

**Grupa Kapitałowa Polenergia S.A.**

**PÓŁROCZNE SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ POLENERGIA  
ZA OKRES 6 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY DNIA 30 CZERWCA 2023 ROKU**

---

Michał Michalski – Prezes Zarządu

---

Tomasz Kietliński – Wiceprezes Zarządu

---

Iwona Sierżęga – Członkini Zarządu

---

Piotr Maciołek – Członek Zarządu

Warszawa, 24 sierpnia 2023 roku

## Spis treści

1.	Łączny rachunek zysków i strat za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2023 roku .....	3
2.	Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2023 roku oraz pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy .....	4
3.	Opis organizacji grupy kapitałowej emitenta ze wskazaniem jednostek podlegających konsolidacji oraz zmian w organizacji grupy kapitałowej emitenta wraz z podaniem ich przyczyn .....	19
4.	Wskazanie skutków zmian w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej emitenta, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności .....	19
5.	Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w półrocznym sprawozdaniu finansowym, w szczególności opis czynników i zdarzeń, w tym o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na działalność emitenta i osiągnięte przez niego zyski lub poniesione straty w roku obrotowym, a także omówienie perspektyw rozwoju działalności emitenta przynajmniej w najbliższym roku obrotowym .....	19
6.	Zwięzły opis istotnych dokonań lub niepowodzeń Emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących .....	21
7.	Stanowisko Zarządu odnośnie możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie półrocznym .....	21
8.	Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń z określeniem, w jakim stopniu emitent jest na nie narażony .....	22
9.	Zestawienie stanu posiadania akcji emitenta lub uprawnień do nich przez osoby zarządzające i nadzorujące emitenta na dzień przekazania raportu półrocznego, wraz ze wskazaniem zmian w stanie posiadania, w okresie od przekazania poprzedniego raportu .....	37
10.	Wskazanie akcjonariuszy posiadających, bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne, co najmniej 5 % w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu emitenta, wraz ze wskazaniem liczby posiadanych przez te podmioty akcji, ich procentowego udziału w kapitale zakładowym, liczby głosów z nich wynikających i ich procentowego udziału w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu oraz wskazanie zmian w strukturze własności znacznych pakietów akcji emitenta w okresie od przekazania poprzedniego raportu kwartalnego: .....	37
11.	Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, dotyczących zobowiązań oraz wierzytelności Emitenta lub jego jednostki zależnej od niego .....	37
12.	Informacje o zawarciu przez emitenta lub jednostkę od niego zależną jednej lub wielu transakcji z podmiotami powiązanymi, jeżeli pojedynczo lub łącznie są one istotne i zostały zawarte na innych niż rynkowe warunkach, z wyjątkiem transakcji zawieranych przez emitenta będącego funduszem z podmiotem powiązaniem, wraz ze wskazaniem ich wartości, przy czym informacje dotyczące poszczególnych transakcji mogą być zgrupowane według rodzaju, z wyjątkiem przypadku, gdy informacje na temat poszczególnych transakcji są niezbędne dla zrozumienia ich wpływu na sytuację majątkową, finansową i wynik finansowy emitenta .....	37
13.	Informacje o udzieleniu przez emitenta lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji – łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej .....	38
14.	Inne informacje, które zdaniem emitenta są istotne dla oceny jego sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego i ich zmian, oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez emitenta .....	38
15.	Wskazanie czynników, które w ocenie Emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału .....	38

## 1. Łączny rachunek zysków i strat za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2023 roku

W pierwszym półroczu 2023 roku Grupa Polenergia („Grupa”) osiągnęła wyniki na poziomie skorygowanych EBITDA oraz zysku netto wynoszących odpowiednio 308,9 mln zł oraz 169,8 mln zł, co stanowi wzrost w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o odpowiednio 97,5 mln zł i 50,8 mln zł.

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	6M 2023	6M 2022	Zmiana r/r	Zmiana r/r [%]	2 kwartał 2023	2 kwartał 2022	Zmiana r/r	Zmiana r/r [%]
<b>Przychody ze sprzedaży, w tym:</b>	<b>2 838,1</b>	<b>3 812,9</b>	<b>(974,9)</b>	<b>-26%</b>	<b>1 371,1</b>	<b>1 337,4</b>	<b>33,8</b>	<b>3%</b>
segment obrotu i sprzedaży	2 341,8	3 456,6	(1 113,8)		1 136,1	1 168,3	(32,2)	
pozostałe	496,3	357,3	139,0		235,0	169,1	65,9	
<b>Koszt własny sprzedaży, w tym:</b>	<b>(2 484,2)</b>	<b>(3 544,4)</b>	<b>1 060,2</b>	<b>-30%</b>	<b>(1 237,6)</b>	<b>(1 278,0)</b>	<b>40,4</b>	<b>-3%</b>
segment obrotu i sprzedaży	(2 191,5)	(3 348,3)	1 156,8		(1 074,6)	(1 175,0)	100,4	
pozostałe	(292,7)	(196,1)	(96,6)		(163,0)	(103,0)	(60,0)	
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>353,8</b>	<b>268,5</b>	<b>85,3</b>	<b>32%</b>	<b>133,5</b>	<b>59,4</b>	<b>74,1</b>	<b>125%</b>
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	(124,0)	(108,2)	(15,8)	15%	(62,5)	(53,3)	(9,1)	17%
Pozostałe przychody/koszty operacyjne	2,4	(0,4)	2,8	680%	(2,1)	(0,2)	(1,9)	-1225%
Rozliczenie ceny aukcyjnej	(0,6)	0,0	(0,6)		(0,6)	0,0	(0,6)	
<b>A Zysk operacyjny (EBIT)</b>	<b>231,6</b>	<b>159,9</b>	<b>71,7</b>	<b>45%</b>	<b>68,3</b>	<b>5,9</b>	<b>62,4</b>	<b>1058%</b>
Amortyzacja	77,2	51,2	26,0		39,3	26,5	12,8	
Odpisy aktualizujące	0,1	0,2	(0,1)		0,0	0,1	(0,1)	
<b>EBITDA</b>	<b>308,9</b>	<b>211,3</b>	<b>97,5</b>	<b>46%</b>	<b>107,6</b>	<b>32,4</b>	<b>75,2</b>	<b>232%</b>
Korekty normalizujące:	-	-	-		-	-	-	
<b>Skorygowana EBITDA*</b>	<b>308,9</b>	<b>211,3</b>	<b>97,5</b>	<b>46%</b>	<b>107,6</b>	<b>32,4</b>	<b>75,2</b>	<b>232%</b>
<b>B Przychody finansowe</b>	<b>23,0</b>	<b>16,6</b>	<b>6,3</b>		<b>12,5</b>	<b>15,1</b>	<b>(2,6)</b>	
<b>C Koszty finansowe</b>	<b>(45,3)</b>	<b>(37,7)</b>	<b>(7,5)</b>		<b>(23,0)</b>	<b>(18,7)</b>	<b>(4,3)</b>	
<b>A+B+C Zysk (strata) brutto</b>	<b>209,3</b>	<b>138,8</b>	<b>70,5</b>	<b>51%</b>	<b>57,8</b>	<b>2,3</b>	<b>55,5</b>	<b>2413%</b>
Podatek dochodowy	(42,0)	(28,1)	(14,0)	50%	(11,3)	(1,2)	(10,2)	885%
<b>Zysk netto</b>	<b>167,3</b>	<b>110,8</b>	<b>56,5</b>	<b>51%</b>	<b>46,5</b>	<b>1,2</b>	<b>45,3</b>	<b>3918%</b>
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	1,4	0,1	1,3		0,7	0,1	0,6	
Różnice kursowe	(0,5)	7,4	(7,8)		(0,3)	1,9	(2,3)	
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	1,5	0,6	0,9		0,8	0,3	0,4	
Odpisy aktualizujące**	0,1	0,2	(0,1)		0,0	0,1	(0,1)	
<b>Skorygowany Zysk (Strata) Netto*</b>	<b>169,8</b>	<b>119,1</b>	<b>50,8</b>	<b>42,6%</b>	<b>47,6</b>	<b>3,5</b>	<b>44,1</b>	<b>1249%</b>
<b>Skorygowana EBITDA*</b>	<b>308,9</b>	<b>211,3</b>	<b>97,5</b>	<b>46%</b>	<b>107,6</b>	<b>32,4</b>	<b>75,2</b>	<b>232%</b>
Marża skorygowana EBITDA*	10,9%	5,5%	5,3%		7,8%	2,4%	5,4%	
<b>Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)</b>	<b>238,5</b>	<b>183,7</b>	<b>54,7</b>	<b>30%</b>	<b>85,1</b>	<b>76,4</b>	<b>8,7</b>	<b>11%</b>
Marża skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	48,1%	51,4%	-3,4%		36,2%	45,1%	-9,0%	

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

\*\*\*) Odwrócenie odpisów związanych z rozwojem

Przychody ze sprzedaży Grupy Polenergia w pierwszym półroczu 2023 roku były niższe o 974,9 mln zł, co jest spowodowane głównie niższymi przychodami w segmencie obrotu i sprzedaży (o 1 113,8 mln zł), skompensowanymi częściowo przez wyższe przychody w segmentach: lądowych farm wiatrowych (o 83,3 mln zł), gazu i czystych paliw (o 34,9 mln zł) oraz dystrybucji (o 15,9 mln zł).

Skorygowany wynik EBITDA w omawianym okresie wyniósł 308,9 mln zł i był wyższy o 97,5 mln zł w stosunku do analogicznego okresu ubiegłego roku głównie ze względu na wyższy wynik segmentu farm wiatrowych (o 66,9 mln zł), co jest przede wszystkim konsekwencją rozpoczęcia produkcji w farmach wiatrowych Dębsek i Kostomłoty oraz wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów w stosunku do 2022 roku (w którym obowiązywały ceny wynikające z zawartych w poprzednich latach transakcji zabezpieczających). Wyższy skorygowany wynik EBITDA w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego odnotowano również w segmencie obrotu i sprzedaży (o 42,8 mln zł), co jest głównie konsekwencją wyższych wyników na: handlu energią z aktywów OZE, agregacji OZE, handlu certyfikatami z farm wiatrowych oraz pozostałej działalności uwzględniającej głównie sprzedaż paneli fotowoltaicznych oraz pomp ciepła. Wynik został częściowo skompensowany przez niższy wynik w segmencie dystrybucji (o 6,5 mln zł), segmencie niealokowanych (o 4,5 mln zł) oraz fotowoltaiki (o 1,2 mln zł).

W drugim kwartale 2023 roku Grupa Polenergia odnotowała wzrost przychodów ze sprzedaży o 33,8 mln zł w stosunku do przychodów osiągniętych w analogicznym okresie roku poprzedniego, na co wpływ miały głównie wyższe przychody w segmencie gazu i czystych paliw (o 45,5 mln zł) oraz lądowych farm wiatrowych (o 11,2 mln zł), skompensowane częściowo przez niższe przychody w segmencie obrotu i

sprzedaży (o 32,2 mln zł).

Skorygowany wynik EBITDA w drugim kwartale 2023 roku wyniósł 107,6 mln zł i był wyższy o 75,2 mln zł w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego. Przyczyniły się do tego głównie wyższe wyniki w segmencie obrotu i sprzedaży (o 66,5 mln zł) przede wszystkim w efekcie wyższych wyników na: handlu energią z aktywów OZE, sprzedaży energii, agregacji OZE, handlu energią elektryczną i obsłudze biznesu oraz pozostałej działalności uwzględniającej głównie sprzedaż paneli fotowoltaicznych i pomp ciepła oraz w segmencie gazu i czystych paliw (o 7,8 mln zł) w związku z wyższym wynikiem optymalizacji pracy Elektrociepłowni Nowa Sarzyna („ENS”) oraz wyższej marży na sprzedaży ciepła.

## **2. Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2023 roku oraz pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy**

W pierwszym półroczu 2023 roku segment lądowych farm wiatrowych zanotował wynik EBITDA wyższy o 66,9 mln zł w porównaniu do wyniku z roku ubiegłego, a w samym drugim kwartale wzrost wyniku EBITDA względem analogicznego okresu w roku 2022 wyniósł 3,6 mln zł. Wzrost wyników segmentu w 1. półroczu 2023 roku w porównaniu do wyników w analogicznym okresie roku poprzedniego jest głównie konsekwencją rozpoczęcia produkcji w farmach wiatrowych Dębask i Kostomłoty oraz wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów w stosunku do 2022 roku (w którym obowiązywały ceny wynikające z zawartych w poprzednich latach transakcji zabezpieczających). Powyższe zostało częściowo skompensowane przez niższy wolumen produkcji farm będących w eksploatacji w 2. kwartale 2022 r. i wyższe koszty operacyjne farm wiatrowych.

Segment gazu i czystych paliw osiągnął w pierwszym półroczu 2023 roku wynik EBITDA na poziomie zbliżonym do analogicznego okresu roku ubiegłego. W samym drugim kwartale wynik EBITDA wyniósł 2,8 mln zł (wzrost o 7,8 mln zł), głównie w efekcie wyższego wyniku optymalizacji pracy ENS oraz wyższej marży na sprzedaży ciepła.

Efektom 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 CO<sub>2</sub> związanych z produkcją energii elektrycznej w ENS (tzw. Clean Spark Spread - „CSS”) pozwoliły na podjęcie decyzji o ograniczeniu planowanej produkcji w 2023 roku i stopniowe zamknięcie z dodatkową marżą pozycji na rynku terminowym dla ww. okresu. Według stanu na 30 czerwca 2023 r. wszystkie transakcje terminowe zabezpieczające marżę na produkcji i sprzedaży ENS w 2023 roku zostały „odwrócone”.

Segment obrotu i sprzedaży zanotował w pierwszym półroczu 2023 roku wzrost wyniku EBITDA o 42,8 mln zł w porównaniu do wyniku zanotowanego w analogicznym okresie roku ubiegłego. Wpływ na wzrost wyniku miały: i) wyższy wynik 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) wyższy wynik na agregacji OZE głównie w konsekwencji zakończenia realizacji kontraktów skutkujących negatywną marżą w 2022 roku (wynikającej z dynamicznych zmian na rynku energii elektrycznej), iii) wyższy wynik na handlu certyfikatami z farm wiatrowych w związku ze wzrostem cen sprzedaży zielonych certyfikatów, iv) wyższy wynik na pozostałej działalności uwzględniający głównie sprzedaż paneli fotowoltaicznych oraz pomp ciepła. Wzrost wyniku w pierwszym półroczu 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 energią elektryczną i obsłudze biznesu związany głównie z rozkładem wyniku zrealizowanego w ciągu roku, iii) wyższe koszty operacyjne w

związku ze wzrostem skali działalności. W samym drugim kwartale segment obrotu i sprzedaży zanotował wzrost wyniku EBITDA o 66,5 mln zł w porównaniu do wyniku zanotowanego w analogicznym okresie roku ubiegłego. Wpływ na wzrost wyniku w drugim kwartale 2023 roku miały: i) wyższy wynik 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) wyższy wynik na sprzedaży energii związany głównie z wyższą rentownością realizowanych kontraktów oraz brakiem negatywnego wpływu aktualizacji wyceny kontraktów terminowych dokonanej w drugim kwartale 2022 r., iii) wyższy wynik na agregacji OZE głównie w konsekwencji zakończenia realizacji kontraktów skutkujących negatywną marżą w 2022 roku (wynikającej z dynamicznych zmian na rynku energii elektrycznej), iv) wyższy wynik na handlu energią elektryczną i obsłudze biznesu związany głównie z rozkładem wyniku zrealizowanego w ciągu roku, v) wyższy wynik na pozostałej działalności uwzględniający głównie sprzedaż paneli fotowoltaicznych oraz pomp ciepła. Wzrost wyniku w drugim kwartale 2023 roku został częściowo skompensowany przez: i) wyższe koszty operacyjne w związku ze wzrostem skali działalności, ii) niższą marżę na działalności prop trading.

Wynik EBITDA segmentu dystrybucji w pierwszym półroczu 2023 roku był niższy o 6,5 mln zł w stosunku do wyniku osiągniętego w analogicznym okresie roku ubiegłego. Spadek wyniku jest głównie konsekwencją niższej marży jednostkowej na sprzedaży energii, 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 drugim kwartale wynik EBITDA segmentu dystrybucji był wyższa o 1,6 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego, co jest głównie konsekwencją wyższej marży jednostkowej na sprzedaży energii elektrycznej na skutek wejścia w życie nowej taryfy na sprzedaż energii elektrycznej do gospodarstw domowych, wejścia w życie nowej taryfy dystrybucyjnej 13 maja 2023 roku oraz wyższych przychodów z tytułu opłat przyłączeniowych. Wynik w drugim kwartale został częściowo skompensowany m.in. przez wyższe koszty operacyjne związane ze wzrostem skali działalności oraz koszty ponoszone na rozwój projektów związanych z elektromobilnością.

Wynik EBITDA segmentu fotowoltaiki w pierwszym półroczu 2023 r. był niższy o 1,2 mln zł od wyniku w pierwszym półroczu 2022 roku (oraz w drugim kwartale 2023 roku był niższy o 1,6 mln zł względem wyniku drugiego kwartału 2022 roku) głównie ze względu na niższe efektywne ceny sprzedaży energii elektrycznej względem cen w analogicznym okresie roku poprzedniego oraz wyższe całkowite koszty operacyjne farm w operacji. Efekt ten jest częściowo skompensowany nieznacznie wyższą łączną produkcją farm Sulechów I, II oraz III w pierwszej połowie 2023 r. oraz rozpoczęciem we wrześniu 2022 r. operacji projektu Buk (6,4MW).

Wynik w segmencie niealokowanych w okresie od stycznia do czerwca 2023 roku był niższy o 4,5 mln zł w porównaniu do wyniku w analogicznym okresie roku 2022 (oraz niższy o 2,7 mln zł w samym drugim 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 VAT w roku 2023.

Wynik na działalności finansowej w drugim kwartale 2023 roku był niższy od wyniku w analogicznym okresie ubiegłego roku o 6,9 mln zł (w okresie styczeń - czerwiec był niższy o 1,2 mln zł), na co miały wpływ przede wszystkim niższe przychody z tytułu odsetek (o 2,5 mln zł), wyższe koszty z tytułu odsetek (o 6,6 mln zł) częściowo skompensowane przez wyższy wynik na różnicach kursowych (o 0,9 mln zł) oraz niższe koszty związane z wyceną instrumentów finansowych (0,7 mln zł) i niższe koszty prowizji (o 0,6 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.

W związku z trwającą eskalacją wojny w Ukrainie oraz napiętą sytuacją na rynkach surowcowych w 2022 roku byliśmy świadkami gwałtownych zmian w otoczeniu rynkowym, które objawiały się ekstremalnie wysoką zmiennością cen instrumentów finansowych, surowców oraz towarów, w tym zmianami cen energii elektrycznej, gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. W pierwszej połowie 2023 roku dzięki interwencjom na rynkach europejskich polegającym na uruchomieniu alternatywnych dostaw surowców, wprowadzeniu regulacji ograniczających wysokość cen energii i gazu, a także wymuszeniu oszczędności ich zużycia oraz łagodnej zimie i wysokiej generacji z OZE sytuacja fundamentalna uległa stabilizacji, a ceny energii i gazu znacząco spadły. Niemniej jednak ryzyko niedoborów rynkowych i kolejnej fali wzrostów cen surowców pozostaje realne w perspektywie zbliżającego się okresu zimowego.

Wśród czynników finansowych istotnych z punktu widzenia Grupy zaobserwowano zwiększoną presję inflacyjną, zmienność kursu złotego w stosunku do euro i dolara amerykańskiego, jak również znaczny wzrost kosztów związanych z zabezpieczeniami transakcji zawieranych na rynkach towarowych. Brak akceptacji dla wysokich cen energii spowodował wprowadzenie do końca 2023 roku zamrożenia cen dla odbiorców końcowych, wprowadzenie ograniczeń cenowych dla wytwórców i przychodowych dla spółek obrotu. Nadwyżki ponad limity cenowe są przekazywane na rzecz Zarządcy Rozliczeń. Dodatkowo zniesienie obligatoryjnej sprzedaży energii przez giełdę i ograniczenia ofert na rynku bilansującym wpływają na spadek zysków podmiotów działających w branży energetycznej.

W perspektywie krótkoterminowej i średnioterminowej podejmowane działania regulacyjne mają negatywny wpływ na wysokość zysków osiąganych przez Spółkę. Jednocześnie, działania regulacyjne dążące do ustabilizowania cen energii elektrycznej, wpłynęły na zmienność cen, na stabilizację poziomów wymagalnych zabezpieczeń dla transakcji zawieranych na rynkach towarowych.

Segment gazu i czystych paliw jest w ocenie Zarządu w dużej mierze odporny na bieżącą zmienność cen na rynku spowodowaną wybuchem wojny w Ukrainie. Marża na produkcji energii elektrycznej w 2023 roku nie jest zagrożona w związku z wcześniejszymi: odwróceniem kontraktów na sprzedaż energii elektrycznej oraz zakupem gazu i praw do emisji CO<sub>2</sub>. Dostawy gazu w związku z realizowanymi kontraktami na produkcję ciepła zostały już zabezpieczone (wolumen oraz stała cena) do końca 2023 roku. 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 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 CO<sub>2</sub> 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 zabezpieczenia 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 kosztów profilu, co obniża uzyskaną cenę sprzedanej energii. 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% w 2023 r. Zbyt duże obniżenie obowiązku umorzenia dla PMOZE\_A w kolejnych latach, mocniejsze od tempa wychodzenia starych projektów odnawialnych źródeł energii z systemu certyfikatowego, może doprowadzić do

potencjalnego dużego spadku rynkowych cen zielonych certyfikatów.

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 na Ukrainie jest wstrzymana. Grupa identyfikuje zwiększone ryzyko prowadzenia działalności handlowej na wszystkich rynkach, do czego przyczynia się m.in. ryzyko 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 cen odchylenie w zużyciu energii przez klientów od wartości zakontraktowanych może wygenerować istotny wynik (zarówno pozytywny jak i negatywny), niewspółmierny do pierwotnych założeń. Dodatkowo zmienność cenowa, przy utrzymujących się wysokich poziomach cen na rynku 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 aktywów OZE i dąży do zwiększenia udziału sprzedaży energii w ramach transakcji OTC, sprzedaży bezpośrednio do klienta oraz w ramach kontraktów długoterminowych cPPA w formule pay-as-produced. Przekazane do zatwierdzenia przez URE zmiany w zasadach funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce mogą skutkować znaczącym wzrostem kosztów bilansowania źródeł OZE począwszy od 2024 roku. 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 ze wzrostu 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. Zniesienie obligatoryjnej sprzedaży energii przez giełdy, przy konsolidacji sektora wytwórczego do NABE rodzi ryzyko pogłębienia braku płynności na rynku terminowym oraz transparentności i wiarygodności giełdowych indeksów cenowych co może wpływać na możliwości prowadzenia działalności obrotowej i przychody Grupy. Ryzyka przedłużenia na kolejny rok regulowania cen energii do odbiorców końcowych mogą wpłynąć negatywnie na spółkę poprzez powstanie straty, która nie będzie w całości pokryta przez system rekompensat. Dodatkowo wprowadzenie maksymalnych cen sprzedaży z OZE i ograniczenia marż dla obrotu oddziałuje też na segment obrotu i stanowi istotne ryzyko dla działalności całego segmentu spółek obrotu w Polsce.

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 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. Regulacja cen maksymalnych sprzedaży energii dla wytwórców w 2023 r. może skutkować spadkiem parametrów ekonomicznych realizowanych inwestycji. W związku z utrzymującymi się wysokimi cenami surowców 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 pierwszym półroczu 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 koncesję na wytwarzanie zielonej energii.

Projekt farmy wiatrowej Piekło o mocy 13,2 MW, który wygrał aukcję w grudniu 2020 r. został zrealizowany. W maju 2023 uzyskał Pozwolenie na Użytkowanie, a w sierpniu 2023 r. koncesję.

Projekt farmy wiatrowej Grabowo o mocy 44 MW, który wygrał aukcję w grudniu 2021 r. został zrealizowany. W lipcu 2023 uzyskał Pozwolenie na Użytkowanie. Wniosek o wydanie koncesji zostanie złożony w sierpniu 2023 r.

Budowa projektów fotowoltaicznych Sulechów II, Sulechów III oraz Buk I o łącznej mocy 28 MW 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 MW, uzyskał niezbędne zgody korporacyjne pod koniec 2022 r. i obecnie znajduje się w fazie zaawansowanej budowy. Prace budowlano instalacyjne przebiegają zgodnie z harmonogramem. Zakończenie prac budowlanych i instalacyjnych planowane jest w grudniu 2023 r., a uzyskanie koncesji w I kwartale 2024 r.

W grudniu 2022 roku spółka zależna Polenergia Farma Wiatrowa Namysłów sp. z o.o. rozwijająca portfel projektów farm fotowoltaicznych Szprotawa o łącznej mocy 47 MW z sukcesem wzięła udział w aukcji na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii. Grupa planuje doprowadzić do zawarcia kluczowych umów projektowych w II połowie 2023 r. pod warunkiem uzyskania zgód korporacyjnych wymaganych dla realizacji tych projektów.

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 w kontraktach cPPA lub sprzedaż energii na rynku regulowanym lub pozagiełdowym.

Kontynuowane są prace rozwojowe w segmencie morskich farm wiatrowych. Grupa posiada 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. Wniosek jest obecnie procedowany przez Komisję Europejską w trybie procedury prenotyfikacyjnej.

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.

W grudniu 2022 roku został podpisany przez MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III kontrakt z wybranym dostawcą systemów elektroenergetycznych Hitachi Energy. Prowadzone są postępowania zakupowe mające na celu wybór instalatorów i dostawców kabli eksportowych, wewnętrznych oraz statków instalacyjnych.

W lutym 2023 roku MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o. podpisały z Siemens Gamesa Renewable Energy Poland sp. z o.o. oraz Siemens Gamesa Renewable Energy A/S aneksy do umowy o wyborze preferowanego dostawcy turbin wiatrowych dla realizowanych projektów, pozwalające na dokonanie formalnej rezerwacji przez dostawcę portu instalacyjnego. Jest to działanie mitygujące jedno z ryzyk projektowych na etapie budowy – braku dostępności zaplecza portowego.

W kwietniu 2023 roku MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o. zawarły z SIF Netherlands B.V. umowy o wybór preferowanego dostawcy i rezerwację mocy produkcyjnych na potrzeby produkcji fundamentów typu monopala pod turbiny wiatrowe dla każdego z projektów. Przedmiotem zawartych umów jest zobowiązanie dostawcy do rezerwacji mocy produkcyjnych pozwalających na produkcję fundamentów w ilościach i terminach zgodnych z aktualnymi założeniami projektowymi. Jednocześnie strony zobowiązały się do negocjacji w dobrej wierze umów na produkcję monopala dla projektów, które to umowy miałyby zostać zawarte w terminie do dnia 1 października 2023 roku.

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 morskiej farmy wiatrowej MFW Bałtyk III.

Zrealizowano szczegółowe badania geotechniczne niezbędne do projektowania fundamentów turbin wiatrowych i morskiej stacji elektroenergetycznej oraz do projektowania zespołu urządzeń wprowadzenia 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 wszystkie ekspertyzy cywilne dla MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III zostały złożone do Urzędu Morskiego do akceptacji. Ekspertyzy te są elementem dokumentacji do pozwolenia na budowę.

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.

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

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 realizowane są trzy projekty: H2Silesia, H2HUB Nowa Sarzyna oraz eFuels.

Projekt H2Silesia realizowany 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 kwietniu 2022 r. dla projektu H2Silesia uzyskano prenotyfikację w procesie IPCEI (Important Projects of Common European Interest) na poziomie krajowym. Realizując ten projekt Polenergia uczestniczy w działaniach Śląsko-Małopolskiej Doliny Wodorowej.

Projekt H2HUB Nowa Sarzyna zakłada budowę pilotażowej instalacji produkcji odnawialnego wodoru o mocy nominalnej ok. 5 MW co pozwoli na maksymalną produkcję w wysokości ok. 500 ton 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., realizująca 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 przewidziana jest na III kwartał 2024 roku) oraz długoterminową umowę serwisową elektrolizera. W tym samym dniu została zawarta umowa z Międzynarodową Korporacją Finansową („IFC”), należąca do Grupy Banku Światowego, o współpracy celem sfinansowania kosztów rozwoju Projektu H2HUB Nowa Sarzyna, który obejmuje wytwórnę 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 PLN. Prowadzony jest także przetarg, który ma wyłonić wykonawcę EPC dla inwestycji.

Projekt H2HUB Nowa Sarzyna jest elementem działań prowadzonych w ramach Podkarpackiej Doliny Wodorowej, której jednymi z założycieli są Spółka i Elektrociepłownia Nowa Sarzyna.

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 przemyśle 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 Elektrociepłownia Nowa Sarzyna oraz Politechnika Wrocławska. 30 czerwca 2023 r. Spółka zakończyła realizację Fazy I Projektu polegającej na opracowaniu Studium Wykonalności przedsięwzięcia i oczekuje na uzyskanie wyniku selekcji po weryfikacji raportu Spółki na podstawie kryteriów przejścia z fazy I do fazy II realizacji projektu (zgodnie z zasadami opisanymi w Regulaminie konkursu).

Aby skutecznie zbilansować portfel wytwórczy, zgodnie z nową strategią Grupa rozwija projekty oparte na zaawansowanych technologiach gazowych, realizując inwestycje w bloki kogeneracyjne (tj. jednostki, w których wytwarza się jednocześnie energię elektryczną i ciepło użytkowe) przeznaczone dla przemysłowych odbiorców pary technologicznej. Rozwijając inwestycje w jednostki kogeneracyjne, Grupa będzie na bieżąco analizować potencjał do częściowego lub całkowitego przejścia tych jednostek z paliwa gazowego na wodór, na co Grupa chce być w pełni gotowa w najbliższych latach. Zarówno istniejąca Elektrociepłownia Nowa Sarzyna, jak i planowane nowe bloki gazowe mają być przygotowane do spalania odnawialnego wodoru, co przyczyni się w przyszłości do budowy zeroemisyjnej grupy energetycznej.

Grupa modyfikuje realizację strategii w segmencie obrotu i sprzedaży dostosowując ją do zmiennych warunków rynkowych i rosnących kosztów zabezpieczania odbiorców końcowych oraz profilowania źródeł OZE. Z końcem 2022 roku wygasła część umów z obsługiwanymi klientami, a dalszy wzrost wolumenów sprzedaży jest uzależniony od rozwoju sytuacji rynkowej, która wymusza 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 obowiązują do końca 2023 roku zahamowały w znacznej mierze możliwości dynamicznego rozwoju sprzedaży i działań związanych z agregacją zewnętrznych OZE. Spółka rozwija model sprzedaży w kontraktach długoterminowych cPPA bazujących na istniejących i nowobudowanych aktywach wytwórczych Grupy.

Z pozytywnymi rezultatami rozwijana jest działalność na rynku ultra-krótkoterminowym (Rynku Dnia Bieżącego) w zakresie realizacji transakcji na kilka godzin przed fizyczną dostawą energii, 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 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 będą pomniejszone o opłaty na rzecz Zarządcy Rozliczeń.

Spółka Polenergia Sprzedaż kontynuuje sprzedaż energii wytworzonej w grupowych źródłach odnawialnych. Odbiorcami są klienci biznesowi oraz indywidualni (B2B oraz B2C). Zielona energia produkowana w aktywach wytwórczych Grupy sprzedawana jest jako produkt w standardzie Energia 2051. W ramach współpracy wewnątrzgrupowej przygotowano, wdrożono i oferowano produkty łączące instalację paneli fotowoltaicznych, pomp ciepła oraz dostawy zielonej energii. Prosumenci mogli skorzystać z unikalnej na rynku oferty, łączącej zieloną energię w standardzie Energia 2051 z gwarancją ceny na 8 lat.

Spółka Polenergia Fotowoltaika S.A. w ramach prowadzonej działalności operacyjnej w pierwszym półroczu 2023 zainstalowała 25,8 MW paneli fotowoltaicznych, a w segmencie pomp ciepła zostało

zainstalowanych 251 sztuk tych urządzeń. Rozpoczęto także sprzedaż i instalację magazynów energii. Kontynuowano sprzedaż usług w segmencie korporacyjnym (duże instalacje o mocy pow. 50 kW). Trwają także prace rozwojowe nad nowymi produktami, zarówno samodzielnie przez Spółkę, jak i we współpracy z Polenergią Sprzedaż.

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 2023r., 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 drugiego kwartału 2023 roku zrealizowano umowy o przyłączenie oraz zgłoszono gotowość do przyłączenia dla 47 inwestycji / etapów inwestycji oraz uzyskano rozszerzenie koncesji dla 23 projektów, oczekiwane jest uzyskanie koncesji w odniesieniu do kolejnych 15.

Ponadto Polenergia Dystrybucja jest również w trakcie realizacji IV planu inwestycyjnego na lata 2021-2026 o łącznej wartości 105 mln zł. Do końca pierwszego półrocza 2023 roku spółka podpisała 82 umowy o przyłączenie o łącznej szacowanej wartości nakładów inwestycyjnych na poziomie 98,53 mln zł, co stanowi 93,83 % IV portfela inwestycyjnego. W ramach IV planu inwestycyjnego Spółka zakończyła realizację 32 inwestycji dla których zgłosiła gotowość przyłączenia oraz uzyskano rozszerzenie koncesji dla 22 projektów, oczekiwane jest uzyskanie koncesji w odniesieniu do kolejnych 10.

Spółka Polenergia eMobility aktywnie pozyskuje lokalizacje pod budowę ogólnodostępnych stacji ładowania na terenie całego kraju, obecnie uruchomione zostały 24 stacje ładowania, co przekłada się na 33 punkty ładowania. Spółka posiada i rozwija własny software do obsługi stacji ładowania, a także do obsługi klientów kontynuując jednocześnie rozwój funkcjonalności systemu oraz 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). 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.

### **Pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy**

W dniu 3 kwietnia 2023 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Akcjonariuszy podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego Spółki poprzez emisję nowych akcji z prawem poboru. W ramach emisji Spółka planuje pozyskać wpływy w wysokości od 500 do 750 mln zł. Ostateczna wartość oczekiwanych wpływów z emisji oraz powiązana z nią liczba nowych akcji Spółki, jaka zostanie wyemitowana, zostanie określona przez Zarząd w prospekcie lub komunikacie publikowanym po dacie jego zatwierdzenia z uwzględnieniem rzeczywistego zapotrzebowania Spółki na kapitał. Celem emisji jest pozyskanie środków na finansowanie projektów inwestycyjnych i planów rozwojowych Spółki, w tym w zakresie farm wiatrowych (morskich oraz lądowych) i farm fotowoltaicznych oraz projektów w obszarze technologii wodorowych, magazynowania energii i elektromobilności, których realizacja wpisuje się w założenia opublikowanej przez Spółkę w maju 2020 roku Strategii Grupy Polenergia na lata 2020-2024. Ostateczny cel emisji zostanie określony i opisany w prospekcie Spółki, który zostanie sporządzony w związku z emisją. Planowany termin realizacji emisji to przełom 3. i 4. kwartału 2023 r. Na potrzeby emisji, Spółka zaangażowała Santander Bank Polska S.A. jako Wyłącznego Globalnego Koordynatora, Prowadzącego Księgę Popytu oraz Firmę Inwestycyjną pośredniczącą w emisji oraz DLA Piper Giziński Kycia sp. k. jako doradcę prawnego Spółki.

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 cele zgodne 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. m.in. złożyła na rzecz każdego wyżej wymienionego kredytodawcy oświadczenia o poddaniu się egzekucji oraz ustanowiła zastaw rejestrowy i finansowy na swoich rachunkach bankowych.

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. 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 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 i zostanie zrealizowana do września 2023 r. Wartość Umowy wynosi ok. 10 mln EUR.

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 („Kredytobiorca”) oraz mBank S.A., Pekao S.A. i PKO Bank Polski S.A., jako kredytodawcy („Kredytodawca”), zawarły umowę kredytów („Umowa Kredytów”). Na podstawie Umowy Kredytów, Kredytodawca udzieli Kredytobiorcy: (i) kredytu terminowego do łącznej kwoty 90 mln PLN, 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 PLN oraz (iii) kredytu DSR do maksymalnej łącznej kwoty 9,8 mln PLN. 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 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. Szczegóły dotyczące sporu zostały opisane w punkcie 8 „Ryzyko dotyczące sporu z Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o. oraz Tauron Polska Energia S.A”.

W dniu 7 czerwca 2023 roku spółka Polenergia H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o.o., realizująca projekt H2HUB Nowa Sarzyna, zawarła z Hystar AS z siedzibą w Høvik, Norwegia („Hystar”): (i) umowę dostawy oraz uruchomienia elektrolizera o mocy 5 MW („Umowa Dostawy”). Realizacja Umowy Dostawy przewidziana jest na III kwartał 2024 roku; (ii) 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”), należąca do Grupy Banku Światowego, umowę o współpracy celem sfinansowania 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 EUR, 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. Umowa może zostać rozwiązana przez każdą ze stron, w terminie 15 dni kalendarzowych. 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 27 czerwca 2023 roku Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. („ENS” lub „Beneficjent”) 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 20 kwietnia 2023 roku spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. (łącznie „Spółki”), w których Emitent posiada 50% udziałów, rozwijające – w ramach wspólnego przedsięwzięcia Emitenta i Equinor Wind Power AS – projekty budowy dwóch morskich farm wiatrowych tj. MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III (łącznie „Projekty”), podpisały z SIF Netherlands B.V. umowy (odrębną dla każdej Spółki Projektowej) o wybór preferowanego dostawcy i rezerwację mocy produkcyjnych na potrzeby produkcji fundamentów typu monopali („Monopale”) pod turbiny wiatrowe dla każdego z Projektów (łącznie: „Umowy Rezerwacyjne”). Przedmiotem Umów Rezerwacyjnych jest zobowiązanie dostawcy do rezerwacji mocy produkcyjnych pozwalających na produkcję Monopali w ilościach i terminach zgodnych z aktualnymi założeniami projektowymi. Jednocześnie strony zobowiązały się do negocjacji w dobrej wierze umów na produkcję Monopali dla Projektów („Umowy Finalne”). Negocjacje te będą prowadzone w oparciu o otrzymaną od dostawcy ofertę, na produkcję 90 Monopali (łącznie dla obu Projektów; liczba podlegać będzie weryfikacji na etapie projektowania). Uzgodniona na bazie oferty dostawcy, szacowana cena kontraktowa dla Umów Finalnych wynosi ok. 161,4 mln EUR dla MFW Bałtyk II oraz ok. 196,1 mln EUR – dla MFW Bałtyk III. Cena kontraktowa będzie aktualizowana wraz z zawarciem Umów Finalnych. Ostateczna cena kontraktowa będzie uzależniona w szczególności od ceny stali, ostatecznych założeń projektowych, finalnego określenia wysokości stawek zmiennych i waloryzacji. Umowy Finalne mają zostać zawarte w terminie do dnia 1 października 2023 roku („Data Końcowa”). Umowy Rezerwacyjne mogą zostać rozwiązane wyłącznie w przypadkach w nich wskazanych, przy czym w razie skorzystania przez Spółki z prawa rozwiązania Umów Rezerwacyjnych bez przyczyny albo w przypadku ich rozwiązania przez dostawcę z przyczyn dotyczących Spółek lub po bezskutecznym upływie Daty Końcowej, Spółki zobligowane będą do zapłaty Dostawcy opłat za rezygnację („Opłaty za Rezygnację”), których wysokość uzależniona będzie od daty rozwiązania Umów Rezerwacyjnych, a jednocześnie jest powiązana z szacunkową wysokością ceny kontraktowej. W związku z podpisaniem Umów Rezerwacyjnych Emitent zobowiązany będzie do wystawienia poręczenia za zobowiązania Spółek dotyczącego zapłaty Opłat za Rezygnację („PCG”). Maksymalna kwota zobowiązań Emitenta wynikających z PCG obejmować będzie 50% wysokości Opłat za Rezygnację określonych do Daty Końcowej tj. łącznie ok. 31 mln EUR dla obu Projektów. Wystawienie kolejnych PCG będzie potencjalnie związane z zawarciem Umów Finalnych, w tym na zabezpieczenie dalszych Opłat za Rezygnację. Po podpisaniu Umów Rezerwacyjnych strony kontynuować będą rozmowy mające na celu uzgodnienie ostatecznych warunków Umów Finalnych.

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 (łącznie „Projekty”) 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. Emitent 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 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. Spółka będzie nadal analizować potencjalne możliwości inwestycyjne i biznesowe na rynku litewskim.

### **Wyniki finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2023 w podziale na segmenty operacyjne**

Na kolejnych stronach przedstawiono podział łącznego wyniku Grupy osiągniętego w pierwszym półroczu i drugim kwartale 2023 roku w podziale na segmenty działalności.



6M 2023 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
<b>Przychody ze sprzedaży*</b>	<b>302,0</b>	<b>8,9</b>	<b>92,8</b>	<b>2 341,8</b>	<b>84,7</b>	<b>7,9</b>	<b>-</b>	<b>2 838,1</b>
<b>Koszty operacyjne, w tym</b>	<b>(108,7)</b>	<b>(4,5)</b>	<b>(90,5)</b>	<b>(2 191,5)</b>	<b>(81,1)</b>	<b>(6,4)</b>	<b>(1,4)</b>	<b>(2 484,2)</b>
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(52,6)	-	-	-	-	-	-	(52,6)
amortyzacja	(57,0)	(2,0)	(4,6)	(4,7)	(4,4)	(3,1)	(1,4)	(77,2)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	0,8	-	-	-	-	-	-	0,8
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>193,3</b>	<b>4,3</b>	<b>2,2</b>	<b>150,3</b>	<b>3,7</b>	<b>1,5</b>	<b>(1,4)</b>	<b>353,8</b>
Marża zysku brutto ze sprzedaży	64,0%	48,8%	2,4%	6,4%	4,3%	"n/a"	"n/a"	12,5%
Koszty sprzedaży	-	-	-	(49,5)	-	-	-	(49,5)
Koszty ogólnego zarządu	(5,6)	(0,5)	(3,8)	(33,1)	(4,4)	(27,0)	-	(74,5)
Pozostała działalność operacyjna w tym odpisy aktualizujące	4,8	(0,5)	(1,2)	(1,9)	0,5	(0,1)	-	-1,7
	(0,1)	-	-	-	-	-	-	(0,1)
<b>Zysk z działalności operacyjnej</b>	<b>192,5</b>	<b>3,3</b>	<b>(2,7)</b>	<b>65,7</b>	<b>(0,2)</b>	<b>(25,6)</b>	<b>(1,4)</b>	<b>231,6</b>
<b>EBITDA</b>	<b>249,6</b>	<b>5,3</b>	<b>1,9</b>	<b>70,4</b>	<b>4,2</b>	<b>(22,5)</b>	<b>-</b>	<b>308,9</b>
Marża EBITDA	82,6%	59,8%	2,0%	3,0%	5,0%	"n/a"	"n/a"	10,9%
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Skorygowana EBITDA</b>	<b>249,6</b>	<b>5,3</b>	<b>1,9</b>	<b>70,4</b>	<b>4,2</b>	<b>(22,5)</b>	<b>-</b>	<b>308,9</b>
Marża skorygowana EBITDA	82,6%	59,8%	2,0%	3,0%	5,0%	"n/a"	"n/a"	10,9%
Wynik na działalności finansowej	(33,0)	(2,2)	1,0	(9,4)	(2,8)	24,2	-	(22,3)
<b>Zysk (Strata) brutto</b>	<b>159,5</b>	<b>1,1</b>	<b>(1,7)</b>	<b>56,3</b>	<b>(3,0)</b>	<b>(1,4)</b>	<b>(1,4)</b>	<b>209,3</b>
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	(42,0)
<b>Zysk (strata) netto za okres</b>								<b>167,3</b>
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)								1,4
Różnice kursowe								(0,5)
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu								1,5
Odpisy aktualizujące								0,1
Wynik netto na sprzedaży aktywów								-
<b>Skorygowany Zysk Netto</b>								<b>169,8</b>
<small>*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży</small>								
6M 2022 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
<b>Przychody ze sprzedaży*</b>	<b>218,7</b>	<b>7,7</b>	<b>57,9</b>	<b>3 455,6</b>	<b>68,8</b>	<b>4,2</b>	<b>-</b>	<b>3 812,9</b>
<b>Koszty operacyjne, w tym</b>	<b>(72,3)</b>	<b>(1,3)</b>	<b>(58,3)</b>	<b>(3 348,3)</b>	<b>(58,3)</b>	<b>(5,8)</b>	<b>(0,1)</b>	<b>(3 544,4)</b>
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(25,5)	-	-	-	-	-	-	(25,5)
amortyzacja	(36,5)	(0,7)	(6,7)	(1,9)	(3,7)	(1,5)	(0,1)	(51,2)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(10,3)	-	-	-	-	-	-	(10,3)
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>146,5</b>	<b>6,4</b>	<b>(0,5)</b>	<b>107,3</b>	<b>10,6</b>	<b>(1,6)</b>	<b>(0,1)</b>	<b>268,5</b>
Marża zysku brutto ze sprzedaży	67,0%	82,7%	-0,8%	3,1%	15,3%	"n/a"	"n/a"	7,0%
Koszty sprzedaży	-	-	-	(54,6)	-	-	-	(54,6)
Koszty ogólnego zarządu	(2,0)	(0,3)	(3,5)	(27,2)	(3,7)	(16,9)	-	(53,5)
Pozostała działalność operacyjna w tym odpisy aktualizujące	1,6	(0,3)	(0,9)	0,2	0,1	(1,0)	-	(0,4)
	(0,2)	-	-	-	-	(0,0)	-	(0,2)
<b>Zysk z działalności operacyjnej</b>	<b>146,0</b>	<b>5,8</b>	<b>(4,8)</b>	<b>25,7</b>	<b>7,0</b>	<b>(19,5)</b>	<b>(0,1)</b>	<b>159,9</b>
<b>EBITDA</b>	<b>182,7</b>	<b>6,5</b>	<b>1,9</b>	<b>27,6</b>	<b>10,7</b>	<b>(18,0)</b>	<b>-</b>	<b>211,3</b>
Marża EBITDA	83,5%	84,5%	3,2%	0,8%	15,5%	"n/a"	"n/a"	5,5%
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Skorygowana EBITDA</b>	<b>182,7</b>	<b>6,5</b>	<b>1,9</b>	<b>27,6</b>	<b>10,7</b>	<b>(18,0)</b>	<b>-</b>	<b>211,3</b>
Marża skorygowana EBITDA	83,5%	84,5%	3,2%	0,8%	15,5%	"n/a"	"n/a"	5,5%
Wynik na działalności finansowej	(19,2)	(0,6)	(0,8)	(8,0)	(2,3)	9,8	-	(21,1)
<b>Zysk (Strata) brutto</b>	<b>126,8</b>	<b>5,2</b>	<b>(5,6)</b>	<b>17,7</b>	<b>4,7</b>	<b>(9,7)</b>	<b>(0,1)</b>	<b>138,8</b>
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	(28,1)
<b>Zysk (strata) netto za okres</b>								<b>110,8</b>
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)								0,1
Różnice kursowe								7,4
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu								0,6
Odpisy aktualizujące								0,2
Wynik netto na sprzedaży aktywów								-
<b>Skorygowany Zysk Netto</b>								<b>119,1</b>
<b>Zmiana skorygowanej EBITDA rdr</b>	<b>66,9</b>	<b>(1,2)</b>	<b>0,0</b>	<b>42,8</b>	<b>(6,5)</b>	<b>(4,5)</b>	<b>-</b>	<b>97,5</b>
<small>*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży</small>								

2Q 2023 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Nealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
<b>Przychody ze sprzedaży*</b>	<b>125,1</b>	<b>6,6</b>	<b>58,5</b>	<b>1 136,1</b>	<b>40,8</b>	<b>4,1</b>	<b>-</b>	<b>1 371,1</b>
<b>Koszty operacyjne, w tym</b>	<b>(65,0)</b>	<b>(2,4)</b>	<b>(55,8)</b>	<b>(1 074,6)</b>	<b>(35,8)</b>	<b>(3,4)</b>	<b>(0,7)</b>	<b>(1 237,6)</b>
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(31,9)	-	-	-	-	-	-	(31,9)
amortyzacja	(28,6)	(1,0)	(2,3)	(2,9)	(2,2)	(1,6)	(0,7)	(39,3)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(4,5)	-	-	-	-	-	-	(4,5)
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>60,1</b>	<b>4,2</b>	<b>2,8</b>	<b>61,5</b>	<b>5,0</b>	<b>0,7</b>	<b>(0,7)</b>	<b>133,5</b>
Marża zysku brutto ze sprzedaży	48,0%	63,4%	4,7%	5,4%	12,3%	"n/a"	"n/a"	9,7%
Koszty sprzedaży	-	-	-	(23,7)	-	-	-	(23,7)
Koszty ogólnego zarządu	(3,6)	(0,3)	(1,9)	(15,9)	(2,1)	(14,9)	-	(38,8)
Pozostała działalność operacyjna w tym odpisy aktualizujące	0,6	(0,4)	(0,5)	(2,2)	(0,2)	(0,0)	-	(2,7)
<b>Zysk z działalności operacyjnej</b>	<b>57,0</b>	<b>3,5</b>	<b>0,4</b>	<b>19,6</b>	<b>2,7</b>	<b>(14,2)</b>	<b>(0,7)</b>	<b>68,3</b>
<b>EBITDA</b>	<b>85,6</b>	<b>4,4</b>	<b>2,8</b>	<b>22,5</b>	<b>4,9</b>	<b>(12,6)</b>	<b>-</b>	<b>107,6</b>
Marża EBITDA	68,5%	67,1%	4,7%	2,0%	11,9%	"n/a"	"n/a"	7,8%
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Skorygowana EBITDA</b>	<b>85,6</b>	<b>4,4</b>	<b>2,8</b>	<b>22,5</b>	<b>4,9</b>	<b>(12,6)</b>	<b>-</b>	<b>107,6</b>
Marża skorygowana EBITDA	68,5%	67,1%	4,7%	2,0%	11,9%	"n/a"	"n/a"	7,8%
Wynik na działalności finansowej	(14,5)	(1,0)	0,6	(3,9)	(1,4)	9,8	-	(10,5)
<b>Zysk (Strata) brutto</b>	<b>42,5</b>	<b>2,5</b>	<b>1,0</b>	<b>15,7</b>	<b>1,3</b>	<b>(4,4)</b>	<b>(0,7)</b>	<b>57,8</b>
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	(11,3)
<b>Zysk (strata) netto za okres</b>								<b>46,5</b>
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)								0,7
Różnice kursowe								(0,3)
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu								0,8
Odpisy aktualizujące								0,0
Wynik netto na sprzedaży aktywów								-
<b>Skorygowany Zysk Netto</b>								<b>47,6</b>
*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży								
2Q 2022 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Nealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
<b>Przychody ze sprzedaży*</b>	<b>113,8</b>	<b>6,7</b>	<b>13,1</b>	<b>1 168,3</b>	<b>33,2</b>	<b>2,3</b>	<b>-</b>	<b>1 337,4</b>
<b>Koszty operacyjne, w tym</b>	<b>(49,8)</b>	<b>(0,8)</b>	<b>(19,2)</b>	<b>(1 175,0)</b>	<b>(29,9)</b>	<b>(3,3)</b>	<b>(0,1)</b>	<b>(1 278,0)</b>
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(13,2)	-	-	-	-	-	-	(13,2)
amortyzacja	(18,3)	(0,5)	(3,4)	(1,6)	(1,9)	(0,8)	(0,1)	(26,5)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(18,3)	-	-	-	-	-	-	(18,3)
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>64,1</b>	<b>5,9</b>	<b>(6,1)</b>	<b>(6,7)</b>	<b>3,3</b>	<b>(1,0)</b>	<b>(0,1)</b>	<b>59,4</b>
Marża zysku brutto ze sprzedaży	56,3%	87,8%	-47,0%	-0,6%	10,0%	"n/a"	"n/a"	4,4%
Koszty sprzedaży	-	-	-	(25,2)	-	-	-	(25,2)
Koszty ogólnego zarządu	(1,1)	(0,1)	(1,8)	(14,0)	(2,0)	(9,1)	-	(28,1)
Pozostała działalność operacyjna w tym odpisy aktualizujące	0,7	(0,2)	(0,5)	0,4	0,1	(0,6)	-	(0,2)
<b>Zysk z działalności operacyjnej</b>	<b>63,7</b>	<b>5,5</b>	<b>(8,4)</b>	<b>(45,5)</b>	<b>1,4</b>	<b>(10,7)</b>	<b>(0,1)</b>	<b>5,9</b>
<b>EBITDA</b>	<b>82,0</b>	<b>6,0</b>	<b>(5,1)</b>	<b>(43,9)</b>	<b>3,3</b>	<b>(9,9)</b>	<b>-</b>	<b>32,4</b>
Marża EBITDA	72,1%	89,5%	-39,0%	-3,8%	9,9%	"n/a"	"n/a"	2,4%
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Skorygowana EBITDA</b>	<b>82,0</b>	<b>6,0</b>	<b>(5,1)</b>	<b>(43,9)</b>	<b>3,3</b>	<b>(9,9)</b>	<b>-</b>	<b>32,4</b>
Marża skorygowana EBITDA	72,1%	89,5%	-39,0%	-3,8%	9,9%	"n/a"	"n/a"	2,4%
Wynik na działalności finansowej	(9,2)	(0,7)	0,0	(3,8)	(1,4)	11,4	-	(3,6)
<b>Zysk (Strata) brutto</b>	<b>54,5</b>	<b>4,9</b>	<b>(8,4)</b>	<b>(49,3)</b>	<b>0,0</b>	<b>0,7</b>	<b>(0,1)</b>	<b>2,3</b>
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	(1,2)
<b>Zysk (strata) netto za okres</b>								<b>1,2</b>
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)								0,1
Różnice kursowe								1,9
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu								0,3
Odpisy aktualizujące								0,1
Wynik netto na sprzedaży aktywów								-
<b>Skorygowany Zysk Netto</b>								<b>3,5</b>
<b>Zmiana skorygowanej EBITDA rdr</b>	<b>3,6</b>	<b>(1,6)</b>	<b>7,8</b>	<b>66,5</b>	<b>1,6</b>	<b>(2,7)</b>	<b>-</b>	<b>75,2</b>
*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży								

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

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

W omawianym okresie nie wystąpiły istotne zmiany w organizacji grupy kapitałowej emitenta poza wydarzeniami opisanymi w punkcie 4 poniżej.

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

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

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

Kluczowe wielkości ekonomiczno-finansowe osiągnięte przez emitenta przedstawia poniższa tabela:

EBITDA / Zysk netto [mln PLN]	6M 2023	6M 2022	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	2 838,1	3 812,9	(974,9)
EBITDA	308,9	211,3	97,5
Skorygowana EBITDA	308,9	211,3	97,5
Zysk/Strata Netto	167,3	110,8	56,5
Skorygowany Zysk/Strata Netto	169,8	119,1	50,8

Na wyniki za pierwsze półrocze 2023 roku w porównaniu do rezultatów za analogiczny okres roku poprzedniego wpływ miały następujące czynniki:

**a) Na poziomie EBITDA (wzrost o 97,5 mln zł):**

- Wyższy wynik segmentu lądowych farm wiatrowych (o 66,9 mln zł), co jest przede wszystkim konsekwencją rozpoczęcia produkcji w farmach wiatrowych Dębok i Kostomłoty oraz wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów w stosunku do 2022 roku (w którym obowiązywały ceny wynikające z zawartych w poprzednich latach transakcji zabezpieczających). Powyższe zostało częściowo skompensowane przez niższy wolumen produkcji farm będących w eksploatacji w 1. półroczu 2022 r. oraz wyższe koszty operacyjne farm wiatrowych;
- Niższy wynik segmentu fotowoltaiki (o 1,2 mln zł) ze względu na niższe efektywne ceny sprzedaży energii elektrycznej względem cen w analogicznym okresie roku poprzedniego oraz wyższych całkowitych kosztów operacyjnych farm w operacji. Efekt ten jest częściowo skompensowany nieznacznie wyższą łączną produkcją farm Sulechów I, II oraz III w pierwszej połowie 2023 r. oraz rozpoczęciem we wrześniu 2022 operacji projektu Buk (6,4MW);
- Wynik segmentu gazu i czystych paliw jest na zbliżonym poziomie w efekcie wyższej marży na sprzedaży ciepła wskutek wyższych cen taryfowych kompensujących wyższy koszt gazu i koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> zniwelowanej przez niższy wynik w związku z optymalizacją pracy ENS oraz wyższymi kosztami stałymi;
- Wyższy wynik segmentu obrotu i sprzedaży (o 42,8 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 na rynku energii elektrycznej) w 2022 roku, iii) wzrostu wyniku na handlu certyfikatami z farm wiatrowych w związku ze wzrostem cen sprzedaży zielonych certyfikatów, iv) wzrostu wyniku na pozostałej działalności uwzględniający głównie sprzedaż paneli fotowoltaicznych oraz pomp ciepła. Wyższy wynik w pierwszym półroczu 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 energią elektryczną i obsłudze biznesu związany głównie z rozkładem wyniku zrealizowanego w ciągu roku, iii) wyższe koszty operacyjne w związku ze wzrostem skali działalności;
- Niższy wynik segmentu dystrybucji (o 6,5 mln zł) w konsekwencji niższej marży jednostkowej na sprzedaży energii, 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 opłat przyłączeniowych;
- Niższy wynik pozycji Niealokowane (o 4,5 mln zł) co jest konsekwencją wyższych kosztów operacyjnych w Centrali wynikających głównie ze wzrostu skali działalności.

**b) Na poziomie skorygowanej EBITDA (wzrost o 97,5 mln zł):**

- Wpływ EBITDA opisany powyżej (wynik wyższy o 97,5 mln zł);

**c) Na poziomie Zysku Netto (wzrost o 56,5 mln zł):**

- Wpływ wyniku EBITDA (wynik wyższy o 97,5 mln zł);
- Wyższa amortyzacja (o 26,0 mln zł) wynikająca przede wszystkim z oddania do użytkowania środków trwałych w segmencie farm wiatrowych i fotowoltaicznych, wyższa amortyzacja środków trwałych w leasingu zgodnie z MSSF 16 oraz amortyzacja aktywa rozpoznanego przy Rozliczeniu Ceny Nabycia Polenergii Fotowoltaika S.A.

Powyższe pozycje łącznie przyczyniły się do wzrostu zysku operacyjnego o 71,7 mln zł.

- Wyższe przychody finansowe (o 6,3 mln zł) głównie w konsekwencji wyższych przychodów z tytułu odsetek (o 4,9 mln zł), wyższego wyniku na różnicach kursowych (o 1,3 mln zł) oraz wyższych opłat z tytułu poręczeń (o 0,5 mln zł), częściowo skompensowane niższymi przychodami na wycenie instrumentów pochodnych (o 0,3 mln zł).
- Wyższe koszty finansowe (o 7,5 mln zł) wynikające głównie z wyższych kosztów z tytułu odsetek (o 10,3 mln zł) oraz wyceny zobowiązań finansowych (o 1,1 mln zł), częściowo skompensowane przez lepszy wynik na wycenie różnic kursowych (o 1,7 mln zł) oraz niższe koszty wynikające z wyceny instrumentów pochodnych oraz niższe koszty prowizji (o 0,9 mln zł);
- Wyższy poziom podatku dochodowego za pierwsze półrocze 2023 roku jest efektem wyższego wyniku brutto Grupy.

**d) Na poziomie skorygowanego zysku netto (wzrost o 50,8 mln zł):**

- Wpływ zysku netto (wzrost o 56,5 mln zł);
- Odwrócenie efektu różnic kursowych (spadek o 7,8 mln zł);
- Eliminacja efektu rozliczenia ceny nabycia (wzrost o 1,3 mln zł);
- Odwrócenie efektu odpisów aktualizacyjnych (spadek o 0,1 mln zł);
- Odwrócenie efektu wyceny kredytów metodą zamortyzowanego kosztu (wzrost o 0,9 mln zł).

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

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

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

Spółka nie publikuje prognozy wyników finansowych.

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

Brak istotnych zmian w stosunku do ryzyk przedstawionych w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej Polenergia za rok zakończony dnia 31 grudnia 2022 roku, z zastrzeżeniem poniższych zmian i aktualizacji:

### Ryzyko zmiany kursów walutowych

W ramach segmentu lądowych (onshore) farm wiatrowych i segmentu fotowoltaiki, obejmującego również projekty znajdujące się w fazie rozwoju i budowy, część zobowiązań denominowana jest w EUR. Obecnie wszystkie zobowiązania w walutach obcych w projektach inwestycyjnych zostały uregulowane a transakcje zabezpieczające ryzyko zmiany kursów walutowych rozliczone. W projektach operacyjnych mogą występować płatności w walutach obcych dotyczące bieżącej działalności, jednak ich udział, a zatem i ryzyko jest znikome.

W ramach segmentu morskich farm wiatrowych, większość nakładów inwestycyjnych denominowana jest w walutach obcych, głównie w EUR, co powoduje istotną ekspozycję na ryzyko walutowe związane z wysokością przyszłych wydatków inwestycyjnych. 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 EUR części lub całości przychodów z tytułu prawa do pokrycia ujemnego salda ze sprzedaży energii elektrycznej. Wyż. wym. zmiana regulacyjna pozwala na ograniczenie ryzyka walutowego na etapie inwestycji dzięki możliwości finansowania dłużnego również w EUR.

Polenergia Obrót S.A. („Polenergia Obrót”) narażona jest na ryzyko walutowe wskutek prowadzenia handlu energią elektryczną na rynkach zagranicznych oraz w związku z uczestnictwem w rynku praw do emisji CO<sub>2</sub>. 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 Polenergii Obrót w walucie obcej, zawierane są transakcje zabezpieczające kurs wymiany walut. Kwestie zarządzania ryzykiem w Polenergii Obrót 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 30 czerwca 2023 r., ok. 89% 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 wyznaczone 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. W związku z obecną sytuacją rynkową znacząco wzrosło średnie wykorzystanie limitów, w szczególności w segmencie obrotu i sprzedaży, co generuje zwiększone koszty finansowe i może wpływać na rentowność prowadzonej działalności. 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 osiągnięte 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. („Polenergia Kogeneracja”), a ryzyko związane z taryfą na sprzedaż i dystrybucję energii elektrycznej dotyczy Polenergii Dystrybucja.

Powyższe ryzyko zmaterializowało się w I półroczu 2022 w odniesieniu do jednego z projektów będących aktualnie w posiadaniu Grupy, tj. Elektrociepłowni Nowa Sarzyna. W czerwcu 2022 r. Prezes URE zatwierdził nową taryfę Elektrociepłowni Nowa Sarzyna, która nie pokrywała wysokich cen zakupu gazu, które znacznie wzrosły w konsekwencji wojny w Ukrainie. Analogiczne ryzyko związane z taryfą na ciepło może zmaterializować się w III kwartale 2023 i latach następnych, w odniesieniu do Elektrociepłowni Nowa Sarzyna ze względu na niestabilne otoczenie polityczne i makroekonomiczne. 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 niezmienną 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 PLN 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. Spółka spodziewa się znaczącego negatywnego wpływu Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych na wyniki finansowe jakie Grupa osiągnęłaby w 2023 r. w porównaniu do przypadku, gdyby ustawa nie została wprowadzona.

Jednym z zasadniczych rozwiązań wprowadzonych przez Ustawę o Środkach Nadzwyczajnych jest ustanowienie ustawowych limitów przychodów osiąganych ze sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców i spółki obrotu, które mają obowiązywać do 31 grudnia 2023 r. Powyższa regulacja w sposób fundamentalny zmienia zasady funkcjonowania podmiotów na rynku energii elektrycznej. W szczególności widoczne jest to w przypadku instalacji OZE dla których ustawodawca urzędowo wprowadza możliwą do osiągnięcia cenę sprzedaży energii elektrycznej nie biorąc pod uwagę indywidualnych uwarunkowań ekonomicznych projektu, jak również strategii komercjalizacji inwestycji przez inwestora.

Negatywny wpływ Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych na Grupę może zostać pogłębiony ze względu na ewentualne kolejne nowelizacje tej ustawy. Przykładowo, w ramach nowelizacji z marca 2023 r. poszerzona została definicja ceny rynkowej, która obejmuje cenę energii elektrycznej netto określoną w PLN/MWh ustaloną w ramach: umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rynku bilansującego energii elektrycznej lub umowy związanej ze sprzedażą energii elektrycznej obejmującej w szczególności instrumenty finansowe lub gwarancje pochodzenia, w których dodatkowe rozliczenia pieniężne zależą od ilości lub wartości sprzedanej energii elektrycznej. W czerwcu 2023 r. Sejm przyjął nowelizację Prawa Energetycznego, zgodnie z którą należy przekazywać w ramach odpisu odpowiednio 97 proc. sumy przychodów ze sprzedaży gwarancji pochodzenia oraz z rozliczeń dokonywanych w ramach instrumentów finansowych (Senat w ramach zgłoszonych poprawek wykreślił z projektu ustawy ten przepis; projekt ustawy jest obecnie ponownie w Sejmie; jednakże zbliżona regulacja zawarta jest w odrębnie procedowanym projekcie ustawy, rozpoznawanym obecnie przez Senat).

Nie można również wykluczyć wydłużenia okresu obowiązywania Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych na kolejne lata (w przypadku ponownego wzrostu cen energii elektrycznej). Przedmiotowa ustawa została wprowadzona w celu minimalizacji wpływu na odbiorców końcowych drastycznych wzrostów cen energii, które miały miejsce na skutek wybuchu wojny w Ukrainie i spowodowanego przez to kryzysu na globalnych rynkach energii. Wydłużenie okresu obowiązywania Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych na kolejne lata miałyby istotny negatywny wpływ na wyniki finansowe Grupy.

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 na bieżąco monitoruje sytuację na rynku energii, dzięki czemu zakupy energii elektrycznej dokonywane są w momencie, gdy ceny energii kształtują się na poziomie możliwie najkorzystniejszym dla Grupy i jednocześnie nie wpływają negatywnie na płynność spółki.

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 przyznanых 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 osiągnięte 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 pierwszej połowie 2023 roku ze względu na liczne ograniczenia regulacyjne i ustabilizowanie się cen poziom kosztów profilu znacząco spadł w stosunku do 2022 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 wsparcie w ramach systemu aukcyjnego również w pierwszej połowie 2023 roku jest czynnikiem działającym niekorzystnie na przychody źródeł OZE uczestniczących w aukcji (w stosunku do możliwych do uzyskania cen rynkowych).

Niezależnie od powyższego, wzrost cen samej energii elektrycznej zasadniczo pozytywnie wpływa na wyniki związane z produkcją energii z OZE pod warunkiem, że dotyczy 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 Emitent 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 istotny wynik (zarówno pozytywny jak i negatywny), niewspółmierny do pierwotnych założeń.

Do końca 2023 roku na rynku bilansującym działają ograniczenia w maksymalnych cenach ofertowych, a także maksymalne stawki sprzedaży energii m.in. ze źródeł OZE. Nadwyżka ponad limit cenowy obliczana jest każdego dnia i musi być przekazywana do Zarządcy Rozliczeń. Dodatkowo spółki obrotu w okresach dziesięciodniowych muszą kalkulować cenę sprzedaży energii i cenę jej zakupu – różnicę tych cen pomniejszoną o 1-3,5% marży w zależności od kierunku sprzedaży muszą 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.

Segment lądowych farm wiatrowych w roku 2023 został zabezpieczony w znacznej części portfela na rynku terminowym z cenami niższymi niż aktualnie wykonujące się notowania na rynku bieżącym. Istnieje ryzyko, że przy 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, jednocześnie po znacznie wyższych cenach. 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 wiatrowych oraz źródeł fotowoltaicznych 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 2022 roku wyprodukowała około 1.05 TWh energii elektrycznej.

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 znaczącą 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.

Wolumeny transakcji zabezpieczających sprzedaż energii elektrycznej pochodzącej z aktywów wytwórczych są zabezpieczane na rynku terminowym TGE i wymagają utrzymywania odpowiedniego poziomu depozytów zabezpieczających, których wysokość uzależniona jest od notowań indeksów giełdowych i może podlegać znacznym wahanom. 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

Wzrost cen kontraktów terminowych na gaz ziemny wraz z wysokimi cenami uprawnień za emisję dwutlenku węgla i nienadążający za nimi wzrost cen energii pociąga 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 pierwszej połowie 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.

Rynkowa nadpodaż zielonych certyfikatów jest systematycznie redukowana i ze względu na wzrost zużycia energii i zabezpieczanie się podmiotów na przyszłe lata jej potencjalny efekt jest niwelowany i przesuwany jest na ostatnie lata działania systemu.

Zgodnie z aktualnym projektem rozporządzenia 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%.

Grupa ogranicza na bieżąco ekspozycję na ryzyko spadku ceny zielonych certyfikatów poprzez wcześniejsze zabezpieczanie ceny sprzedaży certyfikatów odpowiadających produkcji energii w kolejnych latach. W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko zmaterializowało się.

#### 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 CO<sub>2</sub>, 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 ograniczeniu 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 EC 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 osiągnięcie przez Grupę gorszych wyników finansowych, niż miałyby 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 osiągnięcie 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.

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.

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.

W chwili obecnej projekty FW Grabowo i FW Piekło realizowane są zgodnie z zakładanym harmonogramem. FW Piekło uzyskała Pozwolenie na Użytkowanie i koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej. FW Grabowo również zakończyła prace. W lipcu 2023 uzyskała Pozwolenie na Użytkowanie. Wniosek o udzielenie koncesji zostanie złożony w sierpniu 2023 r.

Harmonogram realizacji projektu PV Strzelino zakłada jego ukończenie zgodnie z planem, tj. w terminie aukcyjnym, a dodatkowo nowelizacja ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz.U. z 2022 r. poz. 2687), w art. 74 ust. 1 wydłużyła termin sprzedaży po raz pierwszy energii z instalacji z 24 miesięcy na 33 miesiące, po złożeniu stosownego oświadczenia przez inwestora do Prezesa URE, co daje bezpieczny zapas czasowy.

W chwili obecnej prace budowlano montażowe realizowane w projekcie PV Strzelino przebiegają zgodnie z harmonogramem.

#### 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.

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 spowodowane wyższymi cenami stali, miedzi, aluminium, które są kluczowymi surowcami do budowy komponentów morskich farm wiatrowych. Dalsze czynniki kosztotwórcze to wzrost cen paliw, wpływający bezpośrednio na koszty usług instalacyjnych. Wszystkie te czynniki mogą spowodować wzrost kosztów rozwoju i budowy projektów. Spółka zarządza ryzykiem poprzez wykorzystanie globalnej pozycji partnera w projekcie rozwijania morskich farm wiatrowych na Morzu Bałtyckim (Equinor), który prowadzi postępowania zakupowe wykorzystując pełen potencjał 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 większej liczby fundamentów kratownicowych (typu jacket) niż pierwotnie zakładano. Fundamenty te są lepiej przystosowane do trudniejszych warunków geologicznych niż fundamenty rurowe (typu monopali), są jednak droższe, ze względu na większą ilość stali niezbędną do ich budowy. 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.

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 organizacja łańcucha dostaw. Są to procesy ściśle ze sobą powiązane, wymagające bardzo sprawnej i profesjonalnej koordynacji i zarządzania. W ich realizację zaangażowane są liczne firmy doradcze i projektowe, zewnętrzne zespoły ds. zezwoleń, zakupów, inżynierii, zarządzania interesariuszami u 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 związane z kondycją finansową klientów i kontrahentów

W obszarze energetyki przemysłowej Grupa uzyskuje przychody na podstawie długoterminowych umów dostaw energii elektrycznej i ciepłej zawieranych z jednym lub kilkoma odbiorcami. Kondycja finansowa klientów i ich zdolność do regulowania zobowiązań wobec spółek 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 Emitent dokonuje kompleksowej weryfikacji potencjalnych klientów, także z udziałem konsultantów zewnętrznych, pod kątem ich zdolności do wywiązywania się ze zobowiązań wobec Emitenta, a także perspektyw kształtowania się sytuacji w branżach, w których działają. Grupa dobiera klientów z zachowaniem wszelkiej staranności z branż o dobrym potencjale rynkowym. Spółka szczegółowo analizuje proces technologiczny oraz zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepłą klienta, a rozpoczęcie projektu poprzedza kilkumiesięczna współpraca obu stron.

W związku ze wzrostem prawdopodobieństwa pogorszenia się sytuacji finansowej niektórych przedsiębiorstw w związku z trudną sytuacją makroekonomiczną Grupa identyfikuje ryzyko zwiększenia poziomu nieściągalnych należności. Powyższe zostało uwzględnione w modelu szacowania ryzyka kredytowego, co skutkowało na dzień 30 czerwca 2023 r. łącznym odpisem na nieściągalne należności w wysokości 20 573 tys. PLN.

W przypadku pogorszenia się sytuacji finansowej klientów podmiotów z Grupy, w szczególności w związku z pogorszeniem się sytuacji gospodarczej, a także w przypadku wystąpienia innych czynników takich jak,

między innymi, wzmożona konkurencja na rynku, na którym działa Grupa, nie można wykluczyć utraty klientów lub kontrahentów przez Grupę, co mogłoby negatywnie wpłynąć na sytuację finansową Emitenta 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 br. 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 z prośbą CIME o przedłużenie terminu spłaty i podjęcie rozmów dotyczących rozwiązania sytuacji, zaś Polenergia Obrót S.A. potwierdziła brak płatności faktur za okres rozliczeniowy obejmujący styczeń 2023 r. i luty 2023 r. 24 marca 2023 r. Polenergia Obrót S.A. skierowała 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”).

14 lipca 2023 r. Polenergia Obrót S.A. oraz CIME Krzanowice III sp. z o.o. („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. będzie odbierała 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.

Ponadto, w uzupełnieniu postanowień biznesowych, wynikających ze wskazanych powyżej umów, Polenergia Obrót S.A. oraz CIME zawarły umowę częściowo rozwiązującą ISDA w zakresie transakcji od dnia zawarcia tej umowy do końca 2023 r.

#### Ryzyko dotyczące sporu z Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o. oraz Tauron Polska Energia S.A.

Spółki zależne Spółki – Amon sp. z o.o. („Amon”) oraz Talia sp. z o.o. („Talia”), każda z osobna, złożyły powództwa o stwierdzenie bezskuteczności oświadczeń o wypowiedzeniu przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. („PKH”) (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. W powyższych sprawach zapadały wyroki wstępne i częściowe na korzyść Amon i Talia. Zostały one zaskarżone apelacją przez pozwanego.



W dniu 20 grudnia 2021 roku Sąd Apelacyjny w Gdańsku ogłosił wyrok w sprawie z powództwa Talia przeciwko PKH, którym w całości oddalił obydwie apelacje wniesione przez PKH, tj. zarówno: (i) apelację od wyroku Sądu Okręgowego w Gdańsku z dnia 6 marca 2020 roku; jak i (ii) apelację od wyroku Sądu Okręgowego w Gdańsku z dnia 8 września 2020 roku.

Talia, po wydaniu przez Sąd Apelacyjny w Gdańsku wyroku z dnia 20 grudnia 2021 r., otrzymała od PKH pismo, w którym PKH informuje Talia o swojej gotowości do wykonywania obowiązków i uprawnień płynących z tego wyroku, a więc przystąpienia do wykonywania wyżej wskazanych umów i tego samego oczekuje od Talia. Talia stoi na stanowisku, iż wyrok z dnia 20 grudnia 2021 r. przesądził, iż umowy nie zostały przez PKH skutecznie wypowiedziane i obowiązywały również do chwili wydania tego wyroku. W związku z powyższym Talia przed przystąpieniem do wykonywania umów domaga się od PKH uregulowania zaległości za okres niewykonywania umów w latach 2015-2021 oraz przedstawienia jasnej deklaracji, że PKH będzie wykonywać umowy do końca okresu na jaki zostały zawarte. PKH w dniu 16 sierpnia 2022 r. wniosła skargę kasacyjną do Sądu Najwyższego od wyroku Sądu Apelacyjnego w Gdańsku z dnia 20 grudnia 2021 r.

W dniu 17 listopada 2022 r. Sąd Apelacyjny w Gdańsku ogłosił wyrok w sprawie z powództwa Amon Sp. z o.o. przeciwko PKH, którym w całości oddalił apelację wniesioną przez PKH od wyroku Sądu Okręgowego w Gdańsku z dnia 25 listopada 2019 roku, sygn. akt IX GC 449/15. Wyrok jest prawomocny.

Amon, po wydaniu przez Sąd Apelacyjny w Gdańsku wyroku z dnia 17 listopada 2022 r., otrzymał od PKH pismo, w którym PKH informuje Amon o swojej gotowości do wykonywania obowiązków i uprawnień płynących z tego wyroku, a więc przystąpienia do wykonywania wyżej wskazanych umów i tego samego oczekuje od Amon. Amon stoi na stanowisku, iż wyrok z dnia 17 listopada 2022 r. przesądził, iż umowy nie zostały przez PKH skutecznie wypowiedziane i obowiązywały również do chwili wydania tego wyroku. W związku z powyższym Amon przed przystąpieniem do wykonywania umów domagać się będzie od PKH uregulowania zaległości za okres niewykonywania umów w latach 2015-2022 oraz przedstawienia jasnej deklaracji, że PKH będzie wykonywać umowy do końca okresu na jaki zostały zawarte. Amon w dniu 17 marca 2023 r. w formie elektronicznej a w dniu 21 marca 2023 r. w formie listownej otrzymał pismo PKH wzywające Amon do zapłaty kwoty 55.691.856,47 złotych tytułem kar umownych za nieprzeniesienie praw majątkowych na PKH w okresie od sierpnia 2019 r. do lutego 2023 r. Amon uznaje otrzymane wezwanie za całkowicie bezpodstawne i stanowiące element toczących się już procesów sądowych z powództwa Amon przeciwko PKH.

W dniu 16 maja 2023 r. Sąd Okręgowy w Gdańsku doręczył Amon postanowienie z dnia 2 maja 2023 r., którym pozostawił pozew wzajemny PKH 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 r. PKH wniosła skargę kasacyjną od wyroku Sądu Apelacyjnego w Gdańsku z dnia 17 listopada 2022 r.

Amon oraz Talia z końcem kwietnia 2018 r. wniosły pozew przeciwko Tauron Polska Energia S.A. Podstawą deliktowej odpowiedzialności odszkodowawczej Tauron jest 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 dzień publikacji sprawozdania, po modyfikacjach roszczeń, wysokość dochodzonych roszczeń z tytułu odszkodowania wynosi w przypadku Amon 78.204.905,55 PLN, a w przypadku Talia 53.127.847,08 PLN. Wskazane kwoty nie obejmują dochodzonych przez spółki odsetek. Wartość przedmiotu sporu

uwzględniając szacunki co do ustalenia odpowiedzialności Tauron za szkody przyszłe z dnia wytoczenia powództwa w przypadku Amon wynosi ponad 236 mln PLN, a w przypadku Talia ponad 160 mln PLN.

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

Eolos Polska sp. z o.o. („Eolos”) dochodzi pozwem o zapłatę, solidarnie od dwóch spółek z Grupy: Certyfikaty sp. z o.o. i Polenergia Obrót S.A. oraz od spółki Green Stone Solutions sp. z o.o. (uprzednio: Polenergia Usługi sp. z o.o.) 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 w łącznej kwocie ponad 27 mln PLN. Pozwane spółki wnoszą o oddalenie powództwa. Na rozprawie w dniu 24 marca 2021 r. w trybie online, zostały przesłuchane strony. Sąd postanowił o kontynuowaniu postępowania dowodowego, w tym powołania biegłego w sprawie. Obecnie trwa oczekiwanie na sporządzenie opinii przez biegłego.

#### Ryzyko dotyczące sporu z Jeronimo Martins Polska S.A.

Polenergia Obrót S.A. łączyły umowy sprzedaży energii na rok 2022 zawarte z Jeronimo Martins Polska S.A. („JMP”), które zostały przez Polenergia Obrót S.A. wypowiedziane ze skutkiem na dzień 30 czerwca 2022 r. W związku z rozwiązaniem przedmiotowych umów, JMP wystosowała do Polenergia Obrót S.A. wezwania do zapłaty kwoty 3,5 mln zł oraz kwoty 36 mln zł tj. łącznie kwoty 39,5 mln zł. Roszczenia zgłoszone przez JMP dotyczą okresów przypadających po dniu wygaśnięcia umów sprzedaży, wobec czego Spółka uważa je za bezpodstawne. Tym samym Spółka uznaje również za bezskuteczne oświadczenie JMP o potrąceniu żądanych kwot z należnościami Spółki wobec JMP.

W związku z tym dnia 1 grudnia 2022 roku Polenergia Obrót S.A. złożyła w Sądzie Okręgowym w Warszawie pozew przeciwko JMP, w którym żąda zapłaty kwoty 40.853.352,00 złotych 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 39.528.578 złotych oraz kwotę 1.324.774,00 złotych 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.

#### 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 Wydierżawiający. 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. Wyrok nie jest prawomocny.

### Ryzyko wynikające ze stosowania rachunkowości zabezpieczeń do zabezpieczania przepływów środków pieniężnych

Na dzień 30 czerwca 2023 roku, Grupa rozpoznała w innych całkowitych dochodach stanowiących część kapitałów własnych -58 797 tys. zł (2022: 108 130 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 30 czerwca 2023 roku, Grupa posiadała następujące instrumenty zabezpieczające dla celów stosowania zasad rachunkowości zabezpieczeń.

#### **Transakcje zabezpieczające ryzyko zmian stóp procentowych.**

<b>Data zapadalności instrumentu zabezpieczającego</b>	<b>Wartość zabezpieczenia</b>	<b>Wysokość zabezpieczonej stopy procentowej</b>	<b>Instrument</b>
29.09.2025	35 756	0,52%	IRS
29.06.2026	20 872	0,56%	IRS
26.02.2027	7 124	1,25%	IRS
26.02.2027	1 181	1,25%	IRS
15.12.2027	97 003	0,75%	IRS
29.03.2028	119 158	0,79%	IRS
18.12.2028	0	5,19%	IRS *
22.12.2031	8 702	2,60%	IRS
21.06.2033	8 880	5,67%	IRS
12.12.2033	24 990	6,71%	IRS
12.12.2033	24 990	6,71%	IRS
13.03.2034	130 545	6,65%	IRS
30.06.2034	12 065	0,89%	IRS
11.06.2035	139 574	1,10%	IRS
10.09.2035	416 007	1,20%	IRS
31.12.2035	17 537	2,39%	IRS
11.03.2036	104 867	2,22%	IRS
<b>Razem</b>	<b>1 169 251</b>		

\*) Instrument typu „forward-starting IRS”, na dzień 30 czerwca 2023 roku wolumen wyniósł 0.

#### **Transakcje zabezpieczające ryzyko zmian kursów walutowych.**

<b>Data zapadalności instrumentu zabezpieczającego</b>	<b>Wartość zabezpieczenia</b>	<b>Kurs zabezpieczenia</b>	<b>Instrument</b>
2023.Q3	3 500 EUR	4,5516	Forward
<b>Razem</b>	<b>3 500 EUR</b>		

### 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 niezgodnienia 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. Na dzień publikacji Sprawozdania:

- banki finansujące budowę i rozwój FW Polenergia FW 1 potwierdziły, że nie skorzystają z uprawnień zastrzeżonych na wypadek wystąpienia przypadku naruszenia do wcześniejszej z następujących dat: (i) 30 września 2023 r.; lub (ii) daty uznania przez banki finansujące, że nie nastąpił przypadek naruszenia, a w przypadku stwierdzenia, że przypadek naruszenia wystąpił, do dnia udzielenia przez banki finansujące waivera („Okres Standstill”). Warunkiem zastrzeżonym przez banki jest ograniczenie możliwości dokonywania dystrybucji (w tym wypłaty dywidendy) w Okresie Standstill przez spółki projektowe Grupy, które pozyskały finansowanie na podstawie umowy kredytu, której dotyczy ww. oświadczenie banków, tj. Polenergia FW 1, Polenergia Farma Wiatrowa 4 sp. z o.o. oraz Polenergia Farma Wiatrowa 6 sp. z o.o..

- Spółka nie może wykluczyć, że prowadzone negocjacje zakończą się niepowodzeniem, a spór o zasadność wypowiedzenia zostanie skierowany na drogę sądową; oraz

- Spółka nie może wykluczyć, że pomimo, że do tej pory spór z wdzierzawiającym nie miał wpływu na funkcjonowanie Polenergia FW 1, nie zmieni się to w przyszłości.

W ocenie Spółki, ze względu na bezskuteczność wypowiedzenia umowy dzierżawy ryzyko powstania istotnych negatywnych skutków finansowych i operacyjnych w związku z opisanym powyżej przypadkiem materializacji omawianego ryzyka jest niskie.

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

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

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

Informacje na temat akcjonariatu Emitenta zostały przedstawione w nocie 17 do Śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Polenergia S.A.

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

Trwa spór sądowy pomiędzy spółkami Amon Sp. z o.o. i Talia Sp. z o.o. a spółką Tauron Polska Energia S.A. oraz spółką zależną Tauron – Polska Energia-Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o. Szczegółowe informacje zostały przedstawione w punkcie 8 „Ryzyko dotyczące sporu z Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. oraz Tauron Polska Energia S.A.”

Informacje w sprawie powództwa Eolos Polska Sp. z o.o. względem spółek zależnych Certyfikaty Sp. z o.o. i Polenergia Obrót S.A. oraz Polenergia Usługi Sp. z o.o. zostały opisane w punkcie 8 „Ryzyko dotyczące sporu z Eolos Polska Sp. z o.o.”

Informacje na temat sporu pomiędzy Polenergia Obrót S.A., a Jeronimo Martins Polska S.A. zostały przedstawione w punkcie 8 „Ryzyko dotyczące sporu z Jeronimo Martins Polska S.A.”

Pozostałe sprawy sporne z kontrahentami zostały opisane w punkcie 8 „Ryzyko dotyczące działań kontrahenta”.

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

---

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

Informacje na temat transakcji z podmiotami powiązаныmi Emitenta zostały przedstawione w nocie 32 do Śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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

Informacje o udzieleniu przez emitenta lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji – łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej zostały przedstawione w nocie 22 do Śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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

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

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

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

- poziom wietrzności w rejonie lokalizacji farm wiatrowych Puck, Łukaszów, Modlikowice, Gawłowice, Rajgród, Skurpie, Mycielin, Krzęcin, Szymankowo, Dębsk, Kostomłoty, Piekło i Grabowo
- poziom nasłonecznienia w rejonie lokalizacji farm fotowoltaicznych Sulechów i Buk
- ceny energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów,
- regulacje prawne mające wpływ na działalność Emitenta,
- ewentualne wahania cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i gazu ziemnego,
- kondycja finansowa klientów spółek z Grupy
- sytuacja makroekonomiczna Polski,
- poziom rynkowych stóp procentowych,
- dostępność i koszt finansowania dłużnego,
- rozwój sytuacji w związku z konfliktem zbrojnym w Ukrainie.