaokrągleniu: (i) do 27 mln euro i do 29,6 mln zł za zobowiązania powstałe w okresie od 30 września 2024 roku do dnia 30 kwietnia 2025 roku, oraz (ii) do 47,2 mln euro i do 52 mln zł za zobowiązania powstałe w okresie od 1 maja 2025 roku do dnia 31 lipca 2025 roku, przy czym w każdym wypadku PCG będą wygasać w razie osiągnięcia zamknięcia finansowego potwierdzonego przez instytucję finansującą (agenta kredytu). PCG będą zabezpieczać również zapłatę przez Spółki Projektowe opłat za rozwiązanie Umów na Dostawę Turbin.

W dniu 16 lutego 2024 roku spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o., w których Polenergia S.A posiada 50% udziałów, rozwijające w ramach wspólnego przedsięwzięcia Spółki i Equinor Wind Power AS projekty budowy morskich farm wiatrowych, tj. odpowiednio MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, zawarły ze spółką SIF Netherlands B.V. z siedzibą w Roermond (Holandia) umowy na produkcję i dostawę konstrukcji fundamentowych pod turbiny wiatrowe typu monopal. W ramach umów zostanie wyprodukowanych 100 monopali, po 50 dla każdego z projektów, na których osadzone zostaną turbiny wiatrowe. Zgodnie z przyjętym harmonogramem rozpoczęcie prac produkcyjnych planowane jest na II kwartał 2025 roku, a ukończenie produkcji ostatnich monopali w I kwartale 2026 roku. Łączne wynagrodzenie wykonawcy na podstawie obu umów (tj. dla obu projektów) zostało wstępnie określone – na dzień podpisania umów – na kwotę ok. 440 mln euro. Wynagrodzenie jest oparte o stawki indeksowane wskaźnikiem inflacji cen w zakresie materiałów i usług wykorzystanych do produkcji. Może być także skorygowane w związku z ewentualnymi zmianami projektowymi fundamentów. Umowy są warunkowe. Ich wejście w życie zależy od wzajemnego dostarczenia przez strony poręczeń spółek dominujących za zobowiązania objęte umową (PCG). Zawarcie Umów pozwala na realizację projektów zgodnie z aktualnym harmonogramem. Umowy zawarte są pod prawem angielskim. W związku z zawarciem Umów Spółka będzie zobowiązana do wystawienia poręczeń za zobowiązania Spółek Projektowych, w tym w zakresie zapłaty 50% kosztów wykonawcy poniesionych w związku z przedterminowym zakończeniem umów. Na dzień publikacji niniejszego raportu maksymalna kwota zobowiązań gwarancyjnych po stronie Spółki z tytułu wyżej wymienionych umów dla obu projektów łącznie szacowana jest na ok. 167,5 mln euro, przy czym w każdym przypadku datą wygaśnięcia poręczeń Spółki będzie osiągnięcie zamknięcia finansowego potwierdzonego przez instytucję finansującą (agenta kredytu).

W dniu 28 lipca 2023 roku Zarząd Spółki pod firmą Polenergia S.A. podjął decyzję o zakończeniu prac mających na celu przygotowanie do aukcji projektu farmy wiatrowej na Morzu Bałtyckim w regionie litewskiego morza terytorialnego lub wyłącznej strefy ekonomicznej Republiki Litewskiej, którego zgłoszenie było rozważane w kontekście aukcji dotyczącej morskiej energetyki wiatrowej na Litwie zaplanowanej na drugą połowę bieżącego roku. Powyższa decyzja została podjęta po dokonaniu analizy opłacalności ekonomicznej przedsięwzięcia w świetle opublikowanych parametrów dot. planowanej aukcji (w tym maksymalnej ceny transakcyjnej ogłoszonej przez Krajowy Urząd Regulacji Energetyki (NERC) 13 lipca 2023 r.) oraz po konsultacjach i w porozumieniu z litewską spółką Modus Energy AB (działającą pod marką Green Genius), która miała pełnić rolę partnera lokalnego. Tym samym strony uzgodniły, że współpraca w tym obszarze została zakończona. Zgodnie z informacją przekazaną raportem nr 4/2024 z dnia 8 lutego 2024 roku Spółka rozpoczęła przegląd opcji w zakresie realizacji Celów Strategicznych m.in. w obszarze ekspansji zagranicznej i nie wyklucza podjęcia w przyszłości, w zależności od wyników przeglądu, decyzji o odstąpieniu od ich dalszej realizacji lub o zmianie sposobu lub zakresu ich realizacji, o czym poinformuje w zakresie wymaganym obowiązującymi przepisami prawa.

Wyniki finansowe za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2023 w podziale na segmenty operacyjne

Na kolejnych stronach przedstawiono podział łącznego wyniku Grupy osiągniętego w 2023 roku oraz w czwartym kwartale 2023 roku w podziale na segmenty działalności.

12M 2023 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	**590,7**	**17,0**	**165,8**	**4 639,9**	**183,2**	**18,9**	**-**	**5 615,4**
Koszty operacyjne, w tym	**(218,9)**	**(8,7)**	**(162,2)**	**(4 380,2)**	**(161,4)**	**(4,3)**	**(2,8)**	**(4 938,6)**
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(108,5)							(108,5)
amortyzacja	(120,7)	(4,0)	(9,3)	(10,1)	(8,9)	(6,3)	(2,8)	(162,1)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	10,3	-	-	-	-	-	-	10,3
Zysk brutto ze sprzedaży	**371,7**	**8,2**	**3,6**	**259,8**	**21,8**	**14,5**	**(2,8)**	**676,8**
Marża zysku brutto ze sprzedaży	*62,9%*	*48,5%*	*2,2%*	*5,6%*	*11,9%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*12,1%*
Koszty sprzedaży	-	-	-	(95,1)	-	-	-	(95,1)
Koszty ogólnego zarządu	(12,3)	(1,2)	(7,6)	(82,4)	(10,2)	(58,8)	-	(172,4)
Pozostała działalność operacyjna	(12,5)	(5,7)	(2,7)	(7,1)	0,9	(1,0)	-	(28,1)
w tym odpisy aktualizujące	(4,3)	-	-	-	-	-	-	(4,3)
Zysk z działalności operacyjnej	**346,9**	**1,4**	**(6,6)**	**75,2**	**12,4**	**(45,2)**	**(2,8)**	**381,2**
EBITDA	**467,7**	**9,5**	**2,7**	**85,3**	**21,3**	**(38,9)**	**-**	**547,6**
Marża EBITDA	*79,2%*	*56,2%*	*1,6%*	*1,8%*	*11,6%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*9,8%*
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowana EBITDA	**467,7**	**9,5**	**2,7**	**85,3**	**21,3**	**(38,9)**	**-**	**547,6**
Marża skorygowana EBITDA	*79,2%*	*56,2%*	*1,6%*	*1,8%*	*11,6%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*9,8%*
Wynik na działalności finansowej	(66,3)	(3,9)	1,6	(17,2)	(6,5)	41,3	-	(50,9)
Zysk (Strata) brutto	**280,6**	**(2,5)**	**(5,0)**	**58,0**	**6,0**	**(3,9)**	**(2,8)**	**330,3**
Podatek dochodowy								(66,7)
Zysk (strata) netto za okres								**263,6**
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)								2,8
Różnice kursowe								(0,1)
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu								3,0
Odpisy aktualizujące								4,3
Wynik netto na sprzedaży aktywów								-
Skorygowany Zysk Netto								**273,6**

*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży

12M 2022 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	**403,9**	**16,1**	**202,8**	**6 292,4**	**161,9**	**12,2**	**-**	**7 089,2**
Koszty operacyjne, w tym	**(144,2)**	**(4,9)**	**(200,0)**	**(6 121,8)**	**(134,3)**	**(3,1)**	**(2,8)**	**(6 611,1)**
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(57,5)	-	-	-	-	-	-	(57,5)
amortyzacja	(81,0)	(2,4)	(13,4)	(4,9)	(7,5)	(4,3)	(2,8)	(116,4)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(5,8)	-	-	-	-	-	-	(5,8)
Zysk brutto ze sprzedaży	**259,6**	**11,2**	**2,7**	**170,6**	**27,6**	**9,2**	**(2,8)**	**478,1**
Marża zysku brutto ze sprzedaży	*64,3%*	*69,8%*	*1,3%*	*2,7%*	*17,0%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*6,7%*
Koszty sprzedaży	-	-	-	(115,9)	-	-	-	(115,9)
Koszty ogólnego zarządu	(5,5)	(0,8)	(7,1)	(64,2)	(8,1)	(39,9)	-	(125,5)
Pozostała działalność operacyjna	7,2	(0,4)	(2,5)	(0,4)	(0,1)	(2,8)	-	0,9
w tym odpisy aktualizujące	(0,3)	-	-	-	-	(0,0)	-	(0,3)
Zysk z działalności operacyjnej	**261,4**	**10,1**	**(6,9)**	**(10,0)**	**19,4**	**(33,6)**	**(2,8)**	**237,6**
EBITDA	**342,7**	**12,6**	**6,5**	**(5,0)**	**26,9**	**(29,3)**	**-**	**354,3**
Marża EBITDA	*84,8%*	*78,0%*	*3,2%*	*-0,1%*	*16,6%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*5,0%*
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowana EBITDA	**342,7**	**12,6**	**6,5**	**(5,0)**	**26,9**	**(29,3)**	**-**	**354,3**
Marża skorygowana EBITDA	*84,8%*	*78,0%*	*3,2%*	*-0,1%*	*16,6%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*5,0%*
Wynik na działalności finansowej	(53,3)	(1,2)	0,0	(21,2)	(5,8)	44,1	-	(37,3)
Zysk (Strata) brutto	**208,1**	**8,9**	**(6,9)**	**(31,1)**	**13,7**	**10,5**	**(2,8)**	**200,3**
Podatek dochodowy								(40,4)
Zysk (strata) netto za okres								**159,9**
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)								2,8
Różnice kursowe								(2,9)
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu								1,8
Odpisy aktualizujące								0,3
Wynik netto na sprzedaży aktywów								-
Skorygowany Zysk Netto								**162,0**
Zmiana skorygowanej EBITDA rdr	**125,1**	**(3,0)**	**(3,8)**	**90,3**	**(5,6)**	**(9,6)**	**-**	**193,3**

*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży

4Q 2023 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	**178,7**	**1,6**	**27,8**	**1 272,0**	**49,9**	**6,0**	**-**	**1 535,9**
Koszty operacyjne, w tym	**(53,7)**	**(2,4)**	**(29,4)**	**(1 227,9)**	**(42,1)**	**6,0**	**(0,7)**	**(1 350,2)**
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(34,5)							(34,5)
amortyzacja	(32,3)	(1,0)	(2,3)	(3,1)	(2,3)	(1,6)	(0,7)	(43,3)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	13,1	-	-	-	-	-	-	13,1
Zysk brutto ze sprzedaży	**124,9**	**(0,8)**	**(1,5)**	**44,1**	**7,8**	**11,9**	**(0,7)**	**185,7**
Marża zysku brutto ze sprzedaży	*69,9%*	*-52,6%*	*-5,5%*	*3,5%*	*15,7%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*12,1%*
Koszty sprzedaży	-	-	-	(21,9)	-	-	-	(21,9)
Koszty ogólnego zarządu	(3,7)	(0,3)	(2,1)	(29,8)	(3,6)	(18,3)	-	(57,8)
Pozostała działalność operacyjna	(12,7)	(4,9)	(1,1)	(7,0)	0,3	(0,3)	-	(25,7)
w tym odpisy aktualizujące	(4,2)	-	-	-	-	-	-	(4,2)
Zysk z działalności operacyjnej	**108,5**	**(6,0)**	**(4,7)**	**(14,6)**	**4,5**	**(6,7)**	**(0,7)**	**80,3**
EBITDA	**140,9**	**(0,8)**	**(2,4)**	**(11,6)**	**6,8**	**(5,1)**	**-**	**127,8**
Marża EBITDA	*78,8%*	*-54,0%*	*-8,5%*	*-0,9%*	*13,6%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*8,3%*
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowana EBITDA	**140,9**	**(0,8)**	**(2,4)**	**(11,6)**	**6,8**	**(5,1)**	**-**	**127,8**
Marża skorygowana EBITDA	*78,8%*	*-54,0%*	*-8,5%*	*-0,9%*	*13,6%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*8,3%*
Wynik na działalności finansowej	(17,6)	(0,2)	0,6	(3,0)	(1,9)	10,4	-	(11,9)
Zysk (Strata) brutto	**90,9**	**(6,2)**	**(4,1)**	**(17,7)**	**2,6**	**3,7**	**(0,7)**	**68,4**
Podatek dochodowy								(13,6)
Zysk (strata) netto za okres								**54,8**
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)								0,7
Różnice kursowe								(0,3)
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu								0,5
Odpisy aktualizujące								4,2
Wynik netto na sprzedaży aktywów								-
Skorygowany Zysk Netto								**59,9**

*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży

4Q 2022 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	**103,5**	**2,3**	**96,3**	**1 688,2**	**49,9**	**5,9**	**-**	**1 946,1**
Koszty operacyjne, w tym	**(35,3)**	**(2,1)**	**(93,8)**	**(1 628,7)**	**(43,3)**	**2,1**	**(0,7)**	**(1 801,6)**
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(17,5)	-	-	-	-	-	-	(17,5)
amortyzacja	(25,6)	(1,0)	(3,3)	(1,6)	(1,9)	(1,5)	(0,7)	(35,6)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	7,8	-	-	-	-	-	-	7,8
Zysk brutto ze sprzedaży	**68,2**	**0,3**	**2,5**	**59,6**	**6,6**	**8,0**	**(0,7)**	**144,5**
Marża zysku brutto ze sprzedaży	*65,9%*	*11,6%*	*2,6%*	*3,5%*	*13,3%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*7,4%*
Koszty sprzedaży	**-**	**-**	**-**	**(30,6)**	**-**	**-**	**-**	(30,6)
Koszty ogólnego zarządu	(2,1)	(0,2)	(2,0)	(21,4)	(2,4)	(12,3)	-	(40,4)
Pozostała działalność operacyjna	4,4	(0,1)	(1,3)	(0,4)	(0,2)	(1,5)	-	0,9
w tym odpisy aktualizujące	(0,1)	-	-	-	-	0,0	-	(0,0)
Zysk z działalności operacyjnej	**70,5**	**(0,0)**	**(0,8)**	**7,1**	**4,0**	**(5,7)**	**(0,7)**	**74,3**
EBITDA	**96,1**	**1,0**	**2,6**	**8,7**	**5,9**	**(4,2)**	**-**	**110,0**
Marża EBITDA	*92,9%*	*40,9%*	*2,7%*	*0,5%*	*11,8%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*5,7%*
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowana EBITDA	**96,1**	**1,0**	**2,6**	**8,7**	**5,9**	**(4,2)**	**-**	**110,0**
Marża skorygowana EBITDA	*92,9%*	*40,9%*	*2,7%*	*0,5%*	*11,8%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*5,7%*
Wynik na działalności finansowej	(24,4)	(0,3)	1,1	(7,4)	(1,8)	23,0	-	(9,7)
Zysk (Strata) brutto	**46,1**	**(0,4)**	**0,3**	**(0,3)**	**2,2**	**17,3**	**(0,7)**	**64,6**
Podatek dochodowy								(12,7)
Zysk (strata) netto za okres								**51,9**
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)								0,7
Różnice kursowe								0,5
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu								1,1
Odpisy aktualizujące								0,0
Wynik netto na sprzedaży aktywów								-
Skorygowany Zysk Netto								**54,3**
Zmiana skorygowanej EBITDA rdr	**44,8**	**(1,8)**	**(4,9)**	**(20,3)**	**0,9**	**(0,8)**	**-**	**17,8**

*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży

3. Otoczenie prawne

Szczegóły dotyczące aktów prawnych istotnych z punktu widzenia działania Grupy Polenergia zostały przedstawione w części „Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń".

4. Struktura organizacyjna Grupy

Skład grupy kapitałowej Emitenta został przedstawiony w nocie 7 Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

5. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w rocznym 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]	12M 2023	12M 2022	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	5 615,4	7 089,2	(1 473,8)
EBITDA	547,6	354,3	193,3
Skorygowana EBITDA	547,6	354,3	193,3
Zysk/Strata Netto	263,6	159,9	103,7
Skorygowany Zysk/Strata Netto	273,6	162,0	111,6

Na wyniki osiągnięte w 2023 roku w porównaniu do wyników roku poprzedniego wpływ miały następujące czynniki:

a) Na poziomie EBITDA (wzrost o 193,3 mln zł):

- Wyższy wynik segmentu lądowych farm wiatrowych (o 125,1 mln zł), co jest przede wszystkim konsekwencją rozpoczęcia produkcji w farmach wiatrowych Dębsk, Kostomłoty, Grabowo i Piekło, wyższej wietrzności oraz wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów w stosunku do cen z 2022 roku (w którym obowiązywały ceny wynikające z zawartych w poprzednich latach transakcji zabezpieczających). Powyższe zostało częściowo skompensowane przez wyższe koszty operacyjne farm wiatrowych;
- Niższy wynik segmentu fotowoltaiki (o 3,0 mln zł) ze względu na wyższe całkowite koszty operacyjne farm w operacji (pełny rok eksploatacji farm Sulechów 2, 3 oraz Buk), niższe efektywne ceny osiągane przez farmy niebędące w systemie aukcyjnym w 2023, a także wyższe nakłady inwestycyjne na projekty w fazie developmentu.
- Niższy wynik segmentu gazu i czystych paliw (o 3,8 mln zł) w związku z ograniczonymi możliwościami optymalizacji pracy ENS oraz wyższymi kosztami stałymi pomniejszonymi częściowo przez wyższy wynik na cieple.
- Wyższy wynik segmentu obrotu i sprzedaży (o 90,3 mln zł) wskutek: i) wzrostu wyniku na handlu energią z aktywów OZE wskutek wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej i niższego wpływu kosztów profilu wiatrowego (względem zabezpieczonej ceny sprzedaży) oraz wyższego wolumenu spowodowanego wzrostem portfela projektów wytwórczych, ii) wzrostu wyniku na agregacji OZE głównie w konsekwencji zakończenia realizacji kontraktów skutkujących negatywną marżą (wynikającą z dynamicznych zmian cen na rynku energii elektrycznej) w 2022 roku, iii) wyższej marży na handlu energią elektryczną i obsłudze biznesu związanym z wykorzystaniem zmienności cenowej głównie na rynkach energii, iv) wyższej marży na obsłudze kontraktu ENS z wykorzystaniem krótkoterminowej zmienności CSS. Wyższy wynik w 2023 roku został częściowo skompensowany przez: i)

niższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej głównie związany z rozpoznaniem jednorazowego wyniku na wycenie transakcji terminowych w ubiegłym roku, ii) niższy wynik na handlu zielonymi certyfikatami spowodowany spadkiem rynkowych cen zielonych certyfikatów, iii) niższy wynik na pozostałej działalności uwzględniający marżę na sprzedaży paneli fotowoltaicznych i pomp ciepła, iv) niższą marżę na działalności prop trading, v) wyższe koszty operacyjne w związku ze wzrostem skali działalności;

- Niższy wynik segmentu dystrybucji (o 5,6 mln zł) wskutek niższej marży jednostkowej na sprzedaży energii w pierwszej połowie roku oraz niższej marży na dystrybucji energii elektrycznej (głównie z powodu opóźnienia w aktualizacji taryfy dystrybucyjnej) oraz wyższych kosztów operacyjnych wynikających ze wzrostu skali działalności. Negatywny wynik został częściowo skompensowany przez wyższe przychody z tytułu opłat przyłączeniowych.
- Niższy wynik pozycji niealokowane (o 9,6 mln zł), co jest konsekwencją wyższych kosztów operacyjnych w Centrali wynikających głównie ze wzrostu skali działalności.

b) Na poziomie skorygowanej EBITDA (wzrost o 193,3 mln zł):

- Wpływ EBITDA opisany powyżej (wynik wyższy o 193,3 mln zł);

c) Na poziomie Zysku Netto (wzrost o 103,7 mln zł):

- Wpływ wyniku EBITDA (wynik wyższy o 193,3 mln zł);
- Wyższa amortyzacja (o 45,7 mln zł) wynikająca przede wszystkim z oddania do użytkowania środków trwałych w segmencie farm wiatrowych i fotowoltaicznych oraz wyższej amortyzacji środków trwałych w leasingu zgodnie z MSSF 16;
- Wyższa wartość odpisów aktualizujących (o 4,0 mln zł).

Powyższe pozycje łącznie przyczyniły się do wzrostu zysku operacyjnego o 143,6 mln zł.

- Wyższe przychody finansowe (o 11,8 mln zł) głównie w konsekwencji wyższych przychodów z tytułu odsetek (o 8,4 mln zł), wyższego wyniku na różnicach kursowych (o 2,3 mln zł) oraz wyższych opłat z tytułu poręczeń (o 1,2 mln zł).
- Wyższe koszty finansowe (o 25,4 mln zł) wynikające głównie z wyższych kosztów z tytułu odsetek (o 24,1 mln zł), wyższych kosztów wynikających z wyceny instrumentów pochodnych oraz kosztów prowizji (o 2,2 mln zł) a także wyceny zobowiązań finansowych (o 1,5 mln zł), częściowo skompensowane przez lepszy wynik na wycenie różnic kursowych (o 2,5 mln zł);
- Wyższy poziom podatku dochodowego w 2023 roku jest efektem wyższego wyniku brutto Grupy.

d) Na poziomie skorygowanego zysku netto (wzrost o 111,6 mln zł):

- Wpływ zysku netto (wzrost o 103,7 mln zł);
- Odwrócenie efektu różnic kursowych (wzrost o 2,8 mln zł);
- Eliminacja efektu rozliczenia ceny nabycia (bez zmian);
- Odwrócenie efektu odpisów aktualizacyjnych (wzrost o 4,0 mln zł);
- Odwrócenie efektu wyceny kredytów metodą zamortyzowanego kosztu (wzrost o 1,2 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. Opis czynników i zdarzeń, w szczególności o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na osiągnięte wyniki finansowe

Czynniki mające znaczący wpływ na osiągnięte wyniki finansowe zostały opisane w punktach 2 i 5 niniejszego raportu.

8. Wskazanie akcjonariuszy posiadających bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu Emitenta na dzień przekazania raportu rocznego 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 rocznego

l.p.	Akcjonariusz	Liczba akcji	Liczba głosów	Udział procentowy
1	Mansa Investments sp. z o.o.[1]	33 079 625	33 079 625	42,84%
2	BIF IV Europe Holdings Limited [2]	24 738 738	24 738 738	32,04%
3	Allianz Polska OFE[3]	6 045 142	6 045 142	7,83%
4	Nationale-Nederlanden OFE[4]	4 571 602	4 571 602	5,92%
5	Pozostali (poniżej 5%) [5]	8 783 806	8 783 806	11,38%
	Łącznie	77 218 913	77 218 913	100%

[1] 100% udziałów w Mansa Investments sp. z o.o. jest pośrednio kontrolowane przez Panią Dominikę Kulczyk poprzez spółkę: Kulczyk Holding s.à r.l. Zgodnie z zawiadomieniami z dnia 13 kwietnia 2022 r. (raport bieżący nr 16/2022 z 13 kwietnia 2022 r.), Mansa Investments sp. z o.o. oraz BIF IV Europe Holdings Limited działają w porozumieniu, na podstawie umowy inwestycyjnej zawartej w dniu 3 listopada 2020 r. (z późniejszymi zmianami), spełniającej kryteria, o których mowa w art. 87 ust. 1 pkt 5 Ustawy o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych. Wskazana w tabeli powyżej liczba akcji i głosów uwzględnia dodatkowo informację o liczbie akcji przydzielonych poszczególnym akcjonariuszom w ramach Oferty Publicznej akcji zwykłych na okaziciela serii AB. W dniu 12 czerwca 2023 r. Spółka otrzymała zawiadomienie o zawarciu w dniu 7 czerwca 2023 r. pomiędzy Mansa a Santander Bank Polska S.A. umowy zastawu finansowego, której przedmiotem było 1 000 000 posiadanych przez Mansa akcji Emitenta, stanowiących na dzień zawiadomienia ok. 1,5% kapitału zakładowego Spółki oraz ogólnej liczby głosów w Spółce (raport bieżący nr 24/2023 z dnia 13 czerwca 2023 roku). W dniu 27 września 2023 r. Spółka otrzymała zawiadomienie o zawarciu w dniu 22 września 2023 roku pomiędzy Mansa a Santander Bank Polska S.A. umowy zastawu finansowego, której przedmiotem było 13 000 000 posiadanych przez Mansa akcji Emitenta, stanowiących na dzień zawiadomienia ok. 19,46% kapitału zakładowego Spółki oraz ogólnej liczby głosów w Spółce (raport bieżący nr 38/2023 z 28 września 2023 r.).

[2] Zgodnie z zawiadomieniami z dnia 13 kwietnia 2022 r. (raport bieżący nr 16/2022 z 13 kwietnia 2022 r.), Mansa Investments sp. z o.o. oraz BIF IV Europe Holdings Limited działają w porozumieniu, na podstawie umowy inwestycyjnej zawartej w dniu 3 listopada 2020 r. (z późniejszymi zmianami), spełniającej kryteria, o których mowa w art. 87 ust. 1 pkt 5 Ustawy o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych. Wskazana w tabeli powyżej liczba akcji i głosów uwzględnia dodatkowo informację o liczbie akcji przydzielonych poszczególnym akcjonariuszom w ramach Oferty Publicznej akcji zwykłych na okaziciela serii AB.

[3] Zawiadomienie o zmianie stanu posiadania przekazane przez Spółkę do publicznej wiadomości raportem bieżącym nr 19/2023 z 16 maja 2023 roku. Wskazana w tabeli powyżej liczba akcji i głosów uwzględnia dodatkowo informację o liczbie akcji przydzielonych poszczególnym akcjonariuszom w ramach Oferty Publicznej akcji zwykłych na okaziciela serii AB.

[4] Zgodnie z informacjami z ZWZ Emitenta zwołanego na 8 maja 2023 roku (raport bieżący nr 17/2023 z dnia 15 maja 2023 r.). Wskazana w tabeli powyżej liczba akcji i głosów uwzględnia dodatkowo informację o liczbie akcji przydzielonych poszczególnym akcjonariuszom w ramach Oferty Publicznej akcji zwykłych na okaziciela serii AB.

9. Wskazanie skutków zmian w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej, 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, poza wydarzeniami, które zostały opisane poniżej:

Dnia 14 stycznia 2023 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 18 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 16 stycznia 2023 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 24 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 18 stycznia 2023 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 19 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 23 stycznia 2023 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 21 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 23 stycznia 2023 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 15 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 26 stycznia 2023 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 20 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 17 marca 2023 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 25 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 3 kwietnia 2023 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 26 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 4 kwietnia 2023 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 27 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 5 kwietnia 2023 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 28 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 30 sierpnia 2023 roku spółka Polenergia Solární s.r.o. została wpisana do do Czeskiego rejestru handlowego (Veřejný rejstřík).

Dnia 11 października 2023 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 30 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 17 października 2023 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 31 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 19 października 2023 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 32 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 21 listopada 2023 roku spółka Polenergia H2Hub 3 Sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 24 listopada 2023 roku spółka Polenergia H2Hub 1 Sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 27 listopada 2023 roku spółka Polenergia H2Hub 4 Sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 7 grudnia 2023 roku spółka Polenergia H2Hub 2 Sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 7 grudnia 2023 roku spółka Polenergia S.A. nabyła 60 % udziałów w spółce Naxxar Wind Farm Four Srl z siedzibą w Bukareszcie.

Dnia 21 grudnia 2023 roku spółka Polenergia H2Hub 5 Sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 26 lutego 2024 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 33 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 11 marca 2024 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 34 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

10. Informacje ogólne

Grupa Kapitałowa Polenergia („Grupa") składa się z Polenergia S.A. („Spółka", „jednostka dominująca"), dawniej Polish Energy Partners S.A., i jej spółek zależnych. Spółka została utworzona Aktem Notarialnym z dnia 17 lipca 1997 roku i jest wpisana do Krajowego Rejestru Sądowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy, w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000026545. Spółce nadano numer statystyczny REGON 012693488. Od 20 listopada 2013 roku siedziba Spółki mieści się w Warszawie przy ulicy Kruczej 24/26.

Akcje Polenergia S.A. są notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie.

Grupa Polenergia składa się z pionowo zintegrowanych spółek działających w obszarze wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych i gazowych, dystrybucji, sprzedaży i obrotu energią elektryczną oraz energetyki rozproszonej. Powstała w wyniku konsolidacji dwóch grup aktywów kontrolowanych przez Kulczyk Holding S.àr.l. (dawniej Polenergia Holding S.àr.l.) z siedzibą w Luksemburgu tj. Polish Energy Partners S.A. (skoncentrowanej na rozwoju i eksploatacji odnawialnych źródeł energii, głównie farm wiatrowych) oraz Grupy Polenergia (skoncentrowanej na wytwarzaniu, dystrybucji, sprzedaży i obrocie energii elektrycznej i świadectw pochodzenia oraz rozwoju morskich farm wiatrowych). Na początku roku 2022 Grupa nabyła 100% udziałów w spółce Edison Energia S.A. (obecnie Polenergia Fotowoltaika i Polenergia Pompy Ciepła), która działa w segmencie energetyki rozproszonej.

Czas trwania Spółki, jak również wszystkich jednostek Grupy Kapitałowej jest nieograniczony.

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

Schemat grupy kapitałowej Emitenta został przedstawiony w nocie 7 w Skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Wszystkie Spółki przedstawione w rzeczonej nocie są konsolidowane metodą pełną, poza spółkami MFW Bałtyk I S.A., MFW Bałtyk II sp. z o.o., MFW Bałtyk III sp. z o.o., oraz Naxxar Wind Farm Four SRL które wyceniane są metodą praw własności.

W omawianym okresie nie wystąpiły istotne zmiany w organizacji grupy kapitałowej Emitenta poza wydarzeniami opisanymi powyżej w punkcie 9.

12. Charakterystyka struktury aktywów i pasywów skonsolidowanego bilansu, w tym z punktu widzenia płynności grupy kapitałowej Emitenta

	Nazwa	Opis	Wartość 2023	Wartość 2022	Zmiana r/r
1.	Rentowność kapitału własnego	wynik finansowy netto / średnioroczny stan kapitału własnego	7,4%	6,5%	1,0%
2.	Rentowność netto sprzedaży	wynik finansowy netto / przychody ze sprzedaży	4,7%	2,3%	2,4%
3.	Płynność - wskaźnik płynności I	majątek obrotowy ogółem / zob. krótkoterminowe	2,54	1,67	0,88
4.	Szybkość obrotu należności (w dniach)	średnioroczny stan należności z tytułu dostaw i usług x 365 dni / przychody ze sprzedaży produktów towarów	21	15	6
5.	Obciążenie majątku zobowiązaniami	(suma pasywów - kapitał własny) *100 / suma aktywów	40,7 %	50,7%	-10,0 %

Rentowność kapitału własnego była wyższa w porównaniu do roku poprzedniego, jak również wskaźnik rentowności netto sprzedaży, świadczący o poziomie zysku przypadającym na każdą złotówkę przychodów ze sprzedaży. Wpływ na poprawę powyższych wskaźników miał w szczególności wzrost zysku netto w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku (wzrost o 103,7 mln).

Płynność finansowa Grupy mierzona wskaźnikiem płynności I uległa zwiększeniu w związku z wyższym stosunkiem wartości majątku obrotowego względem zobowiązań krótkoterminowych – (spadek zobowiązań krótkoterminowych w porównaniu do roku ubiegłego). Wskaźnik szybkości obrotu należnościami, oznaczający okres oczekiwania na wpływ należności, wzrósł o 6 dni w porównaniu do roku ubiegłego.

Struktura bilansu Grupy na koniec 2023 roku uległa zmianie głównie wskutek: wzrostu poziomu kapitału własnego (wzrost w wyniku przeprowadzonej emisji akcji w 2023 roku), spadku zobowiązań krótkoterminowych głównie z tytułu wyceny kontraktów terminowych, wzrostu rzeczowych aktywów trwałych, aktywów finansowych wycenionych metodą praw własności oraz salda środków pieniężnych i ich ekwiwalentów.

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

Ryzyko zmiany kursów walutowych

W ramach segmentu lądowych farm wiatrowych i segmentu fotowoltaiki, obejmującego również projekty znajdujące się w fazie rozwoju i budowy, część zobowiązań denominowana jest w euro. Pod koniec lutego 2024 projekty Szprotawa I oraz Szprotawa II podpisały umowy na dostawę paneli fotowoltaicznych oraz inwerterów. Zobowiązania z tych umów wyrażone są w EUR, a ryzyko walutowe z nich wynikające zostanie zabezpieczone nie później niż przed uruchomieniem kredytu inwestycyjnego. Spółka uwzględnia zmiany kursu walutowego w prognozach ekonomicznych dla obu projektów i dąży do ich odzwierciedlenia w założeniach komercyjnych w sposób pozwalający na zachowanie oczekiwanej stopy zwrotu z projektów.

W ramach segmentu morskich farm wiatrowych, większość nakładów inwestycyjnych denominowana jest w walutach obcych, głównie w euro, co powoduje istotną ekspozycję na ryzyko walutowe związane z wysokością przyszłych wydatków inwestycyjnych. W rozwijanych projektach Spółka ponosi 50% kosztów inwestycyjnych. Wprowadzone w 2022 r. zmiany w Ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, umożliwiają denominację w euro części lub całości przychodów z tytułu prawa do pokrycia ujemnego salda ze sprzedaży energii elektrycznej. Wyżej wymieniona zmiana regulacyjna pozwala na ograniczenie ryzyka walutowego na etapie inwestycji dzięki możliwości finansowania dłużnego również w euro.

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 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 POLO w walucie obcej, zawierane są transakcje zabezpieczające kurs wymiany walut. Kwestie zarządzania ryzykiem w POLO uregulowane są w obowiązującej polityce zarządzania ryzykiem Spółki i odbywają się zgodnie z zasadami tam opisanymi.

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.

W dniu 26 kwietnia 2023 r. Polenergia Farma Fotowoltaiczna 9 sp. z o.o. zabezpieczyła ryzyko zmiany stopy procentowej odpowiadające 95% wolumenu kredytu zaciągniętego w mBank S.A. przy pomocy transakcji IRS.

W dniu 27 czerwca 2023 r. Polenergia Obrót 2 sp. z o.o. zawarła transakcje zabezpieczające ryzyko zmian stopy procentowej z konsorcjum banków: mBank S.A. oraz Bank Pekao S.A. odpowiadające 85% wolumenu zaciągniętego kredytu.

Na dzień 31 grudnia 2023 r., ok. 88% zobowiązań z tytułu kredytów inwestycyjnych podmiotów z Grupy było zabezpieczone przed zmianą poziomu stóp procentowych. Zabezpieczenie to osiągnięte jest poprzez transakcje finansowe IRS oraz 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. 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 lądowych i morskich farm wiatrowych oraz 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 osiągane przez Grupę w przyszłości.

Ryzyko niezatwierdzenia taryf przez Prezesa URE bądź ich zatwierdzenie z opóźnieniem

Spółki z Grupy wytwarzające ciepło oraz dystrybuujące i sprzedające gaz oraz energię elektryczną zobowiązane są do przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf w zakresie sprzedaży ciepła i energii elektrycznej oraz dystrybucji gazu i energii elektrycznej. Zgodnie z przepisami prawa taryfa powinna zapewniać pokrycie planowanych uzasadnionych kosztów wytworzenia ciepła, dystrybucji ciepła, gazu ziemnego i energii elektrycznej oraz sprzedaży energii elektrycznej w danym okresie taryfowym oraz zwrot na kapitale. Zatwierdzanie taryf przez Prezesa URE ma na celu ochronę odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem cen. W konsekwencji istnieje ryzyko zatwierdzenia przez Prezesa URE taryfy, która nie zapewni poszczególnym spółkom odpowiedniego wynagrodzenia na kapitale, a potencjalnie nawet pokrycia kosztów.

Istnieje również ryzyko opóźnienia zatwierdzenia taryfy na nowy okres taryfowy, co w konsekwencji oznacza, że wytwórca/dystrybutor/sprzedawca stosuje taryfę obowiązującą w okresie poprzednim, która może nie zapewniać odpowiedniego zwrotu na kapitale a nawet pokrycia bieżących kosztów. Ziszczenie się powyższego ryzyka może skutkować osiągnięciem przez Grupę wyników gorszych niż oczekiwane.

Ryzyko związane z taryfą na ciepło dotyczy wyłącznie Elektrociepłowni Nowa Sarzyna. Ryzyko związane z taryfą na dystrybucję gazu ziemnego dotyczy Polenergia Kogeneracja sp. z o.o., a ryzyko związane z taryfą na sprzedaż i dystrybucję energii elektrycznej dotyczy Polenergii Dystrybucja.

Ryzyko związane z opóźnieniem w zatwierdzeniu taryfy zmaterializowało się w II półroczu 2023 w odniesieniu do jednego z projektów będących aktualnie w posiadaniu Grupy, tj. Elektrociepłowni Nowa Sarzyna. Prezes URE zatwierdził nową taryfę EC Nowa Sarzyna z ok. 3 miesięcznym opóźnieniem, tj. w październiku 2023 r, co spowodowało, że spółka nie była w stanie przenieść na odbiorców wyższych kosztów stałych. Ryzyko związane z opóźnieniem w zatwierdzeniu taryfy zmaterializowało się również w pierwszym półroczu 2023 r. w odniesieniu do spółki Polenergia Dystrybucja. Prezes URE z początkiem 2023 r. zatwierdził nowe taryfy dużym spółkom dystrybucyjnym podczas gdy taryfa Polenergii Dystrybucja pozostała niezmieniona przez kolejne pięć miesięcy. Spowodowało to, że spółka nie była w stanie przenieść na odbiorców końcowych wyższych niż wcześniejsze kosztów usług dystrybucyjnych naliczanych przez dostawców spółki co było główną przyczyną spadku marży brutto na dystrybucji o 2,3 mln zł w pierwszym półroczu 2023 r. w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego.

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 oraz gestorów sieci, mające zastosowanie do prowadzonej przez Grupę działalności, podlegają częstym zmianom (Prawo Energetyczne wraz ze stosownymi aktami wykonawczymi podlegało istotnym zmianom kilkadziesiąt razy od czasu jego przyjęcia w 1997 r.). Ewentualne zmiany, w szczególności przepisów dotyczących działalności gospodarczej i podatków, przepisów prawa pracy, prawa handlowego, w tym prawa spółek handlowych i prawa rynków kapitałowych oraz przepisów prawa ochrony środowiska, mogą mieć wpływ na działalność prowadzoną przez Emitenta. Polski system prawny ulega również zmianie w związku z aktami prawnymi na bieżąco wprowadzanymi w ramach regulacji wspólnotowych.

Zależność od regulacji unaocznia wpływ na Grupę Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych, przyjętej w następstwie wejścia w życie rozporządzenia Rady (UE) 2022/1854 z dnia 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii. Ustawa o Środkach Nadzwyczajnych miała negatywny wpływ na wyniki finansowe jakie Grupa osiągnęła w 2023 r. w porównaniu do przypadku, gdyby ustawa nie została wprowadzona.

Jednym z zasadniczych rozwiązań wprowadzonych przez Ustawę o Środkach Nadzwyczajnych było ustanowienie ustawowych limitów przychodów osiąganych ze sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców i spółki obrotu. Limity obowiązują w stosunku do przychodów osiąganych do 31 grudnia 2023 r. Powyższa 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.

W odniesieniu do 2024 roku Ustawa o Środkach Nadzwyczajnych obowiązuje w zakresie limitów cenowych dla uprawnionych odbiorców energii.

Należy także podkreślić, iż niezależnie od szczególnego przypadku, jakim było uchwalenie Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych, działalność prowadzona przez Grupę zawsze podlega, poza przepisami ogólnie regulującymi każdą działalność gospodarczą, specyficznym regulacjom wynikającym z przepisów Prawa Energetycznego, Ustawy o OZE, Ustawy o Promowaniu Wytwarzania Energii Elektrycznej w Morskich Farmach Wiatrowych, Ustawy o Inwestycjach w Zakresie Elektrowni Wiatrowych, a także aktów wykonawczych. Istnieje w związku z tym ryzyko, iż w przyszłości zmiany polityki państwa oraz wiążące się z tym zmiany regulacji prawnych będą miały wpływ na działalność prowadzoną przez Grupę.

Szereg przepisów mających zastosowanie do działalności Grupy zostało uchwalonych stosunkowo niedawno i nie wykształciła się praktyka w zakresie ich stosowania, co może powodować ryzyko niewłaściwej ich interpretacji i stosowania. W szczególności dotyczy to Ustawy o OZE, Ustawy o Promowaniu Wytwarzania Energii Elektrycznej w Morskich Farmach Wiatrowych, Ustawy o Obszarach Morskich, a w szczególności Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych. Trudność stosowania tego ostatniego aktu jest powiązana również z niejasnością wielu jego postanowień.

Istotne dla działalności Grupy są również decyzje podejmowane przez odpowiednie organy administracji, 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.

Przedstawiciele Spółki uczestniczą w pracach zespołów roboczych przy towarzystwach 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. Ewentualne zmiany regulacji rynku energetycznego mogą okazać się niekorzystne dla Grupy.

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 m.in. na rynku hurtowym. Wynik na tej działalności jest uzależniony od zmian cen rynkowych handlowanych

produktów 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 badania ekspozycji na ryzyko przy wykorzystaniu metodologii VaR (value at risk).

Zmienność cen energii elektrycznej wpływa pośrednio na koszty profilu produkcji energii elektrycznej przez farmy wiatrowe i fotowoltaiczne Grupy oraz koszty profilu odbiorców energii obsługiwanych przez Grupę (tzw. koszty profilowania). Poziom i zmienność kosztów profilowania jest w dużej mierze ryzykiem pozostającym poza kontrolą Grupy, które w razie materializacji może mieć istotny wpływ na wyniki osiągane przez Grupę, co miało miejsce w 2022 roku i negatywnie wpłynęło na wyniki linii biznesowych sprzedaży aktywów OZE Grupy, agregacji zewnętrznych OZE oraz sprzedaży do odbiorców końcowych. W 2023 roku ze względu na liczne ograniczenia regulacyjne i ustabilizowanie się cen poziom kosztów profilu znacząco spadł w stosunku do poprzedniego roku.

Jednocześnie wsparcie udzielane w ramach systemu aukcyjnego dla OZE dla zabezpieczonego w aukcji wolumenu, 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. Przy utrzymujących się relatywnie wysokich cenach rynkowych (wyższych od cen rozliczeniowych z Zarządcą Rozliczeń) wsparcie w ramach systemu aukcyjnego również w 2023 roku było czynnikiem działającym niekorzystnie na przychody źródeł OZE uczestniczących w aukcji (w stosunku do możliwych do uzyskania cen rynkowych).

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 czy też na rynku terminowym po znacznie niższych cenach. Ponadto, zmiany cen energii elektrycznej przy zmiennej produkcji z OZE mogą wpływać również na tzw. koszty profilu produkcji. 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 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 cen odchylenie w zużyciu energii przez klientów od wartości zakontraktowanych może wygenerować istoty wynik (zarówno pozytywny jak i negatywny), niewspółmierny do pierwotnych założeń.

W 2023 roku na rynku bilansującym nadal działały ograniczenia w maksymalnych cenach ofertowych, a także maksymalne stawki sprzedaży energii m.in. ze źródeł OZE. Nadwyżka ponad limit cenowy obliczana była każdego dnia i musiała być przekazywana do Zarządcy Rozliczeń. Dodatkowo spółki obrotu w okresach dziesięciodniowych musiały kalkulować cenę sprzedaży energii i cenę jej zakupu – różnicę tych cen pomniejszoną o 1-3,5% marży w zależności od kierunku sprzedaży były zobligowane przekazać do Zarządcy Rozliczeń. Zmiany regulacyjne uderzające w przychody wytwórców i spółek obrotu generują ryzyko systemowe, które dotyczy zarówno Grupy, jak i wszystkich innych uczestników rynku energii elektrycznej w Polsce. W 2024 roku nie ma już limitów cenowych dla wytwórców, ale ograniczenia na rynku bilansującym obowiązują do 14 czerwca 2024 roku. Po tym terminie rynek bilansujący będzie działał na nowych zasadach, co jest kolejnym ryzykiem dla wzrostu kosztów bilansowania i profilowania dla źródeł OZE.

Segment lądowych farm wiatrowych w roku 2023 został zabezpieczony w znacznej części portfela na rynku terminowym z cenami niższymi niż wykonane notowania na rynku bieżącym, choć pod koniec roku sytuacja już się odwróciła ze względu na spadające ceny energii. W kolejnych latach 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 roku 2022. Dlatego też Spółka zmieniła podejście i zabezpieczenia na kolejne lata realizowane będą w sposób elastyczny i z buforem energii pozostawionym na rynek bieżący. Długoterminowo w sytuacji długotrwałego spadku cen energii

elektrycznej i w konsekwencji obniżek notowań kontraktów terminowych może zostać ograniczony potencjał wyniku finansowego tego segmentu. 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.

W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko materializowało się. W ciągu ostatnich kilku lat dochodziło do znaczących zmian cen energii elektrycznej, co w istotny sposób wpływa na Grupę, która w 2023 roku wyprodukowała około 1.4 TWh energii elektrycznej ze źródeł OZE.

Na rynku można również obserwować występowanie okresów dużej wietrzności czy nasłonecznienia i niskich cen oraz okresów niskiej wietrzności i nasłonecznienia skutkujących wysokimi cenami, przy czym zmienność cen pomiędzy tymi okresami może być nawet kilkukrotna. W okresach słonecznych o niskim zapotrzebowaniu na energię obserwujemy też efekt „duck curve" wywoływany przez znaczą ilość energii ze źródeł PV. Zwiększona generacja turbin wiatrowych i źródeł PV istotnie ogranicza także import energii elektrycznej, który czasem wręcz przechodzi w eksport. W dni z niską generacją OZE energia pozyskiwana jest z najstarszych bloków węglowych, o wysokich kosztach zmiennych, w wyniku czego ceny prądu na giełdzie rosną, a przez to importuje się również znacznie więcej energii spoza Polski.

Polenergia Obrót, Polenergia Sprzedaż oraz Polenergia Dystrybucja są stronami umów sprzedaży energii elektrycznej dla klientów końcowych. Na potrzeby realizacji tych umów, spółki te nabywają energię elektryczną produkowaną m.in. przez aktywa wytwórcze: farmy wiatrowe i farmy fotowoltaiczne, a także na rynku hurtowym. Energia jest następnie sprzedawana przez te spółki do odbiorców końcowych. Aby wywiązać się ze zobowiązania do dostarczenia określonej ilości energii do odbiorców końcowych, spółki nabywają (lub sprzedają) brakującą (lub nadwyżkową) energię elektryczną na rynku po cenach innych niż przewidziane w umowach z klientami końcowymi i operatorami aktywów wytwórczych. 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.

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 roku 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 roku Grupa w celu kontroli płynności realizuje strategię równoważenia pozycji zakupowych i sprzedażowych na rynku giełdowym.

Ryzyko zmienności rynkowych cen gazu ziemnego

Wyższe ceny kontraktów terminowych na gaz ziemny i uprawnień do emisji dwutlenku węgla przy niższych cenach kontraktów dla energii elektrycznej pociągają za sobą występowanie negatywnych spreadów Clean Spark Spread (CSS). W przypadku utrzymywania się niekorzystnych spreadów CSS istnieje ryzyko braku możliwości zabezpieczania pracy aktywów generujących energię elektryczną z gazu ziemnego. Dodatkowo zmienność CSS ma przełożenie na wyniki finansowe Grupy w związku z wyceną transakcji terminowych zabezpieczających produkcję i sprzedaż ENS. Spółka na bieżąco analizuje poziomy spreadów rynkowych CSS na kolejne okresy i podejmuje decyzje o zabezpieczaniu przyszłej marży dla ENS w zależności od warunków rynkowych. Niestety

w ciągu całego 2023 roku nie było możliwe zabezpieczenie pozytywnych spreadów dla ENS na rynku terminowym na dostawy energii w 2024 roku.

Ryzyko zmienności rynkowych cen zielonych certyfikatów i ich nadpodaży

Wyniki finansowe Grupy są uzależnione m.in. od poziomu rynkowych cen zielonych certyfikatów. 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 i na rynku giełdowym.

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska ws. zmiany wielkości udziału obowiązku przedstawienia do umorzenia certyfikatów z odnawialnych źródeł energii w roku 2024 coroczny udział dla tzw. zielonych certyfikatów został ustalony na poziomie 5%. Dla błękitnych certyfikatów poziom obowiązku wyniesie 0,5%. Tak niski poziom obowiązku PMOZE_A spowoduje szybkie występowanie nadpodaży zielonych certyfikatów, co w ostatnim kwartale 2023 roku przyczyniło się do bardzo znacznego spadku cen zielonych certyfikatów. Utrzymywanie niskich poziomów obowiązków PMOZE_A w kolejnych latach negatywnie wpłynie na wyniki Spółki.

Grupa stara się na bieżąco ograniczać ekspozycję na ryzyko spadku ceny zielonych certyfikatów poprzez wcześniejsze zabezpieczanie ceny sprzedaży certyfikatów odpowiadających produkcji energii w kolejnych latach. Niestety przy aktualnym spadku cen PMOZE_A kolejny raz w ciągu ostatnich lat zmaterializowało się ryzyko niskich cen.

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

Działalność gospodarcza prowadzona przez Polenergia S.A. oraz poszczególne spółki jej grupy kapitałowej poddana jest szeregowi regulacji prawnych z zakresu ochrony środowiska. W szczególności istnieje lub może powstać obowiązek uzyskania 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. Na dzień zatwierdzenia niniejszego raportu Polenergia S.A. oraz podmioty zależne od niej uzyskały wszelkie pozwolenia wymagane w związku z ochroną środowiska.

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 Polenergia S.A. lub podmiotów należących do jej grupy kapitałowej. 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. Mechanizm handlu emisjami zapoczątkowany został 1 stycznia 2005 r. Dyrektywą 2003/87/WE, transponowaną na grunt prawa polskiego Ustawą z 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji. Obecny okres, 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.

Jedynym obiektem z Grupy Polenergia, który podlega ww. prawodawstwu jest Elektrociepłownia Nowa Sarzyna (numer KPRU: PL 0–72 05) - to instalacja spalania o nominalnej mocy cieplnej powyżej 20 MW, która uczestniczy we wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji.

W przypadku projektów morskich farm wiatrowych występuje ryzyko związane z wdrażaniem postanowień decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach na etapie instalacji, polegające na ograniczeniu możliwości instalacji fundamentów w określonych miesiącach ze względu na ochronę ssaków morskich przed emisją hałasu podwodnego związanego z wbijaniem fundamentów w dno. W przypadku opóźnień w dostawach czy instalacji fundamentów ponad dopuszczalny okres, konieczne będzie przedłużenie okresu instalacji na kolejny rok.

Ryzyko niezrealizowania lub wystąpienia opóźnień w realizacji planów inwestycyjnych

W przypadku opóźnień w realizacji projektów inwestycyjnych lub ich niezrealizowania, istnieje ryzyko nieosiągnięcia w wyznaczonym terminie zakładanych celów operacyjnych. To w efekcie może wpłynąć na osiąganie przez Grupę gorszych wyników finansowych, niż miałoby to miejsce w przypadku planowanego zakończenia inwestycji, oraz może prowadzić do niespełnienia wymogów umów kredytu.

Grupa, zmierzając do realizacji wytyczonych planów inwestycyjnych, podejmuje działania mające na celu minimalizację tego ryzyka poprzez m.in. precyzyjne planowanie i analizę czynników mogących mieć wpływ na osiąganie stawianych celów, bieżący monitoring realizowanych wyników i niezwłoczne reagowanie na sygnały wskazujące, iż osiągnięcie postawionych celów może być zagrożone oraz zestaw polis ubezpieczeniowych. Zarząd Spółki szczególnie starannie przygotowuje proces realizacji poszczególnych projektów, dopracowując wszelkie szczegóły inwestycji od strony technologicznej i zapewniając im odpowiednie finansowanie, niemniej może okazać się, że podejmowane przez Grupę działania okażą się niewystarczające.

Dnia 29 czerwca 2020 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał postanowienie na rzecz spółki Polenergia Farma Wiatrowa 3 sp. z o.o., realizującej projekt farmy wiatrowej Dębsk, zgodnie z którym termin spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawy OZE (zobowiązanie się uczestnika do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego, w terminie 33 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii) został wydłużony o dodatkowy okres 12 miesięcy, tj. nie później niż do dnia 5 września 2023 roku.

Dnia 26 lipca 2021 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał postanowienie na rzecz spółki Polenergia Farma Wiatrowa Dębice / Kostomłoty sp. z o.o., realizującej projekt farmy wiatrowej Kostomłoty, zgodnie z którym termin spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawy OZE (zobowiązanie się uczestnika do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego, w terminie 33 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii) został wydłużony o dodatkowy okres 12 miesięcy, tj. nie później niż do dnia 5 września 2023 roku.

Dnia 14 grudnia 2021 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał postanowienie na rzecz spółki Polenergia Farma Wiatrowa Rudniki sp. z o.o., realizującej projekty farm fotowoltaicznych Buk I, zgodnie z którym termin spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawy OZE (zobowiązanie się uczestnika do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego, w terminie 24 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii) został wydłużony o dodatkowy okres 12 miesięcy, tj. nie później niż do dnia 3 września 2023 roku. Mając na uwadze optymalizacje wyników finansowych projektu podjęto decyzję o nieprzystąpieniu projektu do aukcyjnego systemu wsparcia.

Dnia 12 stycznia 2022 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał postanowienie na rzecz spółki Polenergia Farma Wiatrowa Grabowo sp. z o.o., realizującej projekty farm fotowoltaicznych Sulechów III, zgodnie z którym termin spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt

8 lit. a ustawy OZE (zobowiązanie się uczestnika do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego, w terminie 24 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii) został wydłużony o dodatkowy okres 12 miesięcy, tj. nie później niż do dnia 3 września 2023 roku. Mając na uwadze optymalizacje wyników finansowych projektu podjęto decyzję o nieprzystąpieniu projektu do aukcyjnego systemu wsparcia.

Dnia 13 stycznia 2022 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał postanowienie na rzecz spółki Polenergia Farma Wiatrowa 17 sp. z o.o., realizującej projekty farm fotowoltaicznych Sulechów II, zgodnie z którym termin spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawy OZE (zobowiązanie się uczestnika do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego, w terminie 24 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii) został wydłużony o dodatkowy okres 12 miesięcy, tj. nie później niż do dnia 3 września 2023 roku.

FW Piekło uzyskała Pozwolenie na Użytkowanie i koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej. FW Grabowo w lipcu 2023 uzyskała Pozwolenie na Użytkowanie a koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej spółka uzyskała we wrześniu 2023 r.

Dnia 20 lutego 2023 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał postanowienie na rzecz spółki Polenergia Obrót 2 sp. z o.o., realizującej projekt farmy fotowoltaicznej Strzelino, zgodnie z którym termin spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawy OZE (zobowiązanie się uczestnika do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego, w terminie 24 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii) został wydłużony o dodatkowy okres 12 miesięcy, tj. nie później niż do dnia 9 września 2024 roku. W chwili obecnej prace budowlano montażowe realizowane w projekcie PV Strzelino przebiegają zgodnie z harmonogramem, który zakłada jego ukończenie zgodnie z planem, tj. w terminie aukcyjnym.

Dnia 24 listopada 2023 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał postanowienie na rzecz spółki Polenergia Farma Wiatrowa Namysłów sp. z o.o., realizującej projekty farm fotowoltaicznych Szprotawa, zgodnie z którym termin spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawy OZE (zobowiązanie się uczestnika do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego, w terminie 24 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii) został wydłużony o dodatkowy okres 12 miesięcy, tj. nie później niż do dnia 9 września 2025 roku. Harmonogram realizacji projektu zakłada jego ukończenie przed terminem aukcyjnym.

Ryzyko związane z realizacją projektów Morskich Farm Wiatrowych

Projekty morskich farm wiatrowych 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, zmian cen surowców oraz informacji pozyskiwanych odnośnie warunków geotechnicznych dna. Obserwuje się również znaczący wzrost kosztów przyłączeń do Krajowej Sieci Energetycznej.

Na globalnym rynku morskiej energetyki wiatrowej doszło w ostatnich 2 latach do istotnych zmian, spowodowanych trzema głównymi czynnikami: (i) rozwojem technologicznym generatorów; (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 statków instalacyjnych. Ogromne 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 wydobycia 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. Dalsze czynniki kosztotwórcze to wzrost cen paliw, wpływających 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 rynkowy swojego portfolio projektów morskich farm wiatrowych.

W przypadku projektów MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III dodatkowym czynnikiem wpływającym na ryzyko zwiększenia kosztów inwestycyjnych są mniej korzystne niż zakładano warunki geotechniczne dna morskiego Bałtyku. Szczegółowe badania i analizy geotechniczne wykonane w ostatnim roku w lokalizacjach projektów wskazują na istotne ryzyko konieczności zastosowania dłuższych i głębiej posadowionych fundamentów rurowych (typu monopal). Problematyczna jest również instalacja turbin z zastosowaniem specjalnych statków (jack-up vessel). Ponieważ ich sposób pracy polega na oparciu się na dnie morskim podczas pracy dźwigu. W tym przypadku istnieje ryzyko braku możliwości przeniesienia wymaganych obciążeń przez grunt. Spółka zarządza tym ryzykiem poprzez wykorzystanie przez spółki projektowe rozwijające projekty MFW Bałtyk I, MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III najlepszych, doświadczonych instytucji, firm analitycznych i projektowych, które poszukują rozwiązań optymalizujących ryzyko i koszty fundamentowania w przygotowywanych projektach.

Rozwój morskich farm wiatrowych niesie ze sobą również ryzyko poniesienia wysokich kosztów inwestycyjnych przez podjęciem 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 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. Dokonanie 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. Monitoruje się możliwość przyspieszenia harmonogramu i osiągniecia kamieni milowych takich jak uzyskanie pozwoleń na budowę z jednoczesnym przyspieszeniem uzyskania FID.

Zmienność i niepewność otoczenia rynkowego, „wąskie gardła” w łańcuchu dostaw i niedobory kadrowe na rynku zwiększają ryzyko opóźnień w przygotowaniu i realizacji projektów. Obecnie prowadzone są trzy strumienie procesów rozwoju projektów kluczowe dla terminowego przygotowania do budowy i ich realizacji zgodnie z założeniami: procesy projektowania, uzyskiwania pozwoleń na budowę oraz organizacji 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 obydwu partnerów (Equinor), dostawcy oraz

kilkanaście instytucji, urzędów i organów administracji państwowej i samorządowej. 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.

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.

Zgodnie z Ustawą o Promowaniu Wytwarzania Energii Elektrycznej w Morskich Farmach Wiatrowych projekty MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III uzyskały prawo do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej, na podstawie decyzji Prezesa URE wydanych w 2021 r. Projekty będą sprzedawać wytworzoną energię na rynek, mając jednak prawo do pokrycia tzw. ujemnego salda tj. różnicy między ceną rynkową energii a ceną wsparcia określoną przez Prezesa URE. Warunkiem korzystania z prawa do pokrycia ujemnego salda jest uznanie przez Komisję Europejską udzielonej pomocy za dozwoloną, w wyniku indywidualnej notyfikacji pomocy publicznej. Komisja określi przy jakim poziomie wewnętrznej stopy zwrotu („IRR") projektu, a tym samym przy jakiej cenie wsparcia nie dochodzi do nadwsparcia w zakresie udzielonej pomocy publicznej. Po wydaniu decyzji przez Komisję Europejską Prezes URE ustali indywidualną cenę wsparcia dla każdego projektu. Nie może być ona wyższa niż: a) cena maksymalna; oraz b) cena wsparcia zapewniająca IRR na poziomie zaakceptowanym przez Komisję Europejską. Prezes URE jest jednak uprawniony do ustalenia ceny wsparcia niższej niż wynikająca z decyzji Komisji Europejskiej.

Projekty będą ponadto podlegać dodatkowym mechanizmom zabezpieczającym przed wystąpieniem nadwsparcia (tzw. mechanizm clawback). Mechanizm ten polega na tym, że indywidualna cena wsparcia dla projektu, ustalona przez Prezesa URE, będzie ponownie weryfikowana, jeśli przed rozpoczęciem prac związanych z budową nastąpi znacząca zmiana w parametrach rzeczowo-finansowych realizacji inwestycji, powodująca istotne (o więcej niż 0,5 punktu procentowego) zwiększenie jej wewnętrznej stopy zwrotu.

Aby zapobiec ryzyku obniżenia ceny wsparcia w wyniku mechanizmu clawback, procedura notyfikacyjna prowadzona jest z uwzględnieniem najbardziej aktualnych prognoz oraz regulacji.

Ryzyko konkurencji

Grupa działa w obszarach rynku energetyki obejmujących m.in. wytwarzanie energii elektrycznej (przede wszystkim w elektrowniach wiatrowych i słonecznych) i ciepła, dystrybucję, obrót energią elektryczną, oraz sprzedaż ciepła, energii elektrycznej i rozwiązań z zakresu energetyki rozproszonej i elektromobilności. Ponadto Grupa rozwija projekty w zakresie wytwarzania i magazynowania "zielonego" wodoru. We wszystkich wymienionych obszarach, Grupa konkuruje z innymi podmiotami aktywnymi na rynku.

Przykładowo, obowiązujące uregulowania prawne powodujące systematyczny wzrost zapotrzebowania na energię wyprodukowaną ze źródeł odnawialnych oraz implementację systemu aukcyjnego dla nowych i istniejących mocy OZE sprawiają, że zwiększa się ryzyko konkurencji w tym segmencie rynku, w tym ze strony silnych kapitałowo podmiotów zagranicznych. Grupa zbiera szczegółowe dane dotyczące specyfiki rynku i projektów konkurencji, które pozwalają ocenić opłacalność projektów konkurencji oraz potencjalny poziom oferty aukcyjnej. Wnikliwe analizy pozwalają Grupie zachować właściwą ocenę sytuacji rynkowej. Jednocześnie wysoce konkurencyjne projekty przygotowywane są dzięki zaawansowanym procesom optymalizacji wydatków inwestycyjnych i operacyjnych, a także wyborem do realizacji inwestycji tych lokalizacji, które cechują się ponadprzeciętnymi warunkami wietrzności bądź nasłonecznienia oraz relatywnie niskimi kosztami przyłączenia.

W zakresie działalności związanej ze sprzedażą energii elektrycznej, Grupa narażona jest na utratę klientów na rzecz konkurentów posiadających dostęp do infrastruktury energetycznej i gazowej na zasadach TPA (third party access). Zwiększa to konkurencję w zakresie dostaw energii elektrycznej i gazu do klientów końcowych oraz może prowadzić do spadku marży.

W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko częściowo zmaterializowało się w odniesieniu do dwóch spółek z Grupy i polegało na utracie niektórych klientów na rzecz konkurencji. Ryzyko zmaterializowało się w odniesieniu do spółki Polenergia Kogeneracja świadczącej usługi dystrybucji i sprzedaży gazu ziemnego oraz Polenergia Dystrybucja świadczącej usługi dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej. W przypadku pierwszej z tych spółek, na zasadach konkurencyjnego dostępu do sieci dystrybucyjnej inni sprzedawcy gazu ziemnego rozpoczęli sprzedaż gazu ziemnego do klientów przyłączonych do sieci gazowej Polenergii Kogeneracja. Biorąc pod uwagę wolumen dystrybuowanego gazu utracona z tego powodu marża może być oszacowana na poziomie 1-2 mln zł. W przypadku drugiej z tych spółek, ze względu na presję konkurencyjną w zakresie sprzedaży energii, jedynie połowa dystrybuowanej przez tę spółkę energii jest energią jednocześnie sprzedawaną przez spółkę, stąd można oszacować utraconą z tego powodu marżę na kwotę ok 2-3 mln zł.

Ryzyko związane z koniunkturą gospodarczą w Polsce

Na realizację założonych przez Grupę Polenergia celów strategicznych oraz na planowane wyniki finansowe wpływają między innymi czynniki makroekonomiczne, niezależne od działań spółek wchodzących w jej skład. Do czynników tych zaliczyć można poziom produktu krajowego brutto, wskaźnik inflacji, ogólną kondycję polskiej gospodarki, zmiany legislacyjne. Niekorzystne zmiany wskaźników makroekonomicznych lub regulacji prawnych mogą wpłynąć na zmniejszenie planowanych przychodów Grupy Polenergia lub na zwiększenie kosztów jej działalności.

W szczególności należy podkreślić, że w wyniku wybuchu wojny w Ukrainie oraz sankcji nakładanych na Rosję i Białoruś zachodzą zmiany w otoczeniu rynkowym, które mogą mieć negatywny wpływ na wzrost gospodarczy w Polsce i sytuację na polskim rynku energii. Szczegółowe informacje na temat wpływu wojny w Ukrainie na działalność Grupy zostały przedstawione w punkcie 2 Sprawozdania.

Ryzyko zmiany cen surowców niezbędnych do produkcji energii elektrycznej

Spółki z Grupy wykorzystują do produkcji energii elektrycznej i ciepła gaz ziemny.

Grupa wykorzystuje gaz ziemny wysokometanowy w produkcji energii elektrycznej oraz ciepła w Elektrociepłowni Nowa Sarzyna. Od roku 2021 dostawcą paliwa gazowego na potrzeby produkcji energii elektrycznej do ENS, a także odbiorcą energii elektrycznej na bazie umowy SLA (ang.

Service Level Agreement) jest Polenergia Obrót. Ewentualne problemy Polenergii Obrót z zaopatrzeniem w paliwo gazowe w ilości niezbędnej do pokrycia istniejącego zapotrzebowania mogą doprowadzić do ograniczenia dostaw paliwa gazowego do jej odbiorców. W takim przypadku ENS może nie wywiązać się ze zobowiązania dostawy ciepła do swoich odbiorców i energii elektrycznej dla Polenergia Obrót. Ryzyko ograniczenia dostaw jest niskie. Ryzyko zmiany cen rynkowych gazu ENS ogranicza poprzez mechanizm umowy SLA, który zapewnia jednoczesne zabezpieczanie trzech produktów: energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz uprawnień do emisji CO2 w sytuacji pozytywnego tak zwanego CSS (ang. *Clean Spark Spread*). Polenergia Obrót zabezpiecza na rynku terminowym pozytywny CSS dla ENS jednocześnie kupując gaz ziemny i uprawnienia do emisji CO2 oraz sprzedając energię zgodnie z umową SLA. Przy zmianie cen surowców lub energii wykonywana jest optymalizacja produkcji i ewentualne odwrócenie zabezpieczenia. Gaz ziemny odpowiadający profilowi produkcji ciepła kupowany jest co do zasady odrębnie. Na 2024 rok EC Nowa Sarzyna podpisała kontrakt na zakup gazu do produkcji ciepła z Polenergia Obrót na bazie umowy SLA.

Emitent oraz spółki z Grupy stosują mechanizmy mające chronić przed negatywnymi następstwami związanymi z wahaniami cen wykorzystywanych surowców naturalnych. Co do zasady ceny sprzedawanej energii elektrycznej i ciepła powiązane są z cenami gazu ziemnego. Nie można jednak wykluczyć, iż mimo zastosowania mechanizmów ochronnych, wahania cen tych surowców mogą negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe Emitenta i Grupy.

W produkcji energii elektrycznej z gazu ziemnego emitowane jest CO2 w wielkości (zależnie od sprawności instalacji) około 500kg/1MWh. Zatem wzrost kosztów CO2 o 1 zł/t oznacza wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej z gazu ziemnego o około 0,5 zł/MWh. Na przestrzeni ostatnich lat ceny CO2 wzrosły z poziomów przekraczających okresowo 400 zł/tonę, co oznaczało wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej w jednostkach gazowych.

Niemniej, w dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko nie materializowało się w sposób mający istotny wpływ na działalność Grupy. Mimo że miały miejsce zmiany cen surowców, to były one w znacznej mierze kompensowane systemami wsparcia (system rekompensaty kosztów osieroconych, czyli kosztów podjętych inwestycji niemożliwych do uzyskania z rynku i rekompensaty gazowej oraz darmowe uprawnienia na CO2 w związku z produkcją ciepła do jesieni 2021 r.), a także optymalizacjami uzgodnionymi w umowach SLA. Spółka nie wyklucza, że wskazane ryzyko zmaterializuje się w przyszłości, tzn., że wzrost kosztów produkcji energii lub ciepła z gazu ziemnego nie będzie w stanie pokryć cen ich sprzedaży.

Ryzyko związane z funkcjonowaniem polskiego rynku energii

Podczas gdy rynek ciepła jest rynkiem regulowanym, rynki energii elektrycznej i gazu są rynkami jedynie częściowo kontrolowanym przez powołane do tego organy władzy państwowej. Organem takim jest w szczególności Prezes Urzędu Regulacji Energetyki („URE") – centralny organ administracji rządowej powoływany przez Prezesa Rady Ministrów. Zgodnie z Prawem Energetycznym jest on właściwy do wykonywania zadań z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji w sektorze energetycznym. Do zakresu kompetencji i obowiązków Prezesa URE należy m.in. udzielanie, zmiana i cofanie koncesji na wytwarzanie, magazynowanie, przesyłanie, obrót i dystrybucję paliw oraz energii, jak również kontrolowanie wykonywania przez podmioty podlegające zakresowi regulacji Prawa Energetycznego obowiązków wynikających z tegoż aktu normatywnego i aktów wykonawczych. Prezes URE ma także prawo nakładać kary na przedsiębiorstwa koncesjonowane, w tym znaczące kary pieniężne. Spółka nie może zatem wyłączyć ryzyka, że Prezes URE wykorzysta swoje uprawnienia w stosunku do Emitenta i jego Grupy w sposób dla niej niekorzystny.

Z uwagi na znaczny stopień wdrożenia mechanizmów rynku konkurencyjnego w sektorze elektroenergetycznym, przedsiębiorstwa posiadające koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej są zwolnione z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej. W dalszym ciągu istnieje obowiązek taryfowania energii elektrycznej dostarczanej do gospodarstw domowych odbiorców końcowych nie korzystających z prawa wyboru sprzedawcy (z zachowaniem możliwości zmiany dostawcy energii przez gospodarstwa domowe), a przepisy Prawa Energetycznego w obecnym brzmieniu, co do zasady, zapewniają pokrywanie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności. Jednocześnie należy podkreślić, że ceny energii elektrycznej produkowanej przez Grupę, z uwagi na sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu, klientów biznesowych oraz odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy, nie podlegają zatwierdzaniu przez Prezesa URE. Ze względu na kryzys na globalnych rynkach energii, który miał miejsce na skutek wybuchu wojny w Ukrainie ustawodawca podjął decyzyjne o czasowym (do końca 2023 roku) wprowadzeniu Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych, która to wprowadzała ustawowe limity przychodów osiąganych ze sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców i spółki obrotu. Szczegółowy opis wpływu ustawy został opisany w Ryzyku zmian otoczenia prawno-regulacyjnego w sektorze energetycznym.

Ryzyko związane z sezonowością działalności

Warunki wietrzne determinujące produkcję energii elektrycznej farm wiatrowych oraz warunki nasłonecznienia determinujące produkcję energii elektrycznej farm fotowoltaicznych charakteryzują się zmiennością zależnie od pory roku oraz zmiennością w cyklach wieloletnich. Warunki wietrzne w okresie jesienno-zimowym są znacząco lepsze niż w okresie wiosenno-letnim, zaś warunki nasłonecznienia w okresie wiosenno-letnim są znacząco lepsze niż w okresie jesienno-zimowym.

Polenergia S.A. podejmuje decyzje o budowie farm wiatrowych oraz farm fotowoltaicznych w lokalizacjach wskazanych w oparciu o profesjonalne pomiary wiatru i nasłonecznienia potwierdzone przez niezależnych i renomowanych ekspertów. Nie można jednak wykluczyć, że rzeczywiste warunki wietrzności będą odbiegać od przyjętych w modelach przygotowanych na potrzeby realizacji poszczególnych inwestycji.

Ryzyko związane z czasowym wstrzymaniem produkcji w wyniku awarii, zniszczenia lub utraty majątku

Poważna awaria, uszkodzenie, utrata części lub całości rzeczowego majątku trwałego posiadanego przez Grupę Polenergia, może spowodować czasowe wstrzymanie produkcji. W tym przypadku Grupa może mieć trudności z terminową realizacją umów, co z kolei może pociągać za sobą konieczność zapłaty kar umownych. Taka sytuacja może spowodować nie tylko obniżenie jakości obsługi klientów, ale także istotne pogorszenie wyników finansowych.

Grupa posiada ubezpieczenie na wypadek utraty marży brutto oraz ubezpieczenie majątku, stąd uszkodzenie, zniszczenie lub jego awaria zostaną co najmniej częściowo skompensowane otrzymanym odszkodowaniem.

Spółka Polenergia S.A. oraz spółki należące do grupy kapitałowej zawarły umowy ubezpieczenia, które chronią je przed ryzykami związanymi z prowadzoną działalnością gospodarczą. Nie można jednak wykluczyć, że wysokość szkód spowodowanych wystąpieniem zdarzeń objętych ochroną ubezpieczeniową przekroczy limity ubezpieczenia, które zostały określone w polisach. Dodatkowo nie można wykluczyć wystąpienia zdarzenia, które nie będzie objęte ubezpieczeniem, co może zmusić Spółkę do ponoszenia znacznych nakładów na pokrycie szkody.

Ryzyko wpływu niekorzystnych warunków pogodowych na produkcję energii elektrycznej przez projekty eksploatowane przez Grupę

Warunki te mogą okazać się mniej korzystne od zakładanych i mogą spowodować osiągnięcie mniejszego wolumenu produkcji od zakładanego. Ponadto, w określonych sytuacjach wzniesienie nowej farmy wiatrowej w sąsiedztwie istniejącego projektu może negatywnie wpłynąć na ilość produkowanej energii elektrycznej w tej wybudowanej wcześniej inwestycji.

Wolumen energii elektrycznej wytwarzanej przez farmy fotowoltaiczne zależy przede wszystkim od nasłonecznienia. Warunki te mogą okazać się mniej korzystne od zakładanych i mogą spowodować osiągnięcie mniejszego wolumenu produkcji od zakładanego.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny, niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy oraz perspektywy jej rozwoju.

Ryzyko związane z aukcjami dla odnawialnych źródeł energii

System wsparcia OZE (tzw. system aukcyjny) uzależnia uzyskanie i wysokość wsparcia 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.

Grupa prowadzi prace w zakresie dalszego rozwoju projektów wiatrowych i fotowoltaicznych, aby zrealizować cele przewidziane w Strategii Grupy na lata 2020-2024. W listopadzie 2023 roku Polenergia Farma Fotowoltaiczna 2 sp. z o.o. w zakresie realizowanego projektu farmy fotowoltaicznej Rajkowy (docelowa łączna moc ok. 35 MWp) oraz Polenergia Fotowoltaiczna 16 sp. z o.o. w zakresie realizowanego projektu farmy fotowoltaicznej Szprotawa II (docelowa moc ok 20 MWp) wygrały aukcje.

W sytuacji, gdy projekt farmy wiatrowej bądź farmy fotowoltaicznej nie uzyskuje wsparcia w drodze aukcji, sposób jego dalszej realizacji podlega weryfikacji, rozważane są alternatywne formy realizacji przychodów przez projekt, w szczególności możliwa jest jego budowa w celu realizacji dostaw energii elektrycznej bezpośrednio do odbiorcy końcowego, np. na podstawie umów sprzedaży energii (ang. *power purchase agreement*; PPA).

W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko materializowało się. Przykładowo, w wyniku niewygrania aukcji OZE, niektóre z projektów realizowanych przez Grupę zmuszone były oczekiwać do kolejnej aukcji lub alternatywnie, Grupa analizowała możliwość zawarcia umów sprzedaży energii z tych projektów. Każde opóźnienie realizacji projektów w wyniku niewygrania aukcji OZE oznacza dla Grupy opóźnienie momentu rozpoczęcia osiągania zwrotu z inwestycji w takie projekty.

Ryzyko zmian prawa dotyczącego systemu wsparcia dla konwencjonalnych źródeł wytwórczych („rynek mocy") oraz systemu wsparcia dla OZE

Polski rynek energetyczny charakteryzuje istotne wyeksploatowanie w zakresie konwencjonalnych mocy wytwórczych. Wynika to przede wszystkim z niskich inwestycji odtworzeniowych w ostatnich latach. Wprowadzone przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. w ostatnich latach rozwiązania funkcjonujące w ramach Rynku Bilansującego (m.in. interwencyjna rezerwa zimna, operacyjna rezerwa mocy) oraz kilka decyzji inwestycyjnych podjętych przez koncerny energetyczne kontrolowane przez Skarb Państwa odsunęły na kilka lat ryzyko niewystarczającej rezerwy mocy. W dniu 8 grudnia 2017 r. Sejm przyjął Ustawę o Rynku Mocy. W kolejnych latach prowadzone były aukcje na dostawy mocy w latach 2021-2028. W ramach przeprowadzonych aukcji ENS zakontraktował moce do roku 2028 włącznie. W lipcu 2025 roku rozpoczyna funkcjonowanie limit emisyjności dwutlenku węgla na poziomie 550 g/kWh. Źródła wytwórcze z Grupy spełniają ten limit, ale jest on nie do osiągnięcia przez źródła węglowe, które stanowią większość jednostek w rynku

mocy. Zależnie od przyjętych rozwiązań szczegółowych i parametrów aukcji na kolejne lata, po roku 2028, ekonomika istniejących obiektów (jak Elektrociepłownia Nowa Sarzyna) może się znacząco zmienić. Dodatkowo, nie można wykluczyć negatywnego wpływu rynku mocy na poziom cen energii elektrycznej na rynku hurtowym, co z kolei może wpłynąć na projekty, których ekonomika opiera się na przychodach ze sprzedaży energii elektrycznej (farmy wiatrowe i fotowoltaiczne) i które posiadają ekspozycję na ryzyko zmian cen energii elektrycznej. Ryzyko to częściowo mitygowane jest przez zabezpieczanie cen energii elektrycznej sprzedawanej z farm wiatrowych i fotowoltaicznych w kontraktach terminowych oraz uczestnictwo w systemie aukcyjnym dla źródeł OZE.

W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko materializowało się. W odniesieniu do systemów wsparcia dla OZE, w 2015 r. nastąpiło zastąpienie systemu świadectw pochodzenia, który wprowadzono w 2005 r. systemem aukcyjnym dla nowych instalacji, przy czym po wprowadzeniu systemu aukcyjnego, pierwsze aukcje zorganizowano pod koniec roku 2016. Ustawa OZE umożliwia co prawda przejście działających instalacji OZE z systemu zielonych certyfikatów do systemu aukcyjnego, jednakże z uwagi na to, że do aukcji migracyjnych mają zastosowanie te same ceny referencyjne (ceny, które określają maksymalny poziom cen ofert składanych przez producentów zielonej energii w aukcjach. Ich wyznaczenie jest zatem jednym z warunków umożliwiających Prezesowi URE ogłoszenie aukcji na sprzedaż energii z OZE w danym roku. Ceny te określane są co do zasady rozporządzeniem), to w zasadniczy sposób ogranicza to atrakcyjność aukcji migracyjnych dla instalacji OZE wybudowanych przed wieloma laty, które ze względu na wówczas dostępne technologie nie są w stanie wytworzyć energii elektrycznej z taką efektywności jak nowe instalacje OZE. Cena referencyjna ma bowiem uwzględniać m.in. aktualne koszty i efektywność instalacji OZE. Zarazem instalacje te zostały dotknięte w znacznym stopniu kryzysem na rynku zielonych certyfikatów, który w takim kształcie systemu regulacyjnego, jaki wprowadziła Ustawa OZE i wprowadzona w 2017 r. formuła obliczania opłaty zastępczej, nie jest możliwy do skompensowania poprzez aukcje migracyjne. Wyniki aukcji w 2019 r. potwierdziły niewielkie zainteresowanie tymi aukcjami, w kolejnych latach aukcji tych nie przeprowadzono.

Część podmiotów działających w sektorze elektroenergetycznym jest określana jako podmioty zobowiązane na gruncie przepisów energetycznych. Podmioty te zobowiązane są do przedstawiania do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii z OZE lub uiszczenia opłaty zastępczej. Podmiot zobowiązany do realizacji obowiązku umarzania świadectw pochodzenia mimo zaistnienia podstaw do realizacji obowiązku umorzenia, może wnieść opłatę zastępczą. Wysokość opłaty zastępczej wyliczana jest na podstawie wzoru matematycznego określonego w Ustawie o OZE. W przeszłości zdarzały się przypadki ograniczania wysokości opłaty zastępczej, którą przedsiębiorstwa energetyczne mogły wnosić zamiast przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii z OZE. Pierwotne określenie wysokości opłaty zastępczej pozwalało na tworzenie korzystnych modeli biznesowych i finansowanie energetyki, w szczególności wiatrowej. Wówczas wytwórca mógł polegać na maksymalnej cenie zielonego certyfikatu ograniczonej jedynie relacją popytu do podaży. Pierwsze zmniejszenie wysokości opłaty zastępczej w 2016 r. spowodowało naruszenie praw nabytych wielu spółek działających w sektorze energetyki wiatrowej, co skutkowało procesami sądowymi. Kolejne zmiany legislacyjne powodowały dalsze niekorzystne zmiany, które uderzały przede wszystkim w inwestorów obciążonych kredytami i w instytucje finansujące, powodując problemy z restrukturyzacją długów, szacowaniem ryzyka i udzielaniem finansowania na nowe inwestycje OZE.

Ponadto, przekształceniom ulegał również system wsparcia dla kogeneracji gazowej i węglowo-biomasowej. W ramach tych zmian system certyfikatowy został zastąpiony systemem aukcyjnym, który zaczął funkcjonować dopiero po kilku latach od zakończenia wsparcia w ramach systemu certyfikatowego.

Ryzyko związane z niestabilnością systemu podatkowego

Co roku, przepisy prawa podatkowego ulegają licznym zmianom. Wdrażane przepisy nie są jasno formułowane, co stwarza organom podatkowym możliwość ich interpretacji na niekorzyść podatników. Ministerstwo Finansów wydaje liczne i obszerne objaśnienia podatkowe dotyczące niektórych wprowadzanych przepisów, niemniej z uwagi na ich złożony charakter, budzą one wśród podatników liczne wątpliwości dotyczące ich praktycznego zastosowania. Często bowiem wydawane objaśnienia stoją w sprzeczności z literalnym brzmieniem przepisów. Wskutek takich działań podatnicy mogą być narażeni na ryzyka podatkowe.

Ryzyko braku realizacji nowych projektów

Grupa rozwija znaczącą liczbę projektów, w tym między innymi w segmencie lądowych i morskich farm wiatrowych, projektów fotowoltaicznych, gazu i czystych paliw oraz inwestycji w rozwój infrastruktury dystrybucyjnej i stacji ładowania samochodów elektrycznych. Projekty realizowane przez Grupę wymagają poniesienia znaczących nakładów inwestycyjnych. Nakłady są szczególnie wysokie w przypadku projektów rozwoju i budowy farm wiatrowych na lądzie i morzu. Grupa podejmuje decyzje o rozpoczęciu kolejnej fazy rozwoju na podstawie szczegółowych modeli finansowych oraz ekspertyz i analiz technicznych, które są tworzone przez wyspecjalizowany Pion Rozwoju Grupy. Powyższe analizy uwzględniają wiele założeń, w tym założenia wolumenu produkcji energii elektrycznej, przychodów ze sprzedaży, kosztów wytworzenia, kwoty wymaganej inwestycji i kosztów jej finansowania.

Pion Rozwoju Grupy posiada duże doświadczenie we wszystkich aspektach przygotowywania i wdrażania projektu, takich jak rozwój, działalność operacyjna obiektów czy finansowanie, niemniej istnieje ryzyko przyjęcia przez Spółkę założeń bardziej korzystnych niż rzeczywiste, co spowoduje osiągnięcie przez Grupę niższego niż zakładano zwrotu na inwestycji w dany projekt. Ponadto koszty przygotowania projektu, jeszcze przed rozpoczęciem fazy jego rozwoju, są również znaczące, zwłaszcza w segmencie budowy morskich farm wiatrowych. Niepowodzenie projektu oznacza brak możliwości odzyskania tych wydatków.

Ponadto, niemożność realizacji niektórych projektów elektrowni wiatrowych przez Grupę była spowodowana wejściem w życie przepisów Ustawy o Inwestycjach w Zakresie Elektrowni Wiatrowych (m.in. zasada 10H).

Ryzyko związane z umowami kredytów

Zawarte umowy kredytu zawierają szereg wymogów, które poszczególne spółki projektowe lub prowadzone przez nie projekty winny spełniać, a których naruszenie może skutkować, wypowiedzeniem umowy kredytu, postawieniem kredytu w stan natychmiastowej wymagalności lub zwiększeniem kosztów finansowania. Grupa na bieżąco analizuje poziom zadłużenia oraz ryzyko niespełnienia wymogów umów kredytu w poszczególnych spółkach i pozostaje w bieżącym kontakcie z instytucjami finansującymi. Szczegółowe informacje dotyczące podpisania nowych umów kredytu i zmian w istniejących umowach w 2023 r. zawiera nota 29 do Skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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 uzyskiwały waiver w tym zakresie.

Żaden z banków udzielających finansowanie nigdy nie wypowiedział umowy kredytu ani nie wszczął postępowania egzekucyjnego przeciwko któremukolwiek z podmiotów z Grupy.

Ryzyko związane z utratą kluczowych pracowników

Działalność Polenergia S.A. i spółek z grupy kapitałowej prowadzona jest przede wszystkim w oparciu o wiedzę i doświadczenie wysoko wykwalifikowanej kadry pracowniczej. Ze względu na niedobór na rynku pracy ekspertów wyspecjalizowanych w obszarze energetyki odnawialnej oraz na możliwe działania konkurencji, zarówno obecnej jak i przyszłej, mające na celu przejęcie tych specjalistów poprzez oferowanie im konkurencyjnych warunków pracy i płacy istnieje ryzyko odejścia pracowników o kluczowym znaczeniu z punktu widzenia rozwoju Grupy Polenergia. Mogłoby to mieć wpływ na wyniki i realizację strategii Grupy.

Ryzyko to jest ograniczane przez:

- wewnętrzną kulturę organizacyjną Grupy Polenergia, dzięki której pracownicy identyfikują się z Grupą,
- odpowiednie kształtowanie motywacyjno – lojalnościowego systemu wynagrodzeń,
- zarządzanie wiedzą i szeroki program szkoleń.

Ryzyko związane z działalnością operacyjną w obiektach

W pracy obiektów przemysłowych oraz sieci dystrybucyjnych istnieją zagrożenia nieosiągnięcia planowanej sprawności i dyspozycyjności obiektów i sieci oraz niedotrzymania warunków kontraktowych dostaw energii i gazu. Doświadczenie Polenergia S.A. pokazuje, że ryzyko wystąpienia niespodziewanych awarii skutkujących przekroczeniem budżetów operacyjnych w obiektach jest małe. W ramach ograniczania tego ryzyka spółki z grupy kapitałowej Polenergia doskonalą procedury eksploatacji oraz zawierają umowy ubezpieczenia lub stosują zapisy kontraktowe pozwalające przenieść ewentualne dodatkowe koszty na podwykonawców.

Ryzyko związane z kondycją finansową klientów i kontrahentów

W obszarze energetyki przemysłowej Grupa uzyskuje przychody na podstawie długoterminowych umów dostaw energii elektrycznej i cieplnej zawieranych z jednym lub kilkoma odbiorcami. Kondycja finansowa klientów i ich zdolność do regulowania zobowiązań wobec spółek 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 cieplną 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 31 grudnia 2023 r. łącznym odpisem na nieściągalne należności w wysokości 30 098 tys. zł.

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 Spółki lub Grupy.

Jednocześnie w obszarze obrotu i sprzedaży w związku z trudną sytuacją makroekonomiczną utrzymuje się zwiększone ryzyko prowadzenia działalności handlowej. Przyczynia się do tego między innymi wzrost zmienności cen, spadek płynności na rynkach oraz wzrost ryzyka niewypłacalności kontrahentów. Wymienione czynniki ryzyka mogą także oddziaływać na płynność poprzez wzrost poziomu wymaganych depozytów zabezpieczających oraz poziom 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.

W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko materializowało się. W marcu 2023 r. Polenergia Obrót S.A. otrzymała od CIME V-E Asset AG („CIME") informację o trudnościach finansowych, które spowodować mogą opóźnienia w płatnościach należności względem Polenergia Obrót S.A. pod umową ramową z dnia 27 lutego 2020 r., zawartą na podstawie wzorca International Swaps and Derivatives Association Inc. oraz zawartych na jej podstawie porozumieniach transakcyjnych na lata 2023 - 2025 ("ISDA"). Jednocześnie, Polenergia Obrót S.A. stwierdziła brak płatności faktur za okres rozliczeniowy obejmujący styczeń 2023 r. i luty 2023 r. 24 marca 2023 r. kierując do CIME wezwanie do uregulowania należności pod ISDA, obejmującej instrumenty finansowe oparte o produkty energetyczne oraz kwot, wynikających z opóźnień w płatnościach pod ISDA („Zadłużenie").

W odpowiedzi na potrzebę podjęcia działań restrukturyzacyjnych, Polenergia Obrót S.A. uzgodniła zawarcie pakietu umów z CIME oraz polską, operacyjną spółką zależną CIME – CIME Krzanowice III sp. z o. o. ("CIME Krzanowice") w celu maksymalnego zabezpieczenia interesów Polenergia Obrót S.A.

14 lipca 2023 r. Polenergia Obrót S.A. oraz CIME Krzanowice zawarły na okres 10 lat umowę sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w farmie wiatrowej, należącej do CIME Krzanowice, na podstawie której, Polenergia Obrót S.A. od dnia 1 września 2023 r. odbiera całość energii wytworzonej w tej farmie wiatrowej ("Umowa offtake"). Celem kontraktowego uzupełnienia postanowień Umowy offtake oraz kompleksowej implementacji zasad spłaty Zadłużenia należnego Polenergia Obrót S.A., CIME, CIME Krzanowice oraz Polenergia Obrót S.A. w dniu 3 sierpnia 2023 r. podpisały umowę restrukturyzującą Zadłużenie, na podstawie której Polenergia Obrót S.A. będzie uprawniona do potrącania w uzgodnionej ilości Zadłużenia z wierzytelnościami CIME Krzanowice względem Polenergia Obrót S.A. za dostarczoną energię elektryczną pod Umową offtake, co pozwoli na stopniowe zredukowanie poziomu Zadłużenia w 10-letnim horyzoncie czasowym ("Umowa restrukturyzacyjna"). Celem zabezpieczenia uprawnień Polenergia Obrót S.A., wynikających z Umowy offtake oraz Umowy restrukturyzacyjnej, CIME Krzanowice, CIME oraz Polenergia Obrót S.A. zobowiązały się do ustanowienia zastawu rejestrowego na rzecz Polenergia Obrót S.A. na aktywach CIME Krzanowice oraz posiadanych przez CIME udziałach w kapitale zakładowym CIME Krzanowice.

<u>Ryzyko dotyczące sporu z Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o. oraz Tauron Polska Energia S.A.</u>

Amon sp. z o.o. i Talia sp. z o.o. – każda spółka z osobna, wytoczyły powództwa o stwierdzenie bezskuteczności oświadczeń o wypowiedzeniu przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. (spółka działająca w ramach Grupy Tauron) umów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii – farmach wiatrowych w miejscowościach

Łukaszów (Amon) i Modlikowice (Talia) oraz umów sprzedaży energii elektrycznej wytworzonych w ww. farmach wiatrowych.

Obie spółki uzyskały korzystne wyroki częściowe i wstępne, uwzględniające powództwo w części dotyczącej ustalenia bezskuteczności oświadczeń o wypowiedzeniu przez spółkę Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. umów objętych przedmiotem sporu. Wyroki zostały zaskarżone apelacjami.

W dniu 20 grudnia 2021 roku Sąd Apelacyjny w Gdańsku ogłosił wyrok w sprawie z powództwa Talia sp. z o.o. przeciwko Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o., którym w całości oddalił apelację wniesioną przez tę spółkę. W dniu 16 sierpnia 2022 roku Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. złożyła skargę kasacyjną. W dniu 17 listopada 2022 roku Sąd Apelacyjny w Gdańsku ogłosił wyrok w sprawie z powództwa Amon sp. z o.o. przeciwko Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o., którym w całości oddalił apelację wniesioną przez tę spółkę. W dniu 12 czerwca 2023 roku Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. złożyła skargę kasacyjną. Obie skargi kasacyjne zostały przyjęte do rozpoznania przez Sąd Najwyższy.

W dniu 31 marca 2023 roku Amon sp. z o.o. otrzymała pismo procesowe Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o., w sprawie z powództwa Amon sp. z o.o. przeciwko Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. obejmującej dalsze roszczenia Amon sp. z o.o. wynikające z niewykonywania wyżej wskazanych umów przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o., toczącej się przed Sądem Okręgowym w Gdańsku, którym to pismem Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. objęła pozew wzajemny domagając się zasądzenia od Amon sp. z o.o. na swoją rzecz kwoty 61.576 tys. zł z odsetkami ustawowymi za opóźnienie liczonymi w następujący sposób: (i) od kwoty 55.691 tys. zł - od dnia 31 marca 2023 roku do dnia zapłaty, (ii) od kwoty 5.884 tys. zł - od dnia następującego po dniu bezpośredniego doręczenia odpisu pozwu wzajemnego pełnomocnikowi Amon sp. z o.o.

Kwotę 55.691 tys. zł stanowią kary umowne żądane przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. rzekomo na podstawie §8 ust. 1 umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii – Farmie Wiatrowej Łukaszów zawartej w dniu 23 grudnia 2009 roku przez Amon sp. z o.o. z Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. i wynikające rzekomo z niedotrzymania przez Amon sp. z o.o. ilości przewidzianych do przeniesienia praw majątkowych w poszczególnych miesiącach począwszy od sierpnia 2019 roku.

Kwota 5.884 tys. zł stanowi z kolei odszkodowanie żądane przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. z tytułu rzekomego niewykonania przez Amon sp. z o.o. w okresie od dnia 18 listopada 2022 roku do dnia 31 grudnia 2022 roku umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii – Farmie Wiatrowej Łukaszów zawartej w dniu 23 grudnia 2009 roku przez Amon sp. z o.o. z Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o.

W dniu 16 maja 2023 roku Sąd Okręgowy w Gdańsku doręczył Amon sp. z o.o. postanowienie z dnia 2 maja 2023 roku, którym pozostawił pozew wzajemny Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. bez nadawania dalszego biegu. Podstawą wydania przedmiotowego postanowienia przez Sąd Okręgowy w Gdańsku jest art. 204 §1 zdanie drugie Kodeksu postępowania cywilnego, który określa, iż powództwo wzajemne można wytoczyć nie później niż w odpowiedzi na pozew.

W dniu 28 grudnia 2023 roku Amon sp. z o.o. wniosła do Sądu Okręgowego w Gdańsku drugą zmianę powództwa przeciwko Polska Energia - Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. w związku z nieskutecznym wypowiedzeniem oraz niewykonywaniem przez Polska Energia - Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. długoterminowych umów sprzedaży energii i praw majątkowych zawartych przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. z Amon sp. z o.o. Na mocy powyższej zmiany powództwa, Amon sp. z o.o. obok kwot dotychczas dochodzonych, domaga się zapłaty kwoty 18.297 tys. zł tytułem odszkodowania za niewykonywanie ww. umów w dalszym okresie ich obowiązywania.

W dniu 28 grudnia 2023 roku Talia sp. z o.o. wniosła do Sądu Okręgowego w Gdańsku piątą zmianę powództwa przeciwko Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. w związku z nieskutecznym wypowiedzeniem oraz niewykonywaniem przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. długoterminowych umów sprzedaży energii i praw majątkowych zawartych przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. z Talia sp. z o.o. Na mocy powyższej zmiany powództwa, Talia obok kwot dotychczas dochodzonych, domaga się zapłaty kwoty 12.075 tys. zł tytułem odszkodowania za niewykonywanie ww. umów w dalszym okresie ich obowiązywania.

Amon sp. z o.o. i Talia sp. z o.o. wytoczyły powództwo o roszczenia odszkodowawcze przeciwko Tauron Polska Energia S.A. Podstawą deliktowej odpowiedzialności odszkodowawczej Tauron Polska Energia S.A. jest zaprzestanie wykonywania przez Polską Energię - Pierwszą Kompanię Handlową sp. z o.o. – spółkę zależną Tauron Polska Energia S.A. długoterminowych umów sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach odnawialnych oraz długoterminowych umów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w źródłach odnawialnych zawartych ze spółkami Amon sp. z o.o. i Talia sp. z o.o.

Obecnie przed Sądem Okręgowym w Katowicach trwa przesłuchanie świadków w formie ustnej na rozprawach i pisemnej.

W dniu 28 grudnia 2023 roku Amon sp. z o.o. i Talia sp. z o.o. wniosły do Sądu Okręgowego w Katowicach, drugą zmianę powództwa przeciwko Tauron Polska Energia S.A. obejmującą roszczenia odszkodowawcze Amon i Talia powstałe po dniu 30 czerwca 2020 roku. Na mocy przedmiotowej modyfikacji dochodzone roszczenia z tytułu odszkodowania wraz z odsetkami wzrosły – w przypadku Amon sp. z o.o. o kwotę 29.668 tys. zł, w przypadku Talia sp. z o.o. o kwotę 19.277 tys. zł.

Ryzyko dotyczące sporu z Eolos Polska Sp. z o.o.

Certyfikaty sp. z o.o., Polenergia Obrót S.A. i Green Stone Solutions sp. z o.o. (wówczas pod firmą: Polenergia Usługi sp. z o.o.) zostały pozwane przez Eolos Polska sp. z o.o. przed Sądem Okręgowym w Warszawie XX Wydział Gospodarczy o zapłatę kar umownych z tytułu rozwiązania umów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz o zapłatę należności z tytułu kosztów bilansowania. Sąd powołał biegłego w sprawie, który przygotował opinię. W dniu 14 grudnia 2023 roku Sąd wydał postanowienie o dopuszczeniu dowodu z pisemnej, uzupełniającej opinii biegłego.

Ryzyko dotyczące sporu z Jeronimo Martins Polska S.A.

Polenergię Obrót S.A. łączyły umowy sprzedaży energii zawarte z Jeronimo Martins Polska S.A. („JMP”), które zostały przez Polenergię Obrót S.A. wypowiedziane ze skutkiem na dzień 30 czerwca 2022 roku. W związku z rozwiązaniem przedmiotowych umów, JMP wystosowała do Polenergia Obrót S.A. wezwania do zapłaty kwoty 3.501 tys. zł oraz kwoty 36.027 tys. zł tj. łącznie kwoty 39.528

tys. zł. Roszczenia zgłoszone przez JMP dotyczą okresów przypadających po dniu wygaśnięcia umów sprzedaży, wobec czego Polenergia Obrót S.A. uważa je za bezpodstawne. Tym samym Polenergia Obrót S.A. uznaje również za bezskuteczne oświadczenie JMP o potrąceniu żądanych kwot z należnościami Polenergia Obrót S.A. wobec JMP.

W dniu 1 grudnia 2022 r. Polenergia Obrót S.A. złożyła w Sądzie Okręgowym w Warszawie pozew przeciwko JMP o zapłatę, w którym żąda zapłaty kwoty 40.853 tys. zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie w transakcjach handlowych liczonymi od dnia wniesienia powództwa do dnia zapłaty. Kwota roszczenia obejmuje nieopłacone przez JMP faktury za energię o wartości 39.528 tys. zł oraz kwotę 1.324 tys. zł tytułem naliczonych odsetek za okres do dnia wniesienia powództwa.

Różnica w wartości dochodzonych roszczeń w stosunku do kwot objętych oświadczeniem JMP o potrąceniu wynika z dokonanych w międzyczasie korekt rozliczeń związanych z aktualizacją danych pomiarowych i ze złożenia przez Polenergia Obrót S.A. oświadczeń o potrąceniu. We wrześniu 2023 roku JMP doręczyła Polenergia Obrót S.A. odpowiedź na pozew. W ocenie powodowej spółki treść odpowiedzi na pozew, jak i argumentacja przedstawiona w kolejnych pismach procesowych JMP, nie wpływają na dotychczasową ocenę zasadności roszczenia Polenergia Obrót S.A.

Pierwsza rozprawa nie została wyznaczona.

Ryzyko dotyczące działań kontrahenta

W dniu 4 marca 2021 r. Polenergia Elektrownia Północ sp. z o.o., otrzymała wezwanie do zapłaty na kwotę 1,5 mln złotych wraz z odsetkami od dnia 2 sierpnia 2019 r. Sprawa dotyczy dopłaty ceny za kupno przez spółkę nieruchomości w roku 2011. Zarząd spółki stoi na stanowisku, że wezwanie jest nieuzasadnione i nieskuteczne, gdyż w styczniu 2021 r. spółka skorzystała z prawa do obniżenia ceny, kierując do sprzedających przedmiotową nieruchomość oświadczenie o obniżeniu ceny o kwotę 1,5 mln złotych.

W dniu 13 lipca 2021 r. Polenergia Farma Wiatrowa 1 sp. z o.o. otrzymała pozew o zapłatę odszkodowania za bezumowne korzystanie z nieruchomości. Powodowie domagają się zapłaty, gdyż droga dojazdowa do jednej z turbin wiatrowych znalazła się na nieruchomości należącej do powodów na skutek wyroku sądowego rozgraniczającego nieruchomości. Poprzednim właścicielem był inny wydzierżawiający. W dniu 30 czerwca 2023 r. Sąd Rejonowy w Wąbrzeźnie na posiedzeniu niejawnym wydał wyrok, którym zasądził od Polenergia Farma Wiatrowa 1 sp. z o.o. na rzecz powodów kwotę 18.428,08 zł tytułem bezumownego korzystania z nieruchomości w okresie od 13 marca 2020 r. do dnia 31 grudnia 2021 r. Powodowie domagali się zapłaty 52.500,00 zł. Polenergia Farma Wiatrowa 1 Sp. z o.o. w toku procesu nie kwestionowała zasadności roszczenia, a jedynie wysokość żądanej kwoty. Kwota zasądzona przez Sąd odpowiada stanowisku prezentowanemu od początku procesu przez stronę pozwaną. Strona powodowa wniosła apelację do Sądu Okręgowego w Toruniu.

Ryzyko wynikające ze stosowania rachunkowości zabezpieczeń do zabezpieczania przepływów środków pieniężnych

Na dzień 31 grudnia 2023 roku, Grupa rozpoznała w innych całkowitych dochodach stanowiących część kapitałów własnych -95 303 tys. zł (2022: 65 456 tys. zł) z tytułu efektywnej części wyceny instrumentu zabezpieczającego do wartości godziwej.

Celem zawarcia transakcji zabezpieczających jest ograniczenie wpływu:
- zmian stopy procentowej na wysokość przyszłych wysoce prawdopodobnych płatności rat kredytowych.

- zmian kursów walutowych na wysokość przyszłych wysoce prawdopodobnych płatności walutowych z tytułu umów inwestycyjnych.

Celem ustanowienia rachunkowości zabezpieczeń jest wyeliminowanie niedopasowania księgowego pomiędzy momentem rozpoznania wpływu na zysk (stratę) netto instrumentu zabezpieczającego i pozycji zabezpieczanej.

Na dzień 31 grudnia 2023 roku, Grupa posiadała następujące instrumenty zabezpieczające dla celów stosowania zasad rachunkowości zabezpieczeń.

Transakcje zabezpieczające ryzyko zmian stóp procentowych.

Data zapadalności instrumentu zabezpieczającego	Wartość zabezpieczenia	Wysokość zabezpieczonej stopy procentowej	Instrument
10.06.2024	315	1,25%	IRS
10.09.2024	3 942	1,25%	IRS
29.09.2025	25 573	0,52%	IRS
29.06.2026	16 432	0,56%	IRS
15.12.2027	89 175	0,75%	IRS
29.03.2028	110 774	0,79%	IRS
18.12.2028	55 680	5,19%	IRS
22.12.2031	7 723	2,60%	IRS
21.06.2033	7 890	5,67%	IRS
12.12.2033	24 830	6,71%	IRS
12.12.2033	24 830	6,71%	IRS
13.03.2034	138 510	6,65%	IRS
30.06.2034	11 561	0,89%	IRS
11.06.2035	135 239	1,10%	IRS
10.09.2035	402 462	1,20%	IRS
31.12.2035	17 005	2,39%	IRS
11.03.2036	102 778	2,22%	IRS
Total	**1 174 719**		

Transakcje zabezpieczające ryzyko zmian kursów walutowych.

Data zapadalności instrumentu zabezpieczającego	Wartość zabezpieczenia	Kurs zabezpieczenia	Instrument
2024.Q1	1 530 EUR	4,5717	Forward
2024 Q1	82 000 EUR	4,3350	Opcja walutowa
2024.Q2	255 EUR	4,3590	Forward
Total	**83 785 EUR**		

Ryzyko związane z umowami dzierżawy nieruchomości zawartymi przez podmioty z Grupy

W toku zwykłej działalności Grupy określone podmioty wchodzące w jej skład zawierają umowy dzierżawy niezabudowanych nieruchomości z ich właścicielami. Na nieruchomościach dzierżawionych przez podmioty z Grupy realizowane są następnie projekty farm wiatrowych i fotowoltaicznych, a także wznoszone są stacje transformatorowe oraz infrastruktura towarzysząca (place i drogi serwisowe). Umowy dzierżawy są przeważnie zawierane na okres 29 lat, a zawarcie kolejnej umowy wymaga zgody obu stron. Umowy zawierane są na okres 29 lat z dwóch powodów: właściciele nieruchomości obawiają się zasiedzenia nieruchomości przez operatorów farm wiatrowych po 30 latach od zawarcia umowy, natomiast dla operatorów farm z uwagi na to, że

długoterminowe umowy dzierżawy mogą być zawierane na maksymalny czas oznaczony 30 lat. Należy mieć na uwadze, że jeżeli umowa dzierżawy jest zawarta na dłuższy okres niż 30 lat, to po upływie 30 lat przyjmuje się, że umowa ta jest zawarta na czas nieoznaczony, czego skutkiem jest możliwość jej wypowiedzenia przez wydzierżawiającego i dzierżawcę przy zachowaniu terminów ustawowych określonych w Kodeksie Cywilnym.

W związku z tym, że umowy dzierżawy zawierane są na wczesnym etapie rozwoju projektu, czas obowiązywania niektórych z nich może być krótszy niż planowany okres eksploatacji danej elektrowni wiatrowej czy fotowoltaicznej. W takiej sytuacji, w perspektywie kolejnych kilkunastu lat, Grupa może być zmuszona do podjęcia działań mających na celu zawarcie nowych umów w taki sposób, aby umowa dzierżawy danej nieruchomości wykorzystywanej na potrzeby realizacji danego elementu składowego projektu farmy wiatrowej lub fotowoltaicznej obowiązywała co najmniej do końca okresu eksploatacji projektu.

Grupa nie wyklucza, że w niektórych sytuacjach zawarcie kolejnej umowy dzierżawy może wiązać się z trudnościami, a same negocjacje w tej sprawie mogą przedłużać się i generować dodatkowe koszty. W przypadku nieuzgodnienia przez strony nowych warunków i wygaśnięcia danej umowy dzierżawy przed końcem okresu eksploatacji projektu, Grupa może być zmuszona do przedwczesnego zakończenia eksploatacji części farmy wiatrowej/fotowoltaicznej.

W przypadku umów dzierżaw, których okres obowiązywania może okazać się krótszy niż okres finansowania kredytem bankowym, można spodziewać się żądania banków ustanowienia dodatkowych zabezpieczeń spłaty kredytu w sytuacji braku możliwości zawarcia nowych umów dzierżawy.

W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko zmaterializowało się. W dniu 2 czerwca 2023 r. Polenergia Farma Wiatrowa 1 Sp. z o.o. („Polenergia FW 1") otrzymała złożone przez wydzierżawiającego wypowiedzenie umowy dzierżawy zawartej w dniu 26 lutego 2008 r., która dotyczy nieruchomości, na których znajduje się część turbin wiatrowych Polenergia FW 1 wraz z infrastrukturą towarzyszącą. Podstawą, na którą powołuje się wydzierżawiający w wypowiedzeniu jest dostarczenie przez Polenergia FW 1 wymaganej przez umowę dzierżawy gwarancji bankowej wydanej w nieprawidłowej w ocenie wydzierżawiającego formie. Polenergia FW 1 nie podziela poglądu wydzierżawiającego co do zasadności podstaw wypowiedzenia, wobec czego poinformowała wydzierżawiającego, że w jej ocenie wypowiedzenie jest bezskuteczne, a umowa dzierżawy nadal obowiązuje. Polenergia FW 1 dąży do polubownego rozwiązania sporu w drodze bezpośrednich negocjacji mających na celu uzyskanie cofnięcia oświadczenia o wypowiedzeniu umowy dzierżawy.

14. Oświadczenie o stosowaniu ładu korporacyjnego

Oświadczenie o stosowaniu ładu korporacyjnego zostało opisane w punkcie 7. Jednostkowego Sprawozdania Zarządu z Działalności Polenergii S.A.

15. Wskazanie istotnych postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, dotyczacych zobowiązań oraz wierzytelności Emitenta lub jego jednostki zależnej, ze wskazaniem przedmiotu postępowania, wartości przedmiotu sporu, daty wszczęcia postępowania, stron wszczętego postępowania oraz stanowiska Emitenta:

Amon i Talia przeciwko Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa i Tauron Polska Energia

Sprawa została opisana w punkcie 13 raportu – „Ryzyko dotyczące sporu z Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o. oraz Tauron Polska Energia S.A."

Eolos przeciwko Certyfikaty, Polenergia Obrót oraz Green Stone Solutions

Sprawa została opisana w punkcie 13 raportu – „Ryzyko dotyczące sporu z Eolos Polska Sp. z o.o."

Spór w zw. z bezzasadnym wypowiedzeniem umowy dzierżawy Polenergia Farma Wiatrowa 1

Sprawa została opisana w punkcie 13 raportu – „Ryzyko związane z umowami dzierżawy nieruchomości zawartymi przez podmioty z Grupy"

Polenergia Obrót przeciwko Jeronimo Martins Polska

Sprawa została opisana w punkcie 13 raportu – „Ryzyko dotyczące sporu z Jeronimo Martins Polska S.A."

Sprawy windykacyjne Polenergia Dystrybucja

Polenergia Dystrybucja sp. z o.o. prowadzi sprawy windykacyjne związane z brakiem uregulowania płatności za dostarczoną energię elektryczną. Łączna suma dochodzonych roszczeń, to aktualnie około 455 tys. złotych.

Postępowanie UOKiK wobec Polenergia Fotowoltaika

W dniu 6 grudnia 2021 roku Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (,,UOKiK") wszczął wobec spółki Polenergia Fotowoltaika S.A. z siedzibą w Warszawie postępowanie wyjaśniające, mające na celu wstępne ustalenie, czy na skutek działań dotyczących świadczenia usług sprzedaży i montażu instalacji fotowoltaicznych, podejmowanych przez Polenergia Fotowoltaika S.A. nastąpiło naruszenie uzasadniające wszczęcie postępowania w sprawie o uznanie postanowień wzorca umowy za niedozwolone lub naruszenie chronionych prawem interesów konsumentów uzasadniające wszczęcie postępowania w sprawie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów. Polenergia Fotowoltaika S.A. przedstawiła UOKiK dokumenty oraz informacje wskazane w wezwaniu.

UOKiK w toku postępowania wzywał Polenergia Fotowoltaika S.A. do przedłożenia dodatkowych informacji oraz dokumentów. Polenergia Fotowoltaika S.A. przedstawiła UOKiK dokumenty oraz informacje wskazane w wezwaniach.

Postępowanie wyjaśniające przez UOKiK może skutkować: (1) brakiem kontynuacji postępowania; (2) umorzeniem postępowania z uwagi na jego bezprzedmiotowość; (3) wszczęcie postępowania właściwego w sprawie o uznanie postanowień wzorca umowy za niedozwolone lub praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów.

Sprawy windykacyjne Polenergia Fotowoltaika

Ze względu na charakter działalności spółki Polenergia Fotowoltaika S.A., spółka od grudnia 2022 roku złożyła 83 pozwy o zapłatę dotyczące dochodzenia należności wynikających z zawartych umów pomiędzy spółką a jej klientami. Ze względu na charakter działalności Polenergia Fotowoltaika S.A., spółka jest stroną 11 postępowań sądowych w związku z zawartymi umowami pomiędzy spółką a jej klientami oraz umowami zawartymi pomiędzy spółką a jej podwykonawcami lub dostawcami.

Zaskarżenie decyzji Prezesa URE przez Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna

Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. zaskarżyła decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z tytułu końcowego rozliczenia kosztów osieroconych na gruncie ustawy o

zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej („Ustawa o rozwiązaniu KDT"). W swojej decyzji Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ustalił, że z tytułu końcowego rozliczenia kosztów osieroconych spółce należne są dodatkowe, względem dotychczas otrzymanych, środki w kwocie 3.758 tys. zł. Nie podzielając interpretacji wybranych przepisów Ustawy o rozwiązaniu KDT, spółka zaskarżyła decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Warszawie, domagając się zwiększenia kwoty należnych spółce środków. Wartość przedmiotu sporu wynosi 13.214 tys. zł, na którą spółka utworzyła odpis aktualizujący należności.

W dniu 23 listopada 2023 roku SOKiK wydał wyrok, w którym zmienił zaskarżoną decyzję i ustalił wysokość korekty końcowej kosztów osieroconych na kwotę 16.645.912 zł, uznając tym samym za uzasadnione roszczenie Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. w zakresie kwoty 12.887 tys. zł i oddalając powództwo co do kwoty 327 tys. zł. W dniu 12 stycznia 2024 roku Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. złożyła apelację od części wyroku w zakresie oddalonego roszczenia. Brak jest informacji o wniesieniu apelacji przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Umorzenie praw majątkowych przez Polenergia Obrót

Polenergia Obrót S.A. była obowiązana do realizacji do 30 czerwca 2023 r. obowiązków z art. 52 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz z art. 10 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej, dotyczących umorzenia określonej liczby praw majątkowych do świadectw pochodzenia oraz świadectw efektywności energetycznej za rok 2022. Polenergia Obrót S.A. ustaliła, że obowiązek ten wykonała w 98,05%, wobec czego w dniu 21 lipca 2023 r. Polenergia Obrót S.A. dokonała dodatkowych opłat tytułem dopłat do opłat zastępczych celem wykonania obowiązku w całości. Uchybienie terminowi 30 czerwca 2023 r. może wiązać się z nałożeniem kar pieniężnych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w szczególności na podstawie art. 170 ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Restrukturyzacja zadłużenia z umowy ISDA CIME wobec Polenergia Obrót

Sprawa została opisana w punkcie 13 raportu – „Ryzyko związane z kondycją finansową klientów i kontrahentów"

Postępowanie Prezesa URE wobec Polenergia Obrót, Polenergia Sprzedaż, Polenergia Farma Wiatrowa 3 oraz Polenergia Farma Wiatrowa Dębice/Kostomłoty

W okresie września i października 2023 roku szereg spółek zależnych Polenergia S.A. (Polenergia Obrót S.A., Polenergia Sprzedaż sp. z o.o., Polenergia Farma Wiatrowa 3 sp. z o.o. i Polenergia Farma Wiatrowa Dębice/Kostomłoty sp. z o.o.) otrzymało zawiadomienia o wszczęciu z urzędu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki postępowań administracyjnych ws. wymierzenia kary pieniężnej w związku z naruszeniem ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców poprzez nieprzekazanie do Zarządcy Rozliczeń S.A., w terminie wynikającym z ww. ustawy, sprawozdań potwierdzających odpis na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny.

Spółki zależne Polenergia S.A. przekazały do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wyjaśnienia przyczyn (zwykle kilkudniowych) opóźnień w złożeniu sprawozdań i oczekują na ewentualną dalszą korespondencję lub decyzje, przy czym Polenergia Farma Wiatrowa Dębice/Kostomłoty sp. z o.o. otrzymała zawiadomienie o zakończeniu postępowania administracyjnego oraz o możliwości zapoznania się ze zgromadzonym w sprawie materiałem dowodowym.

Wskazane naruszenie ww. ustawy może skutkować wymierzeniem kary pieniężnej. Ustawa obecnie stanowi, że kara ta nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego podmiotu, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, przy czym wymierzając ją Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie przedsiębiorcy i jego możliwości finansowe. Może też odstąpić od wymierzenia kary,

jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek. Spółki zależne Polenergia S.A. złożyły wszystkie opóźnione sprawozdania.

16. Informacje o podstawowych produktach, towarach lub usługach wraz z ich określeniem wartościowym i ilościowym oraz udziałem poszczególnych produktów, towarów i usług (jeżeli są istotne) albo ich grup w sprzedaży Emitenta ogółem, a także zmianach w tym zakresie w danym roku obrotowym

	Za okres 12 miesięcy zakończony	
	31.12.2023	31.12.2022
- przychody ze sprzedaży i dystrybucji energii	4 066 680	5 057 820
- przychody z tytułu świadectw pochodzenia	148 983	863 747
- przychody ze sprzedaży ciepła	42 925	37 267
- przychody z projektów konsultacyjnych i doradczych	17 118	11 118
- przychody z usług dzierżawy i operatorskie	4 092	453
- przychody netto z tytułu sprzedaży i dystrybucji gazu	967 296	646 024
- przychody ze sprzedaży towarów	1 519	991
- przychody z najmu	508	352
- przychody z rynku mocy i usługi odbudowy systemu	23 862	23 552
- przychody z tytułu instalacji paneli fotowoltaicznych i pomp ciepła	311 924	418 035
- przychody z usług ładowania	93	-
- pozostałe	17 011	9 876
Razem przychody z umów z klientami	**5 602 011**	**7 069 235**
- przychody z tytułu wyceny kontraktów terminowych	(33 884)	(32 650)
- przychody z tytułu uprawnień do emisji dwutlenku węgla	47 286	52 646
Razem inne przychody	**13 402**	**19 996**
Przychody ze sprzedaży, razem	**5 615 413**	**7 089 231**

17. Informacje o rynkach zbytu, z uwzględnieniem podziału na rynki krajowe i zagraniczne, oraz informacje o źródłach zaopatrzenia w materiały do produkcji, w towary i usługi, z określeniem uzależnienia od jednego lub więcej odbiorców i dostawców, a w przypadku, gdy udział jednego odbiorcy lub dostawcy osiąga co najmniej 10% przychodów ze sprzedaży ogółem - nazwy (firmy) dostawcy lub odbiorcy, jego udział w sprzedaży lub zaopatrzeniu oraz jego formalne powiązania z Emitentem

Grupa osiąga przychody ze sprzedaży towarów i usług zarówno na rynkach krajowych, jak i zagranicznych, przy czym zdecydowaną większość (89% w 2023 r.) stanowią przychody osiągane w Polsce.

PODZIAŁ GEOGRAFICZNY PRZYCHODÓW

	Za okres 12 miesięcy zakończony		Zmiana
	31.12.2023	31.12.2022	r/r
- Rynek krajowy	4 978 304	6 374 353	(1 396 049)
- Rynki zagraniczne	637 109	714 878	(77 769)
Razem przychody z umów z klientami	**5 615 413**	**7 089 231**	**(1 473 818)**

Ze względu na specyfikę działalności na rynku hurtowym istotny wolumen transakcji (zarówno zakupu jak i sprzedaży) był zawierany na Towarowej Giełdzie Energii i rozliczany przez Izbę Rozliczeniową Giełd Towarowych.

Nazwa Odbiorcy	Przedmiot sprzedaży	Rodzaj powiązań z grupą kapitałową	2023
Izba rozliczeniowa giełd towarowych	Energia elektryczna, prawa majątkowe	brak powiązań	52%

Poniżej przedstawiono dostawców towarów i usług, których udział w 2023 roku osiąga co najmniej 10% przychodów ogółem.

Nazwa Dostawcy	Przedmiot zakupu	Rodzaj powiązań z grupą kapitałową	2023
Izba rozliczeniowa giełd towarowych	Energia elektryczna, gaz ziemny, prawa majątkowe	brak powiązań	57%

18. Informacje o zawartych umowach znaczących dla działalności Emitenta, w tym znanych Emitentowi umowach zawartych pomiędzy akcjonariuszami (wspólnikami), umowach ubezpieczenia, współpracy lub kooperacji

Informacje na temat znaczących umów zostały przedstawione w punkcie 2 raportu – w części „Pozostałe informacje dotyczące sytuacji Grupy".

19. Informacje o powiązaniach organizacyjnych lub kapitałowych Emitenta z innymi podmiotami oraz określenie jego głównych inwestycji krajowych i zagranicznych (papiery wartościowe, instrumenty finansowe, wartości niematerialne i prawne oraz nieruchomości), w tym inwestycji kapitałowych dokonanych poza jego grupą jednostek powiązanych oraz opis metod ich finansowania oraz opis struktury głównych lokat kapitałowych lub głównych inwestycji dokonanych w ramach grupy kapitałowej Emitenta w danym roku obrotowym

Struktura kapitałowa Grupy została przedstawiona w sprawozdaniu finansowym.
Informacje o inwestycjach Emitenta wraz z opisem metod ich finansowania roku 2023 zostały przedstawione w punkcie 2 Sprawozdania.

20. Informacje o istotnych transakcjach zawartych przez Emitenta lub jednostkę od niego zależną z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż rynkowe, wraz z ich kwotami oraz informacjami określającymi charakter tych transakcji

Informacje na temat transakcji z podmiotami powiązanymi zostały zaprezentowane w nocie 45 do Skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

21. Informacje o zaciągniętych i wypowiedzianych w danym roku obrotowym umowach dotyczących kredytów i pożyczek, z podaniem co najmniej ich kwoty, rodzaju i wysokości stopy procentowej, waluty i terminu wymagalności

Informacje na temat zaciągniętych kredytów i pożyczek zostały przedstawione w nocie 29 do Skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

22. Informacje o udzielonych w danym roku obrotowym pożyczkach, ze szczególnym uwzględnieniem pożyczek udzielonych jednostkom powiązanym Emitenta, z podaniem

co najmniej ich kwoty, rodzaju i wysokości stopy procentowej, waluty i terminu wymagalności

Informacje na temat udzielonych pożyczek zostały przedstawione w nocie 37.1 do Jednostkowego sprawozdania finansowego.

23. Informacje o udzielonych i otrzymanych w danym roku obrotowym poręczeniach i gwarancjach, ze szczególnym uwzględnieniem poręczeń i gwarancji udzielonych jednostkom powiązanym Emitenta

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 27.1 do Jednostkowego sprawozdania finansowego oraz w nocie 32 do Skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Poniżej przedstawiono informacje o otrzymanych poręczeniach i gwarancjach:

Podmiot odpowiedzialny / wystawca gwarancji lub poręczenia	Podstawa	Wartość	Okres
Freepoint Commodities Europe LLP / Freepoint Commodities LLC	Kontrakt handlowy – Polenergia Obrót S.A.	5.000.000,00 EUR	bezterminowo
Fortum Oyi / FORTUM Marketing and Sales Polska SA	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	8.000.000,00 PLN	przedłożona 30 stycznia 2023 do 26.07.2024 r.
VESTAS - POLAND Sp. z o.o. / VESTAS WIND SYSTEMS A/S	PCG umowa dostawy, instalacji oraz uruchomienia turbin wiatrowych – Polenergia FW Dębice/Kostomłoty	Kwota kontraktu 25.830.000,00 EUR netto	31.12.2024r.
VESTAS - POLAND Sp. z o.o. / VESTAS WIND SYSTEMS A/S	PCG umowa dostawy, instalacji oraz uruchomienia turbin wiatrowych – Polenergia FW 3	Kwota kontraktu 99.660.000,00 EUR netto	31.12.2024r.
Bilfinger Tebodin Poland Sp. z o.o. / Skandinawiska Enskilda Banken AB S.A. O/Polska	Umowa na usługi Inżyniera kontraktu – Polenergia FW Dębice/Kostomłoty	267.000,00 PLN w dniu 01.10.2022r. Kwota gwarancji zmniejsza się do 80.100,00 PLN , w dniu 03.11.2022 podpisany aneks, który zwiększa kwotę naksymalnej gwarancji do 87.435,00 PLN	15.09.2024r.
PKP Energetyka / PKO BP	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	12.000.000,00 PLN	28.02.2025 r.
Potęgowo Mashav / PEKAO S.A.	Zabezpieczenie SWAP na dostawę z Polenergia Obrót S.A.	789.221,00 PLN	przedłużone z 30.06.2022r. do 30.06.2023 r. , potem do 15.01.2024
Potęgowo Mashav / PEKAO S.A.	Zabezpieczenie SWAP na dostawę z Polenergia Obrót S.A.	824.353,00 PLN	przedłużone z 30.06.2022r. do 30.06.2023 r. , potem do 15.01.2024
Potęgowo Mashav / PEKAO S.A.	Zabezpieczenie SWAP na dostawę z Polenergia Obrót S.A.	536.550,00 PLN	15.01.2023 r. przedłużone do 15.01.2024 r.

Potęgowo Mashav / PEKAO S.A.	Zabezpieczenie SWAP na dostawę z Polenergia Obrót S.A.	821.250,00 PLN	15.01.2024 r.
Potęgowo Mashav / PEKAO S.A.	Zabezpieczenie SWAP na dostawę z Polenergia Obrót S.A.	613.200,00 PLN	06.03.2024 r.
Potęgowo Mashav / PEKAO S.A.	Zabezpieczenie SWAP na dostawę z Polenergia Obrót S.A.	391.327,20 PLN	przedłużone z 09.08.2022 r.do 09.08.2023 r. nastepnie do 23.08.2024
Potęgowo Mashav / PEKAO S.A.	Zabezpieczenie SWAP na dostawę z Polenergia Obrót S.A.	475.434,00 PLN	09.10.2023 r. przedłużona do 09.10.2024
Potęgowo Mashav / PEKAO S.A.	Zabezpieczenie SWAP na dostawę z Polenergia Obrót S.A.	576.450,00 PLN	31.01.2024 r.
IGNITIS Polska SP. z o.o. / OP Corporate Bank	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	1.000.000,00 EUR	w dniu 28.09.2022 r. przedłużona ważność z 30.11.2022 r. na 30.11.2023 r. , a następnie do 30.04.2024 r.
VESTAS - POLAND Sp. z o.o. / VESTAS WIND SYSTEMS A/S	PCG umowa dostawy, instalacji oraz uruchomienia turbin wiatrowych – Polenergia FW Piekło, Polenergia FW 16	maksymalna kwota gwarancji 13.599.400 EUR plus VAT	30.06.2025r.
VESTAS - POLAND Sp. z o.o. / VESTAS WIND SYSTEMS A/S	PCG umowa dostawy, instalacji oraz uruchomienia turbin wiatrowych – Polenergia FW Grabowo	maksymalna kwota gwarancji 48.860.000 EUR plus VAT	31.07.2025r.
ONDE / ERGO HESTIA	Gwarancja należytego wykonania umowy - FW Piekło	2.889.270,00 PLN 1.444.635,00 PLN na wady i usterki	31.08.2023r. wady i usterki 31.08.2028r.
Bilfinger Tebodin Poland Sp. z o.o. / Skandinawiska Enskilda Banken AB S.A. O/Polska	Gwarancja Należytego Wykonania Umowy w tym zobowiązania z tytułu rękojmi za wady lub gwarancji jakości - FW Piekło (spółka FW Piekło)	112.125,00 PLN od dnia 01.09.2022r. maksymalna kwota gwarancji spada do 33.637,50 PLN	15.09.2025r.
Bilfinger Tebodin Poland Sp. z o.o. / Skandinawska Enskilda Banken AB S.A. O/Polska	Gwarancja Należytego Wykonania Umowy w tym zobowiązania z tytułu rękojmi za wady lub gwarancji jakości - FW Piekło (spółka FW 16)	112.125,00 PLN od dnia 01.09.2022r. maksymalna kwota gwarancji spada do 33.637,50 PLN	15.09.2025r.
WSP POLSKA Sp. z o.o. / HSBC	Gwarancja należytego wykonania umowy - FW Grabowo	246.000,00 PLN	30.06.2025r.
ONDE / ERGO HESTIA	Gwarancja należytego usunięcia wad lub usterek - FW Szymankowo	2 339 460,00 PLN	09.09.2026r.
ONDE / ERGO HESTIA	Gwarancja należytego usunięcia wad lub usterek - FW Dębice/Kostomłoty	1 973 848,65 PLN	18.10.2027r.
HITACHI / Societe Generale	Gwarancja należytego wykonania kontraktu i gwarancyjna - Bałtyk2	726.101,36 EUR 3.385.577,03 PLN 3.136.382,39 SEK 17.110,17 CHF	31.05.2024r.

HITACHI / Societe Generale	Gwarancja należytego wykonania kontraktu i gwarancyjna - Bałtyk 3	494.902,71 EUR 3.810.534,28 PLN 1.935.553,29 SEK 15.723,57 CHF	30.11.2024r.
ELECTRUM CONCREO / INTERRISK TU S.A.	Ubezpieczeniowea gwarancja usunięcia wad i usterek - FW 3 (Dębsk)	do 31.01.2023 6.652.932,24 PLN po tej dacie 5.271.460,20 PLN	07.11.2025r.
ONDE S.A. / ERGO HESTIA S.A.	Gwarancja należytego usunięcia wad lub usterek - FW 3 (Dębsk)	5.064.714,47 PLN	22.03.2028r.
P&Q / WARTA S.A.	Ubezpieczeniowa gwarancja właściwego usunięcia wad - FW 17 SUL II	711.773,89 PLN	06.07.2027r.
P&Q / WARTA S.A.	Ubezpieczeniowa gwarancja właściwego usunięcia wad - SUL III	577.383,02 PLN	06.07.2027r.
P&Q / Inter Risk TU S.A.	Ubezpieczeniowa gwarancja należytego wykonania kontraktu - Polenergia Obrót 2 (Strzelino)	8.364.492,00 PLN	30.03.2024 r.
PGNiG Obrót Detaliczny / BGK	Gwarancja dobrego wykonania umowy nr 4623-01710	1.450.000,00PLN	30.06.2024 r.
ELECTRUM CONCREO / KUKE S.A.	Gwarancja właściwego usunięcia wad i/lub usterek nr RW/GW/42/829/13895/2023	4.321.144,70 PLN od dnia 01.04.2024 r. kwota ulega oniżeniu do 3.086.531,93 PLN	01.08.2028r.
Jan De Nul SA Hellenic Cables S.A. Consortium Baltyk 2 / Cenergy Holdings S.A.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na dostawę kabli Bałtyk 2	11.663.940,55 EUR do 01.10.2024 ; 50.784.589,59 EUR do daty ważności	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu
Jan De Nul SA Hellenic Cables S.A. Consortium Baltyk 2 / Cenergy Holdings S.A.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na dostawę kabli Bałtyk 3	12.567.822,99 EUR do 01.10.2024 ; 55.320.863,39 EUR do daty ważności	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu
Jan De Nul SA Hellenic Cables S.A. Consortium Baltyk 2 / Allianz . Euler Hermes SA	Performance Bond Guarantee - kontrakt na dostawę kabli Bałtyk 2	15.157.226,10 EUR	wcześniejsza z dat: otrzymanie Completion Certificate lub 12.08.2027r.
Jan De Nul SA Hellenic Cables S.A. Consortium Baltyk 3 / Allianz . Euler Hermes SA	Performance Bond Guarantee - kontrakt na dostawę kabli Bałtyk 3	16.477.636,50 EUR	wcześniejsza z dat: otrzymanie Completion Certificate lub 12.08.2027r.
Jan De Nul SA Hellenic Cables S.A. Consortium Baltyk 2 / Sofidra S.A.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na dostawę kabli Bałtyk 2	5.463.725,45 EUR do 01.10.2024 ; 23.788.963,41 EUR do daty ważności	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu
Jan De Nul SA Hellenic Cables S.A. Consortium Baltyk 2 / Sofidra S.A.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na dostawę kabli Bałtyk 3	5.887.130,01 EUR do 01.10.2024 ; 25.913.884,61 EUR do daty ważności	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu
Orange Energia / Orange Polska	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	10.200.000,00 PLN do dnia 31.01.2025r., po którym wartość ulega obniżeniu do kwoty 5.400.000 PLN do daty ważności lub 0 jeśli suma świadczeń dłużnika przekroczy pierwotną wartość	31.07.2026r. lub 31.01.2025r. jeśli suma świadczeń przeroczy pierwotną wartość gwarancji
Fortum Oyi / FORTUM Marketing and Sales Polska SA	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	11.000.000 PLN	31.03.2026 r.

ORLEN S.A. / ORLEN ENERGIA	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	25.587.000 PLN	31.10.2026 r.
ORLEN S.A. / ORLEN ENERGIA	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	3.049.000 PLN	28.02.2025 r.
Northvolt Systems Poland Sp. z o.o. / Northvolt AB	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	5.529.465 PLN	28.02.2028 r.
Orange Energia / Bank Handlowy S.A.	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	600.000 PLN	31.10.2024 r.
McDonald franczyzobiorcy / SOCIETE GENERALE, Santander, ING	Kontrakty handlowe z Polenergia Obrót S.A.	3.586.555,23 PLN	gwarancje roczne, mające być przedłużane do 31.05.2028 r.

24. W przypadku emisji papierów wartościowych w okresie objętym raportem - opis wykorzystania przez Emitenta wpływów z emisji do chwili sporządzenia sprawozdania z działalności

W dniu 3 kwietnia 2023 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Emitenta podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego Emitenta w drodze emisji nowych akcji zwykłych na okaziciela z prawem poboru, oferty publicznej akcji nowej emisji, ustalenia dnia 14 września 2023 r. jako dnia prawa poboru akcji nowej emisji, dematerializacji oraz ubiegania się o dopuszczenie i wprowadzenie praw poboru, praw do akcji oraz akcji nowej emisji do obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. oraz zmiany Statutu Emitenta, a także upoważnienia Rady Nadzorczej do ustalenia tekstu jednolitego Statutu Emitenta („**Uchwała Walnego Zgromadzenia**").

Na podstawie Uchwały Walnego Zgromadzenia oraz prospektu Spółki zatwierdzonego przez Komisję Nadzoru Finansowego w dniu 11 września 2023 r. Spółka przeprowadziła emisję oraz ofertę publiczną 10.416.667 akcji zwykłych na okaziciela serii AB Spółki („**Nowe Akcje**"). W związku ze złożonymi przez inwestorów w dniach 21 września – 28 wrześniach 2023 r. zapisami na Nowe Akcje, inwestorzy objęli, a Zarząd Spółki przydzielił wszystkie oferowane Nowe Akcje (tj. 10.416.667 Nowych Akcji). Nowe Akcje oferowane były po cenie emisyjnej wynoszącej 72,00 zł, a łączne wpływy netto z emisji Nowych Akcji (tj. z wyłączeniem poniesionych przez Spółkę kosztów emisji) wyniosą 750.000.024,00 zł.

Rejestracja zmiany Statutu Spółki oraz podwyższenia kapitału zakładowego Spółki przez sąd rejestrowy nastąpiła w dniu 6 listopada 2023 r. Po dokonaniu ww. rejestracji, kapitał zakładowy Spółki wynosi 154.437.826,00 zł i dzieli się na 77.218.913 akcji o wartości nominalnej 2,00 zł każda.

W 2023 r. Spółka wykorzystała łącznie około 43% (około 321 mln złotych) wpływów z Emisji 2023. Pozostałe wpływy z Emisji 2023 Spółka planuje wykorzystać do końca 2 kwartału 2024 r.

Tabela poniżej przedstawia sposób wykorzystania środków z Emisji 2023 w podziale na środki wykorzystane do dnia sporządzenia sprawozdania z działalności oraz środki, które Spółka planuje wykorzystać do końca 2 kwartału 2024 r.

Sposób wykorzystania środków z Emisji 2023	Środki wydane do dnia sporządzenia raportu.	Środki planowane do wydania do końca 2 kwartału 2024 r.
Dalszy rozwój projektów MFW II, III i Bałtyk I. Wydatki wynikające z zawartych i planowanych do zawarcia kontraktów w projektach MFW II i III (głównie zaliczki dla dostawców).	ok. 256 mln zł	ok. 342 mln zł
Finansowanie fazy budowy projektów PV Szprotawa I i II. Wydatki związane z rozwojem portfela projektów w Polsce oraz z nabyciem i rozwojem portfela projektów w Rumunii.	ok. 51 mln zł	ok. 68 mln zł
Wydatki na rozwój sieci stacji ładowania samochodów elektrycznych oraz rozwój projektów wodorowych.	ok. 14 mln zł	ok. 19 mln zł
Suma	**ok. 321 mln zł**	**ok. 429 mln zł**

25. Objaśnienie różnic pomiędzy wynikami finansowymi wykazanymi w raporcie rocznym a wcześniej publikowanymi prognozami wyników na dany rok

Spółka nie publikuje prognoz wyników na dany rok.

26. Ocena, wraz z jej uzasadnieniem, dotycząca zarządzania zasobami finansowymi, ze szczególnym uwzględnieniem zdolności wywiązywania się z zaciągniętych zobowiązań oraz określenie ewentualnych zagrożeń i działań, jakie Emitent podjął lub zamierza podjąć w celu przeciwdziałania tym zagrożeniom

Najistotniejszą część zobowiązań finansowych Emitenta i jego grupy kapitałowej stanowią kredyty bankowe, szerzej opisane w sprawozdaniach finansowych. Na dzień 31 grudnia 2023 roku wszystkie istotne zobowiązania Emitenta i jego Grupy kapitałowej były regulowane bez opóźnień.

Z drugiej strony zmienność cen energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz mechanizmy regulacyjne dla wytwórców i sprzedawców energii mogą skutkować spadkiem parametrów ekonomicznych spółek z Grupy, a nawet niespełnieniem wskaźników finansowych określonych w umowach kredytu.

Grupa na bieżąco monitoruje sytuację w tym zakresie i pozostaje w bieżącym kontakcie z instytucjami finansującymi. Potencjalny spadek cen energii elektrycznej i zielonych certyfikatów w dłuższym terminie może skutkować okresowymi problemami w realizacji zobowiązań wynikających z niektórych umów kredytowych, co może wiązać się z koniecznością uruchomienia gwarancji udzielonych przez Polenergia S.A. na rzecz poszczególnych projektów. Gwarancje te zostały szerzej opisane w Jednostkowym sprawozdaniu finansowym w nocie 27.1.

27. Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych, w tym inwestycji kapitałowych, w porównaniu do wielkości posiadanych środków, z uwzględnieniem możliwych zmian w strukturze finansowania tej działalności

Na dzień 31 grudnia 2023 roku Grupa planuje, że łączne nakłady inwestycyjne na aktywa trwałe w roku 2024 wyniosą około 1 735 milionów zł. Kwoty te przeznaczone będą głównie na rozwój projektów w obszarze lądowej i morskiej energetyki wiatrowej, fotowoltaiki, realizację programu inwestycyjnego w segmencie dystrybucji oraz projekty wodorowe.

Polenergia S.A. dąży do finansowania poszczególnych projektów w formule „project finance" z udziałem finansowania zewnętrznego. Środki na finansowanie udziału własnego Spółka pozyskuje od akcjonariuszy. W związku z emisją przeprowadzoną w 2023 r. Spółka pozyskała 750 mln zł, które są oraz będą wydatkowane zgodnie z opisem w punkcie 24 powyżej.

28. Ocena czynników i nietypowych zdarzeń mających wpływ na wynik z działalności za rok obrotowy, z określeniem stopnia wpływu tych czynników lub nietypowych zdarzeń na osiągnięty wynik oraz ważniejsze zdarzenia mające znaczący wpływ na działalność oraz wyniki finansowe grupy kapitałowej Emitenta w roku obrotowym lub których wpływ jest możliwy w latach następnych

W punktach 1 i 2 niniejszego raportu przedstawiono zdarzenia mające istotny wpływ na działalność i wyniki finansowe Emitenta. Wszystkie te zdarzenia mają charakter typowy dla prowadzonej działalności.

29. Charakterystyka zewnętrznych i wewnętrznych czynników istotnych dla rozwoju przedsiębiorstwa Emitenta oraz opis perspektyw rozwoju działalności Emitenta co najmniej do końca roku obrotowego następującego po roku obrotowym, za który sporządzono sprawozdanie finansowe zamieszczone w raporcie rocznym, z uwzględnieniem elementów strategii rynkowej przez niego wypracowanej oraz charakterystyka polityki w zakresie kierunków rozwoju grupy kapitałowej Emitenta

Zewnętrzne i wewnętrzne czynniki istotne dla rozwoju grupy kapitałowej

Perspektywy rozwoju Emitenta w kontekście zmian otoczenia zewnętrznego oraz nowych ustaw przedstawiono w sekcji dot. czynników ryzyka oraz w materiałach znajdujących się na stronie internetowej Emitenta pod adresem:

https://www.polenergia.pl/serwis-relacji-inwestorskich/

Opis perspektyw rozwoju działalności gospodarczej grupy kapitałowej

Grupa na bieżąco analizuje potencjalne kierunki dalszego rozwoju z uwzględnieniem zmieniającego się otoczenia prawnego, regulacyjnego oraz rynkowego.

Na dzień dzisiejszy Grupa koncentruje swoje wysiłki na:

- dalszej optymalizacji kosztów prowadzonej działalności i zwiększaniu efektywności posiadanych aktywów,
- rozwoju nowych oraz utrzymaniu istniejących projektów, w obszarze morskiej jak i lądowej energetyki wiatrowej oraz fotowoltaiki,
- przygotowaniu kolejnych projektów z portfela farm wiatrowych do udziału w następnych aukcjach OZE,
- realizacji projektów z portfela farm fotowoltaicznych, które wygrały aukcje w 2022 oraz 2023 roku i przygotowanie kolejnych projektów do udziału w następnych aukcjach OZE,
- dalszym rozwoju działalności w segmencie obrotu,
- realizacji projektu inwestycyjnego w obszarze dystrybucji (skutkującego docelowym wzrostem Wartości Regulacyjnej Aktywów oraz wzrostem liczby odbiorców przyłączonych na stałe do sieci spółki),
- rozwoju sprzedaży rozwiązań w zakresie energetyki rozproszonej i elektromobilności,
- intensyfikacji działań w obszarze sprzedaży energii do klientów niepodłączonych do własnej sieci,
- rozwoju w segmencie gazu i czystych paliw w oparciu o produkcję i magazynowanie zielonego wodoru wytwarzanego w procesie elektrolizy z własnej energii odnawialnej.

W związku z istotną skalą planowanych nakładów inwestycyjnych na realizację celów strategicznych określonych w strategii biznesowej, Zarząd rozpoczął przegląd opcji w obszarze, strategii elektromobilności, strategii wodorowej oraz ekspansji zagranicznej i nie wyklucza podjęcia w przyszłości, w zależności od wyników przeglądu, decyzji o odstąpieniu od ich dalszej realizacji lub o zmianie sposobu lub zakresu ich realizacji.

Szerzej politykę w zakresie kierunków rozwoju grupy kapitałowej Emitenta przedstawiono w materiałach znajdujących się na stronie internetowej pod adresem:

https://www.polenergia.pl/serwis-relacji-inwestorskich/

30. Zmiany w podstawowych zasadach zarządzania przedsiębiorstwem Emitenta i jego grupą kapitałową

W roku obrotowym 2023 nie wystąpiły zmiany w podstawowych zasadach zarządzania przedsiębiorstwem Emitenta i jego grupą kapitałową.

31. Wszelkie umowy zawarte między Emitentem a osobami zarządzającymi, przewidujące rekompensatę w przypadku ich rezygnacji lub zwolnienia z zajmowanego stanowiska bez ważnej przyczyny lub gdy ich odwołanie lub zwolnienie następuje z powodu połączenia Emitenta przez przejęcie

Pan Michał Michalski jest stroną umowy o pracę zawartej ze Spółką. Umowa zawarta jest na czas nieokreślony. Okres wypowiedzenia tej umowy to 12 miesięcy. Ponadto Pan Michał Michalski jest stroną umowy o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy, przewidującej po stronie Spółki obowiązek zapłaty na jego rzecz przez 12 miesięcy kwoty równej 100% wynagrodzenia z tytułu powstrzymania się przez niego od prowadzenia działalności konkurencyjnej.

Pani Iwona Sierżęga jest stroną umowy o pracę zawartej ze Spółką. Umowa zawarta jest na czas nieokreślony. Okres wypowiedzenia tej umowy to 6 miesięcy. Ponadto z Panią Iwoną Sierżęgą zawarto umowę o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy, przewidującą po stronie Spółki obowiązek zapłaty na jej rzecz przez 6 miesięcy 100% wynagrodzenia z tytułu powstrzymania się przez nią od prowadzenia działalności konkurencyjnej.

Pan Tomasz Kietliński jest stroną umowy o pracę zawartej ze Spółką. Umowa zawarta jest na czas nieokreślony. Okres wypowiedzenia tej umowy to 6 miesięcy. Ponadto Pan Tomasz Kietliński jest stroną umowy o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy, przewidującej po stronie Spółki obowiązek zapłaty na jego rzecz przez 6 miesięcy kwoty równej 100% wynagrodzenia z tytułu powstrzymania się przez niego od prowadzenia działalności konkurencyjnej.

Pan Piotr Maciołek jest stroną umowy o pracę zawartej ze Spółką. Umowa zawarta jest na czas nieokreślony. Okres wypowiedzenia tej umowy to 6 miesięcy. Ponadto Pan Piotr Maciołek jest stroną umowy o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy, przewidującej po stronie Spółki obowiązek zapłaty na jego rzecz przez 6 miesięcy kwoty równej 100% wynagrodzenia z tytułu powstrzymania się przez niego działalności konkurencyjnej.

Pan Jarosław Bogacz w roku 2023 był Członkiem Zarządu oraz pozostawał stroną umowy o pracę zawartej na czas nieokreślony. Okres wypowiedzenia tej umowy wynosił 6 miesięcy. Ponadto Pan Jarosław Bogacz był stroną umowy o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy, przewidującej po stronie Spółki obowiązek zapłaty na jego rzecz przez 6 miesięcy kwoty równej 100% wynagrodzenia z tytułu powstrzymania się przez niego od prowadzenia działalności konkurencyjnej. Zawarto porozumienie, w którym Spółka wypowiedziała umowę o zakazie konkurencji, wobec czego Spółka nie była zobowiązana do zapłaty odszkodowania za przestrzeganie zakazu konkurencji po ustaniu stosunku pracy, a pracownik został zwolniony z przestrzegania zakazu konkurencji po ustaniu stosunku pracy. W ww. porozumieniu strony skróciły również okres wypowiedzenia umowy o pracę.

32. Wartość wynagrodzeń, nagród lub korzyści, w tym wynikających z programów motywacyjnych lub premiowych opartych na kapitale Emitenta, w tym programów opartych na obligacjach z prawem pierwszeństwa, zamiennych, warrantach subskrypcyjnych

(w pieniądzu, naturze lub jakiejkolwiek innej formie), wypłaconych, należnych lub potencjalnie należnych, odrębnie dla każdej z osób zarządzających i nadzorujących Emitenta w przedsiębiorstwie Emitenta, bez względu na to, czy odpowiednio były one zaliczane w koszty, czy też wynikały z podziału zysku; w przypadku gdy Emitentem jest jednostka dominująca, wspólnik jednostki współzależnej lub znaczący inwestor - oddzielnie informacje o wartości wynagrodzeń i nagród otrzymanych z tytułu pełnienia funkcji we władzach jednostek podporządkowanych; jeżeli odpowiednie informacje zostały przedstawione w sprawozdaniu finansowym - obowiązek uznaje się za spełniony poprzez wskazanie miejsca ich zamieszczenia w sprawozdaniu finansowym

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących zostały przedstawione w nocie 48 do Skonsolidowanego sprawozdania finansowego.
Ponadto członkom Zarządu przysługiwały również pozafinansowe świadczenia, takie jak mieszkania służbowe w uzasadnionych przypadkach lub refinansowanie kosztów zakwaterowania, ponoszenie lub refinansowanie kosztów podróży, ubezpieczenie NNW, ubezpieczenie medyczne, korzystanie z samochodów służbowych.

33. Informacje o wszelkich zobowiązaniach wynikających z emerytur i świadczeń o podobnym charakterze dla byłych osób zarządzających, nadzorujących albo byłych członków organów administrujących oraz o zobowiązaniach zaciągniętych w związku z tymi emeryturami, ze wskazaniem kwoty ogółem dla każdej kategorii organu; jeżeli odpowiednie informacje zostały przedstawione w sprawozdaniu finansowym – obowiązek uznaje się za spełniony poprzez wskazanie miejsca ich zamieszczenia w sprawozdaniu finansowym

Grupa nie posiada ww. zobowiązań.

34. Określenie łącznej liczby i wartości nominalnej wszystkich akcji (udziałów) Emitenta oraz akcji i udziałów w jednostkach powiązanych Emitenta, będących w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących Emitenta (dla każdej osoby oddzielnie)

Pani Dominika Kulczyk, za pośrednictwem Kulczyk Holding S.à r.l., spółki prawa luksemburskiego oraz Mansa Investments Sp. z o.o. (“Mansa”), posiada 33 079 625 akcji zwykłych na okaziciela Spółki, o łącznej wartości nominalnej 66 159 250 złotych, stanowiących ok. 42,84% wszystkich akcji Emitenta.

W dniu 28 grudnia 2022 roku Spółka otrzymała zawiadomienie o zawarciu w dniu 23 grudnia 2022 roku pomiędzy Mansa a Santander Bank Polska S.A. umowy zastawu finansowego, której przedmiotem było 1 200 000 posiadanych przez Mansa akcji Emitenta, stanowiących na dzień zawiadomienia około 1,80% kapitału zakładowego Spółki oraz ogólnej liczby głosów w Spółce (raport bieżący nr 42/2022 z dnia 28 grudnia 2022 r.). W dniu 12 czerwca 2023 roku Spółka otrzymała zawiadomienie o zawarciu w dniu 7 czerwca 2023 roku pomiędzy Mansa a Santander Bank Polska S.A. umowy zastawu finansowego, której przedmiotem było 1 000 000 posiadanych przez Mansa akcji Emitenta, stanowiących na dzień zawiadomienia ok. 1,5% kapitału zakładowego Spółki oraz ogólnej liczby głosów w Spółce (raport bieżący nr 24/2023 z dnia 13 czerwca 2023 roku). W dniu 27 września 2023 roku Spółka otrzymała zawiadomienie o zawarciu w dniu 22 września 2023 roku pomiędzy Mansa a Santander Bank Polska S.A. umowy zastawu finansowego, której przedmiotem było 13 000 000 posiadanych przez Mansa akcji Emitenta, stanowiących na dzień zawiadomienia ok. 19,46% kapitału zakładowego Spółki oraz ogólnej liczby głosów w Spółce (raport bieżący nr 38/2023 z 28 września 2023 r.).

35. Informacje o znanych Emitentowi umowach (w tym również zawartych po dniu bilansowym), w wyniku których mogą w przyszłości nastąpić zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy i obligatariuszy

Emitent nie ma wiedzy o umowach zawartych w 2023 r. (jak również zawartych po dniu bilansowym), w wyniku których mogą w przyszłości nastąpić zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy i obligatariuszy, zaś w szczególności Emitent nie jest stroną takich ewentualnych umów. W zakresie wymaganym prawem, w przeszłości, Emitent przekazywał do publicznej wiadomości informacje dotyczące znanych mu umów pomiędzy niektórymi akcjonariuszami.

36. Informacje o systemie kontroli programów akcji pracowniczych

W chwili obecnej w Spółce nie funkcjonuje program akcji pracowniczych.

37. Informacje dodatkowe:

a) Na temat daty zawarcia przez Emitenta umowy, z podmiotem uprawnionym do badania sprawozdań finansowych, o dokonanie badania lub przeglądu sprawozdania finansowego lub Skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz okresie, na jaki została zawarta ta umowa

Umowa z dnia 30 czerwca 2022 roku pomiędzy Polenergia S.A. a Grant Thornton Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Spółka komandytowa z siedzibą w Poznaniu, ul. abpa Antoniego Baraniaka 88 E na przeprowadzenie:

- przeglądu śródrocznego Jednostkowego i Skonsolidowanego sprawozdania finansowego za okres od 1 stycznia 2022 roku do 30 czerwca 2022 roku oraz od 1 stycznia 2023 roku do 30 czerwca 2023 roku
- badania Jednostkowego i Skonsolidowanego sprawozdania finansowego za rok kończący się 31 grudnia 2022 roku oraz 31 grudnia 2023 roku.

Ponadto poszczególne spółki wchodzące w skład Grupy zawarły z Grant Thornton Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Spółka komandytowa z siedzibą w Poznaniu, ul. abpa Antoniego Baraniaka 88 E umowy na badanie sprawozdań finansowych za rok kończący się 31 grudnia 2022 roku oraz 31 grudnia 2023 roku.

b) Na temat okresu i zakresu usług świadczonych przez wybraną firmę audytorską na rzecz Grupy

Spółki z grupy kapitałowej korzystały w 2023 roku z usług wybranej firmy audytorskiej w zakresie badania lub przeglądu sprawozdania finansowego lub Skonsolidowanego sprawozdania finansowego, a także dodatkowych usług będących potwierdzeniem spełnienia warunków zawartych umów kredytu na podstawie analizy informacji finansowych pochodzących ze zbadanych przez Audytora sprawozdań finansowych.

c) Na temat organu, który dokonał wyboru firmy audytorskiej

Wyboru firmy audytorskiej dokonuje Rada Nadzorcza po rekomendacji Komitetu Audytu.

d) Na temat wynagrodzenia podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych, wypłaconym lub należnym za rok obrotowy

Szczegóły dotyczące wynagrodzenia podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych zostały przedstawione w Skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym w nocie 49.

38. Opis istotnych pozycji pozabilansowych w ujęciu podmiotowym, przedmiotowym i wartościowym

Opis pozycji pozabilansowych w ujęciu podmiotowym, przedmiotowym i wartościowym został przedstawiony w nocie 32 do Skonsolidowanego sprawozdania finansowego.