

Grupa Kapitałowa Polenergia S.A.

**PÓŁROCZNE SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ POLENERGIA
ZA OKRES 6 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY DNIA 30 CZERWCA 2024 ROKU**

Jerzy Waław Zań – Prezes Zarządu

Andrzej Filip Wojciechowski – Wiceprezes
Zarządu

Iwona Maria Sierżęga – Członkini Zarządu

Piotr Łukasz Maciołek – Członek Zarządu

Adam Mariusz Purwin – Członek Zarządu

Warszawa, 20 sierpnia 2024 roku

Spis treści

| | | |
|-----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1. | Łączny rachunek zysków i strat za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2024 roku | 3 |
| 2. | Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2024 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..... | 26 |
| 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 | 26 |
| 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 straty w roku obrotowym, a także omówienie perspektyw rozwoju działalności emitenta przynajmniej w najbliższym roku obrotowym | 26 |
| 6. | Zwięzły opis istotnych dokonań lub niepowodzeń Emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących | 28 |
| 7. | Stanowisko Zarządu odnośnie możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie półrocznym | 28 |
| 8. | Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń z określeniem, w jakim stopniu emitent jest na nie narażony | 28 |
| 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 | 42 |
| 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: | 42 |
| 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 | 43 |
| 12. | Informacje o zawarciu przez emitenta lub jednostkę od niego zależną jednej lub wielu transakcji z podmiotami powiązanymi, jeżeli pojedynczo lub łącznie są one istotne i zostały zawarte na innych niż rynkowe warunkach, z wyjątkiem transakcji zawieranych przez emitenta będącego funduszem z podmiotem powiązanym, wraz ze wskazaniem ich wartości, przy czym informacje dotyczące poszczególnych transakcji mogą być zgrupowane według rodzaju, z wyjątkiem przypadku, gdy informacje na temat poszczególnych transakcji są niezbędne dla zrozumienia ich wpływu na sytuację majątkową, finansową i wynik finansowy emitenta | 45 |
| 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 | 45 |
| 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 | 45 |
| 15. | Wskazanie czynników, które w ocenie Emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału | 45 |

1. Łączny rachunek zysków i strat za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2024 roku

W okresie sześciu miesięcy zakończonych 30 czerwca 2024 r. Grupa Polenergia („Grupa”) osiągnęła wyniki na poziomie EBITDA oraz skorygowanego zysku netto wynoszących odpowiednio 394,6 mln zł oraz 222,4 mln zł, co stanowi wzrost w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o odpowiednio 85,7 mln zł i 52,6 mln zł.

| Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN) | 6M 2024 | 6M 2023 | Zmiana r/r | Zmiana r/r [%] | 2 kwartał 2024 | 2 kwartał 2023 | Zmiana r/r | Zmiana r/r [%] |
|---------------------------------------------|------------------|------------------|----------------|----------------|----------------|------------------|----------------|----------------|
| Przychody ze sprzedaży, w tym: | 2 104,8 | 2 838,1 | (733,2) | -26% | 913,6 | 1 371,1 | (457,5) | -33% |
| segment obrotu i sprzedaży | 1 488,8 | 2 341,8 | (852,9) | | 647,9 | 1 136,1 | (488,2) | |
| pozostałe | 616,0 | 496,3 | 119,7 | | 265,7 | 235,0 | 30,7 | |
| Koszt własny sprzedaży, w tym: | (1 650,1) | (2 484,2) | 834,1 | -34% | (716,3) | (1 237,6) | 521,3 | -42% |
| segment obrotu i sprzedaży | (1 366,8) | (2 191,5) | 824,7 | | (577,3) | (1 074,6) | 497,2 | |
| pozostałe | (283,3) | (292,7) | 9,4 | | (139,0) | (163,0) | 24,1 | |
| Zysk brutto ze sprzedaży | 454,7 | 353,8 | 100,9 | 29% | 197,3 | 133,5 | 63,8 | 48% |
| Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu | (137,9) | (124,0) | (13,9) | | (73,5) | (62,5) | (11,0) | |
| Pozostałe przychody/koszty operacyjne | (8,9) | 2,4 | (11,3) | | (7,0) | (2,1) | (4,9) | |
| Rozliczenie ceny aukcyjnej | 0,1 | (0,6) | 0,7 | | (0,3) | (0,6) | 0,3 | |
| A Zysk operacyjny (EBIT) | 307,9 | 231,6 | 76,3 | 33% | 116,6 | 68,3 | 48,3 | 71% |
| Amortyzacja | 86,7 | 77,2 | 9,5 | | 41,7 | 39,3 | 2,4 | |
| Odpisy aktualizujące | - | 0,1 | (0,1) | | - | 0,0 | (0,0) | |
| EBITDA | 394,6 | 308,9 | 85,7 | 28% | 158,3 | 107,6 | 50,7 | 47% |
| B Przychody finansowe | 26,0 | 23,0 | 3,0 | | 12,0 | 12,5 | (0,5) | |
| C Koszty finansowe | (58,1) | (45,3) | (12,9) | | (28,1) | (23,0) | (5,2) | |
| A+B+C Zysk (strata) brutto | 275,8 | 209,3 | 66,5 | 32% | 100,4 | 57,8 | 42,6 | 74% |
| Podatek dochodowy | (55,4) | (42,0) | (13,4) | 32% | (20,7) | (11,3) | (9,4) | 83% |
| Zysk netto | 220,4 | 167,3 | 53,1 | 32% | 79,7 | 46,5 | 33,2 | 71% |
| Korekty normalizujące: | | | | | | | | |
| Alokacja Ceny Nabycia (PPA) | 0,1 | 1,4 | (1,3) | | 0,1 | 0,7 | (0,6) | |
| Różnice kursowe | 0,5 | (0,5) | 0,9 | | 0,1 | (0,3) | 0,4 | |
| Wycena kredytów metodą zamorzywanego kosztu | 1,5 | 1,5 | 0,0 | | 0,8 | 0,8 | 0,0 | |
| Odpisy aktualizujące** | - | 0,1 | (0,1) | | - | 0,0 | (0,0) | |
| Skorygowany Zysk (Strata) Netto* | 222,4 | 169,8 | 52,6 | 31% | 80,6 | 47,6 | 33,0 | 69% |
| EBITDA | 394,6 | 308,9 | 85,7 | 28% | 158,3 | 107,6 | 50,7 | 47% |
| Marża EBITDA | 18,7% | 10,9% | 7,9% | | 17,3% | 7,8% | 9,5% | |
| EBITDA (bez segmentu obrotu) | 365,3 | 238,5 | 126,9 | 53% | 136,8 | 85,1 | 51,7 | 61% |
| Marża EBITDA (bez segmentu obrotu) | 59,3% | 48,1% | 11,3% | | 51,5% | 36,2% | 15,3% | |

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

***) Odwrócenie odpisów związanych z deweloperem

Przychody ze sprzedaży Grupy Polenergia za dwa kwartały 2024 r. były niższe o 733,2 mln zł, co jest spowodowane głównie niższymi przychodami w segmencie obrotu i sprzedaży (o 852,9 mln zł) oraz gazu i czystych paliw (o 36,5 mln zł), skompensowanymi częściowo przez wyższe przychody w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 127,8 mln zł) oraz dystrybucji (o 21,6 mln zł).

Wynik EBITDA w omawianym okresie wyniósł 394,6 mln zł i był wyższy o 85,7 mln zł w stosunku do wyniku z analogicznego okresu ubiegłego roku głównie ze względu na wyższy wynik w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 103,8 mln zł), co jest głównie konsekwencją wyższych cen energii elektrycznej uzyskanych przez farmy, z uwagi na brak przedłużenia na 2024 r. zamrożenia cen energii elektrycznej dla wytwórców oraz wyższej produkcji, związanej z rozpoczęciem eksploatacji farm wiatrowych Grabowo (44 MW) i Piekło (13,2 MW) w trzecim kwartale 2023 r. Wyższy skorygowany wynik EBITDA w porównaniu do wyniku z analogicznego okresu roku ubiegłego odnotowano również w segmencie dystrybucji głównie z uwagi na wyższą marżę jednostkową na sprzedaży energii w tym okresie 2024 r. oraz wyższą marżę na dystrybucji energii elektrycznej. Wynik został częściowo skompensowany przez niższy wynik w segmencie obrotu i sprzedaży (o 41,1 mln zł) co wynika głównie z niższej marży na handlu energią elektryczną z aktywów OZE wskutek zmiany modelu rozliczeniowego uwzględniającego wyższą cenę zakupu z projektów OZE, niższego wyniku na pozostałej działalności w obszarze energetyki prosumenckiej w konsekwencji opóźnienia uruchomienia programu Mój Prąd 6.0 oraz wyższych kosztów operacyjnych w związku z rozwojem skali działalności Grupy.

W drugim kwartale 2024 r. Grupa Polenergia odnotowała spadek przychodów ze sprzedaży o 457,5 mln zł w stosunku do przychodów osiągniętych w analogicznym okresie roku poprzedniego, na co wpływ miały niższe przychody ze sprzedaży segmentu obrotu i sprzedaży (o 488,2 mln zł) oraz niższe przychody w segmencie gazu i czystych paliw (o 34,6 mln zł), skompensowane częściowo przez wyższe przychody ze sprzedaży w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 49,2 mln zł) oraz dystrybucji (o 10,3 mln zł).

Wynik EBITDA Grupy w samym drugim kwartale 2024 r. wyniósł 158,3 mln zł i był wyższy o 50,7 mln zł w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego. Przyczyniły się do tego głównie wyższy wynik w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 45,5 mln zł) głównie w wyniku wyższych cen energii elektrycznej uzyskanych przez farmy, z uwagi na brak przedłużenia na 2024 r. zamrożenia cen energii elektrycznej dla wytwórców oraz wyższej produkcji, związanej z rozpoczęciem eksploatacji farm wiatrowych Grabowo (44 MW) i Piekło (13,2 MW) w trzecim kwartale 2023 r., wyższy wynik w segmencie dystrybucji (o 8,7 mln zł) głównie z uwagi na wyższą marżę jednostkową na sprzedaży energii w tym okresie 2024 r. oraz wyższa marża na dystrybucji energii elektrycznej i lepszy wynik segmentu fotowoltaiki (o 3,8 mln zł) ze względu na wyższą produkcję energii, głównie z uwagi na uruchomienie farmy fotowoltaicznej Strzelino (45,2 MWp). Powyższy wynik został częściowo skompensowany przez niższy wynik w segmencie niealokowanych (o 4,1 mln zł), gazu i czystych paliw (o 2,2 mln zł) oraz obrotu i sprzedaży (o 1,0 mln zł).

W okresie sześciu miesięcy 2024 r. skorygowany zysk netto Grupy wyniósł 222,4 mln zł, co stanowi wzrost w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku ubiegłego o 52,6 mln zł. W samym drugim kwartale 2024 r. skorygowany zysk netto Grupy wyniósł 80,6 mln zł, co stanowi wzrost w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku ubiegłego o 33,0 mln zł. Wzrost skorygowanego zysku netto w wyżej wymienionych okresach był spowodowany głównie opisanymi powyżej czynnikami wpływającymi na skorygowany wynik EBITDA, wyższą amortyzacją wynikającą ze wzrostu mocy wytwórczych oraz amortyzacją utworzonej rezerwy na demontaż i wzrostem kosztów finansowych wynikającym z zaciągnięcia nowych kredytów inwestycyjnych.

2. Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2024 roku oraz pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy

| Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN) | Lądowe Farmy Wiatrowe | Fotowoltaika | Gaz i Czyste Paliwa | Obrót i Sprzedaż | Dystrybucja | Niealokowane | RAZEM |
|--------------------------------------|--------------------------|--------------|------------------------|---------------------|-------------|--------------|-------|
| EBITDA 6M 2024 | 353,3 | 10,0 | 1,2 | 29,3 | 28,5 | (27,7) | 394,6 |
| EBITDA 6M 2023 | 249,6 | 5,3 | 1,9 | 70,4 | 4,2 | (22,5) | 308,9 |
| Zmiana: | 103,8 | 4,7 | (0,6) | (41,1) | 24,3 | (5,2) | 85,7 |

W pierwszym półroczu 2024 r. segment lądowych farm wiatrowych (493 MW; wzrost o 57,2 MW w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego) zanotował wynik EBITDA wyższy o 103,8 mln zł w porównaniu do wyniku z analogicznego okresu roku ubiegłego. Wzrost wyników segmentu w pierwszym półroczu 2024 r. w porównaniu do wyników pierwszego półrocza 2023 r. jest konsekwencją wyższych cen energii elektrycznej uzyskanych przez farmy, z uwagi na brak przedłużenia na 2024 r. zamrożenia cen energii elektrycznej dla wytwórców oraz wyższej produkcji, związanej z rozpoczęciem eksploatacji farm wiatrowych Grabowo (44 MW) i Piekło (13,2 MW) w trzecim kwartale 2023 r. Powyższe zostało częściowo skompensowane przez niższe niż w poprzednim roku uzyskane przez farmy ceny sprzedaży zielonych certyfikatów oraz wzrost kosztów operacyjnych związany m.in. z rozpoczęciem eksploatacji farm wiatrowych Grabowo i Piekło.

Segment gazu i czystych paliw zanotował spadek o 0,6 mln zł w porównaniu do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego głównie wskutek niższego wyniku na sprzedaży ciepła powiększonego przez wyższy wynik na optymalizacji pracy ENS oraz wyższy wynik na usługach systemowych. Wynik na działalności w drugim kwartale 2024 r. był niższy od wyniku w analogicznym okresie ubiegłego roku o

2,2 mln zł, na co miał wpływ głównie niższy wynik na sprzedaży ciepła.

Segment obrotu i sprzedaży zanotował w pierwszym półroczu 2024 r. spadek wyniku EBITDA o 41,1 mln zł w porównaniu do wyniku zanotowanego w analogicznym okresie roku ubiegłego. Wpływ na spadek wyniku miały: i) niższy wynik na handlu energią elektryczną z aktywów OZE wskutek zmiany modelu rozliczeniowego uwzględniającego wyższą cenę zakupu z projektów OZE, ii) niższy wynik na pozostałej działalności w obszarze energetyki prosumenckiej w konsekwencji opóźnienia uruchomienia programu Mój Prąd 6.0, iii) niższy wynik na handlu certyfikatami z farm wiatrowych w związku ze spadkiem cen sprzedaży zielonych certyfikatów, iv) wyższe koszty operacyjne w związku z rozwojem skali działalności Grupy. Spadek wyniku w pierwszym półroczu 2024 r. został częściowo skompensowany przez: i) wyższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej będący konsekwencją niższego kosztu profilu zużycia klientów końcowych, ii) wyższy wynik na agregacji OZE głównie w związku z dodatkową marżą na sprzedaży zielonych certyfikatów, iii) wyższy wynik na handlu i obsłudze biznesu związany głównie z efektem niskiej bazy wynikającej z rozkładu czasowego realizacji transakcji w 2023 r. (nierozpoznanie dodatkowej marży na transakcjach realizowanych w drugiej połowie roku). W samym drugim kwartale 2024 r. segment obrotu i sprzedaży zanotował spadek wyniku EBITDA o 1,0 mln zł w porównaniu do wyniku zanotowanego w analogicznym okresie roku ubiegłego. Wpływ na spadek wyniku w drugim kwartale 2024 r. miały: i) niższy wynik na pozostałej działalności w obszarze energetyki prosumenckiej w konsekwencji opóźnienia uruchomienia programu Mój Prąd 6.0, ii) niższy wynik na sprzedaży energii związany z niższą marżą jednostkową na realizowanych kontraktach, iii) niższy wynik na handlu energią elektryczną i obsłudze biznesu związany głównie z rozkładem wyniku zrealizowanego w ciągu roku, iv) niższy wynik na handlu certyfikatami z farm wiatrowych w związku ze spadkiem cen sprzedaży zielonych certyfikatów, v) wyższe koszty operacyjne w związku z rozwojem skali działalności Grupy. Spadek wyniku w drugim kwartale 2024 r. został częściowo skompensowany przez: i) wyższy wynik na handlu energią elektryczną z aktywów OZE ze względu na obowiązujące w 2023 r. odpisy na fundusz Zarządcy Rozliczeń, ii) wyższy wynik na agregacji OZE głównie w związku z dodatkową marżą na sprzedaży zielonych certyfikatów.

Wynik EBITDA segmentu dystrybucji w pierwszym półroczu 2024 r. był wyższy o 24,3 mln zł w stosunku do wyniku osiągniętego w analogicznym okresie roku ubiegłego natomiast w samym drugim kwartale wynik EBITDA segmentu dystrybucji był wyższy o 8,7 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego. Wzrost wyniku jest głównie konsekwencją wyższej marży jednostkowej na sprzedaży energii w tym okresie 2024 r., co wynika z niższej ceny zakupu energii elektrycznej przy utrzymaniu cen sprzedaży na podobnym poziomie do czwartego kwartału 2023 r. oraz wyższej marży na dystrybucji energii elektrycznej (głównie z powodu efektu niskiej bazy wynikającej z opóźnienia w aktualizacji taryfy dystrybucyjnej w 2023 r.). Wyższy wynik został częściowo skompensowany przez wyższe koszty operacyjne związane ze wzrostem skali działalności i koszty ponoszone w związku z rozwojem projektów z obszaru elektromobilności.

Wynik EBITDA segmentu fotowoltaiki (82 MW) w pierwszym półroczu 2024 r. i w drugim kwartale 2024 r. był na wyższym poziomie w porównaniu do wyników osiągniętych w analogicznych okresach roku ubiegłego (wzrost odpowiednio o 4,7 mln zł i 3,8 mln zł) z powodu wyższej produkcji energii, głównie z uwagi na uruchomienie farmy fotowoltaicznej Strzelino (45,2MWp) w pierwszym kwartale 2024 r. Efekt wolumenowy został częściowo skompensowany przez niższe ceny energii osiągnięte w pierwszym półroczu 2024 r. w części z farm oraz wyższe koszty operacyjne związane ze zwiększeniem mocy zainstalowanej.

Wynik w segmencie niealokowanych w okresie od stycznia do czerwca 2024 r. był niższy o 5,2 mln zł w porównaniu do wyniku w analogicznym okresie 2023 r. (o 4,1 mln niższy w samym drugim kwartale). Na zmianę wyniku EBITDA w 2024 r. wpływają głównie wyższe koszty operacyjne (koszty wynagrodzeń oraz koszty usług obcych) w Centrali wynikające ze wzrostu skali działalności.

Wynik na działalności finansowej w okresie styczeń – czerwiec 2024 r. był niższy od wyniku w

analogicznym okresie ubiegłego roku o 9,8 mln zł (w samym drugim kwartale był niższy o 5,7 mln zł), na co miały wpływ przede wszystkim wyższe koszty z tytułu odsetek, koszty finansowe z tytułu dyskonta wynikające z rozliczania w czasie kosztów demontażu turbin wiatrowych i paneli fotowoltaicznych oraz wynik na transakcjach dot. instrumentów pochodnych i różnicach kursowych częściowo skompensowane przez wyższe przychody z tytułu odsetek od lokat.

Wyższy poziom podatku dochodowego w 2024 r. jest efektem wyższego wyniku brutto Grupy.

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

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

Pomimo trwającej wojny w Ukrainie pierwsze półrocze 2024 r. przyniosło pogłębienie spadków cen na rynkach surowcowych, redukując zmienność cen na rynkach surowców oraz energii elektrycznej, gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO₂. Znacznie wyższe niż średnia sezonowa temperatury i bardzo wysoka generacja energii ze źródeł OZE oraz stosunkowo niskie zapotrzebowania na gaz i energię elektryczną spowodowały powrót cen do poziomów sprzed kryzysu energetycznego. Niemniej jednak z uwagi na konieczność zatłaczania magazynów gazu na kolejną zimę, niezbędne prace remontowe czy ekstremalne zjawiska atmosferyczne, a także potencjalne ataki Rosjan na infrastrukturę energetyczną niepewność co do kolejnej fali wzrostów cen surowców pozostaje realna. Dodatkowo konflikt na Bliskim Wschodzie może powodować niespodziewane zaburzenia w dostawach surowców do Europy.

Wśród czynników finansowych istotnych z punktu widzenia Grupy zaobserwowano wzrost kosztów finansowania wynikający ze wzrostu stóp procentowych, zmienność kursu złotego w stosunku do euro i dolara amerykańskiego, jak również ryzyko wzrostu kosztów związanych z zabezpieczeniami transakcji zawieranych na rynkach towarowych. Wdrożenie zmian na rynku bilansującym wdrożone od dnia 14 czerwca 2024 r. zwiększyło koszty bilansowania i profilowania źródeł OZE, co może negatywnie przełożyć się na uzyskiwane przez Grupę wyniki związane z eksploatacją źródeł OZE.

Niskie ceny energii elektrycznej i praw majątkowych obserwowane przede wszystkim na rynku dnia następnego aż do 13 czerwca 2024 r. miały negatywny wpływ na notowania rynkowych kontraktów terminowych. W konsekwencji, obniżenie rentowności segmentów Grupy opartych o wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych jest w przyszłości możliwe. Po 14 czerwca zmienność cen na RDN znacznie wzrosła, jak również ich średni poziom. Niemniej jednak do dnia publikacji raportu nie przełożyło się to w znacznej mierze na wycenę kontraktów terminowych.

Segment gazu i czystych paliw jest w ocenie Zarządu w dużej mierze odporny na bieżącą zmienność cen na rynku spowodowaną wybuchem wojny w Ukrainie. Dostawy gazu w związku z realizowanymi kontraktami na produkcję ciepła zostały już zabezpieczone (wolumen oraz stała cena) na 2024 r. oraz 2025 r. Dodatkowym zabezpieczeniem dla produkcji ciepła jest utrzymywany i zwiększony w pierwszym kwartale 2022 r. zapas oleju opałowego lekkiego, jako paliwa rezerwowego w sytuacji ograniczenia lub braku dostaw gazu. W przypadku wezwania ENS do świadczenia usług systemowych, bieżące koszty zakupu gazu, zgodnie z obowiązującymi umowami, zostaną pokryte przez przychody. Kontynuacja obecnej sytuacji na rynku gazu i praw do emisji CO₂ długoterminowo może spowodować ograniczenie możliwości zabezpieczania produkcji i marży ENS na kolejne lata. W Elektrociepłowni Nowa Sarzyna w 2019 r. został wymieniony główny system sterowania, w 2022 r. 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 kosztu profilu, co obniża uzyskiwaną efektywną cenę sprzedanej energii elektrycznej. Należy również zwrócić uwagę, iż dynamiczny wzrost

cen energii elektrycznej i jednocześnie cen praw majątkowych PMOZE_A (“zielonych certyfikatów”) skłonił ustawodawcę do obniżenia obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia z 12% w 2023 r. do zaledwie 5,0% w 2024 r. Powyższa decyzja spowodowała istotny spadek rynkowych cen zielonych certyfikatów, co głównie wynika z mocnego obniżenia obowiązku umorzenia dla PMOZE_A, mocniejszego od tempa wychodzenia starych projektów odnawialnych źródeł energii z systemu certyfikатовego. Cena sprzedaży zielonych certyfikatów dla produkcji roku 2024 została w znacznej mierze zabezpieczona. Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska, który został upubliczniony dnia 24 lipca 2024 r. zakłada ponowny wzrost obowiązku umorzenia do poziomu 12,5% w 2025 oraz 12% i 11,5% w latach kolejnych przy jednoczesnym rozszerzeniu kręgu podmiotów, które ze względu na energochłonność produkcji zwolnione będą z tego obowiązku. Wzrost poziomu umorzenia może przełożyć się na wzrost cen praw majątkowych PMOZE_A. Na moment publikacji raportu Grupa posiada projekty wiatrowe o łącznej mocy 227,3 MW, które funkcjonują w obowiązującym przez 15 lat od uruchomienia obiektu systemie zielonych certyfikatów i w perspektywie długoterminowej są wyeksponowana na ryzyko zmian cen praw majątkowych.

W związku ze znacznym wzrostem mocy zainstalowanej w OZE, a w szczególności PV w Polsce i krajach sąsiednich w okresach znacznej generacji OZE i jednocześnie niskiego zapotrzebowania coraz częściej obserwujemy występowanie na rynku cen ujemnych, które powodują, że za każdą wytworzoną MWh w takiej godzinie, wytwórca musi zapłacić za jej sprzedaż na rynek. Sytuacje takie mają miejsce głównie w dni weekendowe i świąteczne. Jednocześnie dla wytwórców OZE rozliczających się w ramach systemów wsparcia wystąpienie przez co najmniej sześć kolejnych godzin cen ujemnych wiąże się z brakiem możliwości rozliczenia w ramach systemu aukcyjnego wolumenów produkcji z tych godzin lub brakiem wydania przez Prezesa URE praw majątkowych przysługujących za produkcję z tych godzin, w zależności od systemu wsparcia w których uczestniczy dane źródło OZE.

Dodatkowo na segmenty oparte o wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych Grupy Polenergia negatywnie wpływają pojawiające się sytuacje nadpodaży energii na rynku, które występują w okresach niskiego zapotrzebowania na energię w KSE i jednoczesnej wysokiej generacji z OZE. W związku z występowaniem tego zjawiska, w okresach, kiedy PSE S.A. („PSE”) nie jest w stanie dalej ograniczyć jednostek konwencjonalnych ani wyeksportować nadwyżek generowanej energii, zredukowana jest produkcja z poszczególnych jednostek OZE na polecenie operatora, czyli PSE uruchamia tzw. nierynkowe redysponowanie jednostek wytwórczych. Sytuacja taka może podlegać rekompensacie, niemniej jednak jej poziom jest niski i sumarycznie zmniejsza to przychody Grupy w segmencie OZE.

Segment obrotu i sprzedaży jako jedyny z Grupy posiadał bezpośrednią ekspozycję na rynek ukraiński za pośrednictwem spółki zależnej Polenergia Ukraina. Spółka ta jeszcze przed rozpoczęciem wojny ograniczyła zakres prowadzonej działalności operacyjnej. Aktualnie wszelka działalność operacyjna w Ukrainie jest wstrzymana, a sama spółka przygotowywana jest do likwidacji.

Grupa identyfikuje zwiększone ryzyko prowadzenia działalności handlowej na wszystkich rynkach, w tym m.in. ryzyko ponownego wzrostu zmienności cen energii elektrycznej i gazu ziemnego, ryzyko niezrealizowania wolumenu odbioru przez kontrahentów, ryzyka braku płatności i wykonywania umów ze względu na nieprzewidziane zmiany regulacyjne oraz wzrost ryzyka niewypłacalności kontrahentów. W sytuacji materializacji ryzyka dynamicznych wzrostów lub spadków cen odchylenia w zużyciu energii przez klientów od wartości zakontraktowanych mogą wygenerować istotny wynik (zarówno pozytywny jak i negatywny), niewspółmierny do pierwotnych założeń. Dodatkowo rosnąca zmienność cen rynkowych związana z generacją OZE, może spowodować znaczny spadek dochodów z działalności obsługi aktywów OZE Grupy oraz agregacji OZE. W odpowiedzi na zmieniające się uwarunkowania rynkowe Grupa zmodyfikowała strategię sprzedażową energii z aktywów OZE i dąży do zwiększenia udziału sprzedaży energii w ramach transakcji OTC, sprzedaży bezpośrednio do klientów końcowych oraz w ramach kontraktów długoterminowych cPPA. Negatywne zmiany kursów walutowych mogą

skutkować pogorszeniem wyniku na rynku denominowanym w euro. Jednocześnie umocnienie euro może prowadzić do zwiększenia wartości wymagalnych depozytów zabezpieczających. Segment jest również eksponowany na ryzyko wzrostu stóp procentowych. Wyższy koszt kredytu obrotowego, wynikający z wysokich stóp procentowych, może spowodować pogorszenie się rentowności prowadzonej działalności. Polenergia Obrót podejmuje także działania w celu monitorowania zagrożeń związanych z bezpieczeństwem. Potencjalny atak niszczący infrastrukturę teleinformatyczną lub ograniczający dostęp do systemów w tej spółce skutkowałoby brakiem lub ograniczoną możliwością prowadzenia działalności handlowej. W przypadku głębszej konsolidacji sektora wytwórczego w Polsce, przy wydzieleniu jednostek wysokoemisyjnych ze Spółek Skarbu Państwa może pojawić się ryzyko pogłębienia się braku płynności na rynku terminowym oraz transparentności i wiarygodności giełdowych indeksów cenowych co może wpływać na możliwości prowadzenia działalności obrotowej i przychody Grupy.

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

W krótkiej perspektywie czasowej, realizowane przez Grupę projekty inwestycyjne mogą zostać dotknięte negatywnymi skutkami obecnej sytuacji rynkowej. Wzrost cen surowców i produktów na rynku oraz chwilowe braki pracowników u podwykonawców mogą spowodować opóźnienia w realizacji projektów farm wiatrowych i fotowoltaicznych. Zmiany stóp procentowych powodują zmienność kosztów finansowania, a wzrost cen surowców i towarów w połączeniu ze zmiennością kursu EUR/PLN może doprowadzić do wzrostu łącznych kosztów inwestycji. Obserwowane są zakłócenia w łańcuchach dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej, w tym powodowanych odpływem i tak ograniczonych zasobów kadrowych i sprzętowych z sektora morskich farm wiatrowych do innych sektorów, co może skutkować koniecznością zmiany w harmonogramach budowy projektów morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III.

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

Realizacja Strategii Grupy Polenergia na lata 2020-2024

Lądowe farmy wiatrowe i Fotowoltaika

Grupa eksploatuje projekty odnawialnych źródeł energii o mocy 493 MW w segmencie lądowej energetyki wiatrowej, a także o mocy 82 MWp w segmencie fotowoltaiki.

Grupa prowadzi prace w celu realizacji trzech projektów farm fotowoltaicznych o łącznej mocy ok. 102 MWp, które uzyskały wsparcie w ramach aukcyjnego systemu wsparcia OZE.

Spółki realizujące projekty farm fotowoltaicznych Szprotawa I i II o łącznej mocy 67 MWp w lutym 2024 zawarły umowy na dostawę modułów fotowoltaicznych i inwerterów. W marcu 2024 zostały rozpoczęte prace budowlano-montażowe zgodnie z zawartym w grudniu 2023 kontraktem.

Spółka realizująca projekt farmy fotowoltaicznej Rajkowy o mocy 35 MWp po wygranej aukcji na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii w 2023 roku, rozpoczęła postępowanie przetargowe celem wyboru wykonawcy kompleksowych prac montażowo-elektrycznych przy realizacji projektu. Do końca roku 2024 planowane jest wnioskowanie o uzyskanie wymaganych zgód korporacyjnych na realizację projektu.

Grupa prowadzi prace w zakresie dalszego rozwoju projektów wiatrowych oraz fotowoltaicznych, aby zrealizować cele przewidziane w Strategii Grupy na lata 2020-2024. Aktualnie w portfelu Grupy znajdują

się projekty fotowoltaiczne (poza wymienianymi powyżej) oraz wiatrowe (lądowe) w fazie mniej zaawansowanej, o łącznej mocy około 2,0 GW. Grupa nie wyklucza udziału spółek zależnych rozwijających projekty farm wiatrowych i fotowoltaicznych w kolejnych aukcjach OZE. Dla poszczególnych projektów będą rozważane różne formy komercjalizacji produkcji, w tym ofertowanie części produkcji w kolejnych aukcjach OZE, sprzedaż energii do odbiorców końcowych w kontraktach cPPA lub sprzedaż energii na rynku regulowanym lub pozaregulowanym.

Grupa prowadzi prace w zakresie dalszego rozwoju projektów wiatrowych w Rumunii poprzez spółkę zależną Naxxar Wind Farm Four Srl („Naxxar WF”). Naxxar WF kontynuuje bieżący rozwój projektu farmy wiatrowej w siedmiu spółkach celowych. W pierwszym półroczu 2024 roku działalność spółki skupiała się na procedurze środowiskowej oraz uzyskaniu ostatecznych decyzji i pozwoleń niezbędnych do przyjęcia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (ro: PUZ). W czerwcu 2024 roku spółka podpisała umowę przyłączeniową z Transelectrica S.A. (OSP) na łączną moc zainstalowaną 685,6 MW (oraz maksymalną moc zatwierdzoną do jednoczesnego rozładowania 668,4 MW), zabezpieczając umowę gwarancją bankową w wysokości 2,8 mln EUR. Jednocześnie, NWF4 podpisała umowę i rozpoczęła pracę nad projektem infrastruktury wyprowadzenia mocy.

Ponadto Zarząd rozpoczął przegląd stanu projektu – koniecznych dalszych nakładów w odniesieniu do ryzyka i zwrotu z inwestycji, aby w zależności od wyników przeglądu, podjąć decyzję o kontynuacji, odstąpieniu od ich dalszej realizacji lub o zmianie sposobu lub zakresu ich realizacji.

Morskie farmy wiatrowe

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

MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III

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.

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 co ma pozytywny wpływ na oczekiwaną rentowność projektów MFW Bałtyk II i III. Spółki prowadzą odpowiednie działania w procesach notyfikacyjnych dla MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III.

W czerwcu 2022 r. złożony został wniosek o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla infrastruktury wyprowadzenia mocy z projektów MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III. Na podstawie tego wniosku, organ (RDOŚ w Gdańsku) wydał postanowienie o zakresie raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko w sierpniu 2022 r. Potrzeba taka wynikała ze zmian w technicznym opisie przedsięwzięcia w zakresie kabla eksportowego.

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

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

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

Na podstawie postanowienia RDOŚ w Gdańsku, spółki złożyły raport o oddziaływaniu na środowisko w marcu 2023 r.

W marcu 2023 spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o. podpisały umowy z firmą Ramboll AS na opracowanie dokumentacji projektowej dla lokalizacji obu morskich farm wiatrowych, w tym projektów wykonawczych fundamentów.

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 kwietniu 2023 r. złożono do akceptacji Urzędu Morskiego wszystkie wymagane ekspertyzy cywilne dla MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III. W lipcu 2023 r. złożono do akceptacji odpowiednio Ministerstwa Obrony Narodowej oraz Ministerstwa Spraw Wewnętrznych i Administracji wymagane ekspertyzy militarne dla MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III. Wszystkie ww. ekspertyzy cywilne i militarne zostały zatwierdzone. Decyzje zatwierdzające ekspertyzy są elementem wniosku o wydanie pozwolenia na budowę.

We wrześniu 2023 roku wystąpiono o rozpoczęcie notyfikacji w odniesieniu do projektów MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, z zastosowaniem procedury prenotyfikacji.

W październiku 2023 r. zakończono postępowanie administracyjne w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach została wydana 29 listopada 2023 r. i została następnie (na wniosek spółek) uzupełniona postanowieniem z 14 grudnia 2023 r. (wcześniejsza decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach została wycofana z obiegu prawnego w sierpniu 2023 r., z uwagi na brak możliwości realizacji przedsięwzięcia na jej podstawie, w obecnie planowanym kształcie).

We wrześniu 2023 uzyskano decyzję zmieniającą dla pozwolenia na układanie i utrzymywanie kabli na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego wydanego w 2014 roku dla MFW Bałtyk III („PUUK”). Zmiana decyzji, a następnie przeniesienie praw z niej wynikających (wniosek o przeniesienie praw złożony w październiku 2023 r.) ma na celu zapewnienie ciągłości korytarza (w części morskiej) dla infrastruktury przyłączeniowej dla wszystkich trzech projektów MFW. W

październiku 2023 r. do Urzędu Morskiego w Gdyni został złożony wniosek o częściowe przeniesienie praw wynikających z decyzji PUUK, a w grudniu 2023 r. organ poinformował o zakończeniu postępowania w sprawie. W styczniu 2024 r. uzyskano decyzję częściowo przenoszącą prawa na MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk I (w części landfall).

Wnioski o uzyskanie pozwoleń wodnoprawnych dla MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III zostały złożone do Zarządu Zlewni w Koszalinie w grudniu 2023 r. W tym samym miesiącu zakończono prace nad przygotowaniem wniosków o wydanie decyzji lokalizacyjnych („DL”), wnioski o wydanie DL dla stacji lądowej dla obu projektów zostały złożone 18 grudnia 2023 r. W dniu 12 stycznia 2024 r. złożono wnioski o wydanie DL dla kabli lądowych. Uzyskano komplet DL dla części lądowej inwestycji: DL dla stacji lądowej zostały wydane w dniu 12 stycznia 2024 r., DL dla kabli lądowych uzyskano 7 marca 2024 r. W dniu 20 marca 2024 r. zakończono proces uzyskiwania decyzji lokalizacyjnych dla części Offshore dla obu projektów. Do końca kwietnia 2024 złożono komplet wniosków (17 wniosków: 9 dla MFW Bałtyk II i 8 dla MFW Bałtyk III) o wydanie pozwoleń na budowę morskich farm wiatrowych. Na dzień 30 czerwca uzyskano 4 pozwolenia na budowę (dla morskiej stacji elektroenergetycznej MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III oraz kabli wewnętrznych (morskich) MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III).

W dniu 28.06.2024 spółki MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III zawarły z PSE aneksy do umów przyłączeniowych dla obu projektów związane z aktualizacją harmonogramu realizacji przyłączy, aktualizacją technicznych warunków przyłączenia do sieci PSE oraz dostosowaniem umów do aktualnych wymogów regulacyjnych.

W październiku 2023 podpisano umowy na dostawę i instalację kabli dla MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o. Kable wewnętrzne dostarczy i zainstaluje firma Seaway 7 AS, a kable eksportowe międzynarodowe konsorcjum stworzone przez firmy Jan De Nul Luxemburg SA i Hellenic Cables SA. Zakres kontraktów dla kabli eksportowych obejmuje projektowanie, produkcję, testowanie, transport, instalację i ochronę dwóch kabli eksportowych 220 kV na każdą farmę wiatrową, od morskiej stacji elektroenergetycznej („OSS”) do wykopu łączącego w miejscu wyjścia na ląd („landfall”). Natomiast zakres kontraktów dla kabli wewnętrznych zawiera wykonanie projektu, wyprodukowanie, transport, instalację i nadzór kabli 66 kV wewnętrznych łączących turbiny wiatrowe z morską stacją elektroenergetyczną („OSS”).

12 grudnia 2023 Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów prenotyfikował do Komisji Europejskiej („KE”) wniosek o wydanie decyzji indywidualnej w sprawie pomocy dla MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, a 13 grudnia 2023 r. wystąpił do KE o wspólne procedowanie MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III. Przewidywaną datą uzyskania decyzji Komisji Europejskiej jest trzeci kwartał 2024 r., zaś URE w ciągu 90 dni jest zobligowane do wydania drugiej decyzji określającej poziom wsparcia. Wydanie decyzji o aktualizacji ceny będącej podstawą do pokrycia ujemnego salda przewidywane jest do uzyskania na przełomie trzeciego i czwartego kwartału 2024 r.

Dodatkowo w grudniu 2023 r. zawnioskowano do Ministra Infrastruktury o zmianę pozwoleń na wznoszenie sztucznych wysp konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich („PSZW”) uzyskanych dla MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III odpowiednio w 2013 i 2012 roku. Potrzeba zmian motywowana była zmianą założeń projektowo-wykonawczych, dostosowania zapisów decyzji PSZW do wyników przeprowadzonych analiz w zakresie instalacji radarów na cale obronności Państwa oraz zapewnienia zgodności z zatwierdzoną ekspertyzą nawigacyjną. Postępowania zostały wszczęte 18 grudnia 2023 r. W dniu 16 lutego 2024 r. Minister Infrastruktury wydał decyzje zmieniające PSZW dla obu projektów.

Nieruchomości niebędące własnością Skarbu Państwa wzdłuż trasy kabla eksportowego dla MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III zostały zabezpieczone umowami służebności przesyłu. Działki do których spółki nie posiadają praw (3 działki nie objęte służebnościami przesyłu), zostały zabezpieczone na podstawie ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w

zakresie sieci przesyłowych, w drodze decyzji administracyjnej o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy (decyzje z dnia 7 marca 2024 r.). Od decyzji lokalizacyjnych dla MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III na kabel na lądzie jeden właściciel nieruchomości złożył odwołanie do Wojewody Pomorskiego. Sprawa jest rozpatrywana w II instancji tj. Ministerstwie Rozwoju i Technologii. Odwołania od decyzji lokalizacyjnych nie wstrzymują jednak ich wykonalności.

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

W ramach realizacji Projektów prowadzone są ciągle aktywne działania w obszarze zarządzania interesariuszami w tym wspierania tzw. „local content”. Projekty podejmują szereg inicjatyw m.in. w zakresie informacji, komunikacji, edukacji i rozwoju łańcucha dostaw. Przykładami takich działań mogą być cykliczne spotkania informacyjne z lokalnymi społecznościami, otwarcie Lokalnego Punktu Informacyjnego w Łebie, otwarcie wystawy poświęconej morskiej energetyce wiatrowej w Ośrodku Kultury Morskiej - oddziale Narodowego Muzeum Morskiego w Gdańsku, wspieranie współpracy z polskimi przedsiębiorstwami jak np. Dni Dostawcy („Supplier Day”), czy też udział w akcjach edukacyjnych.

W dniu 15 lutego 2024 roku spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o., zawarły z Siemens Gamesa Renewable Energy sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, spółką z grupy Siemens Energy AG, każda ze Spółek Projektowych odrębnie:

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

Umowy zawarte są pod prawem angielskim.

[Umowy na Dostawę Turbin]

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

realizacji obu kontraktów w trybie ciągłym. Jeżeli założenie to nie ziści się ze względu na nie przystąpienie przez daną Spółkę Projektową do realizacji prac dla jednego z projektów lub rozwiązanie jednej z Umów na Dostawę Turbin do ceny umownej zostanie doliczona kwota ok. 30 mln euro. Zawarcie Umów na Dostawę Turbin pozwala na realizację Projektów zgodnie z aktualnym harmonogramem.

[Umowy Serwisowe]

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

[Zabezpieczenie płatności na rzecz Wykonawcy w Umowach na Dostawę Turbin]

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

[Umowy na produkcję i dostawę monopolali]

W dniu 16 lutego 2024 roku spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o., zawarły ze spółką SIF Netherlands B.V. z siedzibą w Roermond (Holandia) umowy na produkcję i dostawę konstrukcji fundamentowych pod turbiny wiatrowe typu monopol. W ramach umów zostanie wyprodukowanych 100 monopolali, po 50 dla każdego z projektów, na których osadzone zostaną turbiny wiatrowe. Zgodnie z przyjętym harmonogramem rozpoczęcie prac produkcyjnych planowane jest na II kwartał 2025 roku, a ukończenie produkcji ostatnich monopolali w I kwartale 2026 roku. Łączne wynagrodzenie wykonawcy na podstawie obu umów (tj. dla obu projektów) zostało wstępnie określone – na dzień podpisania umów – na kwotę ok. 440 mln euro. Wynagrodzenie jest oparte o stawki indeksowane wskaźnikiem inflacji cen w zakresie materiałów i usług wykorzystanych do produkcji. Może być także skorygowane w związku z ewentualnymi zmianami projektowymi fundamentów. Zawarcie Umów pozwala na realizację projektów zgodnie z aktualnym harmonogramem. Umowy zawarte są pod prawem angielskim. W związku z zawarciem Umów Spółka wystawiła poręczenia za zobowiązania Spółek Projektowych, w tym w zakresie zapłaty 50% kosztów wykonawcy poniesionych w związku z przedterminowym zakończeniem umów. Na dzień publikacji niniejszego Sprawozdania maksymalna kwota zobowiązań gwarancyjnych po stronie Spółki z tytułu wyżej wymienionych umów dla obu projektów łącznie szacowana jest na ok. 167,5 mln euro, przy czym w każdym przypadku datą wygaśnięcia poręczeń Spółki będzie osiągnięcie zamknięcia finansowego potwierdzonego przez instytucję finansującą (agenta kredytu).

Uzyskanie oddzielnego kompletu pozwoleń na budowę dla każdej ze spółek celowych (MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III) dla morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń dla wyprowadzenia mocy planowane jest do końca sierpnia br. Decyzje wydawane są przez wojewodę pomorskiego.

W dniu 12 maja 2024 roku z spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. podpisały z CADELER A/S umowy rezerwacyjne statków instalacyjnych oraz na wykonanie prac wstępnych w zakresie przygotowania do instalacji morskich turbin wiatrowych w projektach. Przedmiotem umów rezerwacyjnych jest zobowiązanie stron do kontynuowania w dobrej wierze negocjacji ostatecznych umów na instalację morskich turbin wiatrowych dla projektów, w zamian za rezerwację przez dostawcę dostępności statków instalacyjnych na potrzeby realizacji prac instalacyjnych turbin wiatrowych zgodnie z zakładanym harmonogramem. Umowy rezerwacyjne dotyczą również wykonania wstępnych prac przygotowawczych, które następnie objęte zostaną umowami finalnymi, o ile te zostaną zawarte. Umowy rezerwacyjne mogą zostać rozwiązane przez spółki bez przyczyny, jednak spowoduje to obowiązek zapłaty na rzecz dostawcy opłaty za rezygnację w wysokości po 5 mln euro przez każdą ze spółek. Analogicznymi opłatami spółki mogą zostać obciążone, w razie gdy, z przyczyn zależnych od spółek, nie dojdzie do podpisania umów finalnych do dnia 1 września 2024 roku, z zastrzeżeniem możliwości przedłużenia tego terminu przez strony.

W dniu 14 maja 2024 roku z spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. podpisały z Lemants NV umowy rezerwacyjne oraz na wykonanie prac wstępnych w zakresie zaprojektowania i budowy morskich stacji transformatorowych, po jednej stacji dla każdego z projektów. Przedmiotem umów rezerwacyjnych jest rezerwacja zasobów wykonawcy i kluczowych podwykonawców w zakładanym harmonogramie oraz zobowiązanie stron do kontynuowania w dobrej wierze negocjacji ostatecznych umów EPC, tj. na zaprojektowanie i budowę w formule „pod klucz” morskich stacji transformatorowych. Umowy rezerwacyjne przewidują także rozpoczęcie przez wykonawcę niezbędnych prac wstępnych i zamówień materiałów z długim terminem dostaw, umożliwiającym terminową realizację projektów. Umowy rezerwacyjne mogą zostać rozwiązane przez spółki bez przyczyny za zapłatą wynagrodzenia za wykonane prace wstępne oraz opłat za rezygnację na rzecz podwykonawców. Opłaty za rezygnację mogą wynieść do ok. 65,5 mln euro łącznie na oba projekty. Analogiczne koszty spółki mogą ponieść w przypadku, gdy z winy spółek, do dnia 1 sierpnia 2024 roku nie dojdzie do podpisania umów finalnych, z zastrzeżeniem możliwości przedłużenia tego terminu przez strony.

Dnia 28 czerwca 2024 spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. podpisały w z konsorcjum spółek Smulders Projects Belgium NV i Sif Netherlands BV, umowy rezerwacyjne oraz na wykonanie prac wstępnych w zakresie produkcji elementów przejściowych morskich turbin wiatrowych. Celem Umów Rezerwacyjnych jest umożliwienie Dostawcom rozpoczęcia prac, zabezpieczenia głównych zasobów Dostawców, w tym dostępności portu instalacyjnego i dostępności wybranych podwykonawców, a także zobowiązanie stron do negocjowania w dobrej wierze warunków ostatecznych umów na produkcję elementów przejściowych dla morskich turbin wiatrowych zastosowanych w Projektach. Umowy Rezerwacyjne będą obowiązywać do czasu ich zastąpienia przez Umowy Finalne. Zawarcie Umów Finalnych planowane jest do końca sierpnia 2024 roku, jednak termin ten może ulec przesunięciu. Zawarcie Umów Rezerwacyjnych przyczynia się do utrzymania harmonogramu realizacji Projektów.

Umowy Rezerwacyjne mogą zostać rozwiązane przez Spółki bez przyczyny, jednak spowoduje to obowiązek zapłaty na rzecz Dostawców wynagrodzenia za wykonane prace wstępne, opłaty za rezygnację oraz opłat na rzecz podwykonawców. Opłaty za Rezygnację mogą wynieść ok. 44 mln Euro na oba Projekty. W celu zabezpieczenia Opłat za Rezygnację, Emitent, stosownie do posiadanego udziału w Projektach, zobowiązany jest do wystawienia Dostawcom gwarancji płatności spółki dominującej do kwoty 22 mln EUR łącznie dla obu Projektów.

W pierwszym kwartale 2024 roku zainicjowano rozmowy z potencjalnymi kredytodawcami w celu

zapewnienia finansowania w formule project finance na realizację projektów morskich farm wiatrowych prowadzonych przez obie spółki. Kolejne kwartały będą poświęcone na utworzenie konsorcjum instytucji finansujących oraz negocjacje warunków umowy kredytu. Zamknięcie procesu finansowania powinno nastąpić w pierwszym kwartale 2025.

W dniu 2 lipca 2024 r. spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. w ramach wspólnego przedsięwzięcia z Equinor Wind Power AS podpisały ze spółką prawa holenderskiego Heerema Marine Contractors Nederland SE (każda Spółka odrębnie) umowy na transport i instalację fundamentów turbin i morskich stacji transformatorowych. Przedmiotem umów jest transport i instalacja fundamentów turbin wiatrowych typu monopala, elementów przejściowych oraz morskich stacji transformatorowych z wykorzystaniem specjalistycznych statków instalacyjnych. Łączne wynagrodzenie wykonawcy na podstawie obu umów zostało wstępnie oszacowane – na dzień podpisania – na kwotę ok. 390 mln EUR, przy czym szacunki zostaną uaktualnione na ok. 15 miesięcy przed przystąpieniem prac instalacyjnych. Ostateczne indeksowane wynagrodzenie będzie uzależnione m.in. od finalnego czasu pracy statków, cen paliw oraz kosztów zakontraktowanych podwykonawców. W związku z zawarciem umów Spółka będzie zobowiązana do udzielenia na rzecz wykonawcy gwarancji płatności za zobowiązania powstałe w okresie do osiągnięcia przez Spółki zamknięcia finansowego. Łączna przewidywana maksymalna wartość udzielonych przez Spółkę gwarancji wynosi ok. 42 mln EUR za płatności w walucie EUR oraz ok. 90 mln USD za płatności w walucie USD. Umowy finalne zostały poprzedzone umowami rezerwacyjnymi z dnia 17 kwietnia 2024 r. Przedmiotem umów rezerwacyjnych było zobowiązanie stron do kontynuowania w dobrej wierze negocjacji ostatecznych umów na transport i instalację fundamentów morskich turbin wiatrowych oraz morskiej stacji transformatorowej, w zamian za rezerwację dostępności statków instalacyjnych na potrzeby realizacji projektów zgodnie z zakładanym harmonogramem. Umowy rezerwacyjne dotyczyły również wykonania prac wstępnych.

MFW Bałtyk I

Grupa posiada 50% udziałów w spółce MFW Bałtyk I Sp. z o.o. przygotowującej do budowy morską farmę wiatrową zlokalizowaną na Morzu Bałtyckim o mocy do 1560 MW.

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, zmienione postanowieniem z dnia 31 marca 2023 roku.

Raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko został złożony do RDOŚ w Gdańsku 21 listopada 2023 roku. 1 grudnia 2023 roku RDOŚ podjął postępowanie w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Postępowanie administracyjne prowadzone jest z uwzględnieniem transgranicznej procedury oddziaływania na środowisko, która jest koordynowana przez Generalną Dyрекcję Ochrony Środowiska. Procedura transgraniczna obejmuje opiniowanie dokumentacji środowiskowej przedsięwzięcia w części oddziaływań transgranicznych przez organy i organizacje pozarządowe Danii i Szwecji.

29 stycznia 2024 r. złożono wniosek o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla infrastruktury przyłączeniowej morskiej farmy wiatrowej MFW Bałtyk I, formalnie procedura została wszczęta przez RDOŚ w Gdańsku 20 lutego 2024 r. 20 maja 2024 r. zostało wydane postanowienie RDOŚ o konieczności przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko oraz o zakresie raportu.

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

Nieruchomości prywatne wzdłuż trasy kabla eksportowego dla MFW Bałtyk I są zabezpieczone umowami ustanowienia służebności przesyłu. Prace w tym zakresie rozpoczęły się w II kwartale 2024.

Na dzień 30.06.2024 zabezpieczono 16 działek, co stanowi 21% nieruchomości prywatnych. Działki instytucjonalne oraz działki prywatne, do których spółka nie pozyska praw służebności przesyłu, zostaną zabezpieczone na podstawie ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych, w drodze decyzji administracyjnej o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

W dniu 11 marca 2024 roku został złożony przez MFW Bałtyk I wniosek do PSE o zmianę warunków przyłączenia do sieci, tj. o określenie nowych warunków przyłączenia do sieci przesyłowej obiektu stanowiącego system HVDC połączony z modułem parku energii z podłączeniem prądu stałego o mocy 1560 MW. Projekt posiada zawartą z PSE umowę o przyłączenie do sieci wraz z wydanymi warunkami przyłączenia na 1560 MW w technologii HVAC. Decyzją Zarządu spółek projektowych, mając na uwadze korzyści ekonomiczne i techniczne dla projektu MFW Bałtyk I, zawnioskowano o zmianę systemu wyprowadzenia mocy z fazy wiatrowej na technologię HVDC. Pozytywne rozpatrzenie wniosku przez PSE skutkować będzie zmianą umowy o przyłączenie do sieci.

Gaz i czyste paliwa

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

Projekt H2Silesia rozwijany jest przez spółkę celową Polenergia H2Silesia sp z o. o. i zakłada budowę wielkoskalowej instalacji produkcji odnawialnego wodoru o mocy 105 MW na potrzeby przemysłu ciężkiego i transportu zeroemisyjnego zlokalizowanej na Górnym Śląsku. Planowana instalacja będzie w stanie wyprodukować ok. 13 000 ton wodoru rocznie. W roku 2023 podjęto decyzję o przejściu projektu z fazy koncepcyjnej do fazy development, która zakłada działania ukierunkowane na m.in. zabezpieczenie kluczowych pozwoleń, zamknięcie finansowania i rozwinięcie projektu technicznego. Jednym z pierwszych działań fazy development było zatrudnienie doradcy świadczącego usługę Owner's Engineer projektu. Na podstawie analiz doradcy wybrano optymalną lokalizację dla projektu oraz złożono wniosek o wydanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Aktualnie trwają prace nad wielobranżowym studium wykonalności projektu umiejscowionego w wybranej lokalizacji. Ze względu na znaczny czas dostaw kluczowych urządzeń oraz wymogi finansowania rozpoczęto prace nad strategią kontraktacji projektu z uwzględnieniem generalnego projektanta oraz generalnego wykonawcy.

W lutym 2024 roku Komisja Europejska wydała decyzję notyfikacyjną dotyczącą pomocy publicznej dla projektu H2Silesia realizowanego w ramach IPCEI Hydrogen Hy2Infra. Decyzja notyfikacyjna zatwierdza maksymalny pułap pomocy publicznej dla projektu H2Silesia i nie oznacza przyznania spółce Polenergia H2Silesia sp. z o.o. dofinansowania na jego realizację, lecz stanowi wyraz akceptacji ewentualnej pomocy publicznej przez Komisję Europejską i potwierdzenia, że takie wsparcie będzie proporcjonalne i niezbędne w rozumieniu unijnych regulacji. Decyzja o przyznaniu dofinansowania oraz określenie ostatecznej wysokości dofinansowania zapadnie na poziomie krajowym. Łączna wartość kosztów kwalifikowanych w projekcie wynosi 218,36 mln euro, a maksymalna wysokość pomocy publicznej, zatwierdzona przez Komisję Europejską może wynieść 142,77 mln euro, co odpowiada wysokości tzw. luki finansowej w projekcie. Kosztami kwalifikowanymi w projekcie są dostawa i montaż elektrolizerów, układu chłodzenia, podstacji elektrycznej, stacji uzdatniania wody, układu odtleniania i osuszania, sprężarek, magazynu wodoru oraz stacji jego dystrybucji wraz z przynależnymi instalacjami

pomocniczymi, budynkami i układem drogowym oraz pracami przygotowawczymi, projektowaniem i rozruchem. Grupa przewiduje, że koszty kwalifikowane projektu ponad wartość dofinansowania ze środków publicznych zostaną pokryte ze środków i źródeł, takich jak m.in. kapitał własny i kredyt inwestycyjny. Ostateczna realizacja projektu jest uzależniona od zewnętrznych kryteriów, takich jak zawarcie kontraktów zabezpieczających warunki dostaw wodoru, spełnienia odpowiednich kryteriów ekonomicznych oraz dostępności finansowania dla projektu, jak również podjęcia ostatecznej decyzji inwestycyjnej na podstawie powyższych danych i uzyskania wymaganych zgód korporacyjnych

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

W dniu 7 czerwca 2023 roku spółka zależna Polenergia H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o.o., rozwijająca projekt H2HUB Nowa Sarzyna, zawarła z Hystar AS z siedzibą w Høvik, Norwegia umowę dostawy oraz uruchomienia elektrolizera o mocy 5 MW (realizacja tej umowy, pod warunkiem uzyskania ostatecznej decyzji inwestycyjnej, planowana jest na III kwartał 2024 roku) oraz długoterminową (10-letnią) umowę serwisową elektrolizera. W drugim kwartale 2024 roku zakończone zostały testy fabryczne elektrolizera (FAT), pokazujące funkcjonalność urządzenia. Również 7 czerwca 2023 roku została zawarta umowa z Międzynarodową Korporacją Finansową („IFC”), należąca do Grupy Banku Światowego, o współpracy celem współfinansowania kosztów rozwoju projektu H2HUB Nowa Sarzyna, który obejmuje wytwórnię wodoru, wraz z dwoma stacjami tankowania oraz infrastrukturą towarzyszącą.

W dniu 27 czerwca 2023 roku spółka zależna Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna zawarła z NFOŚiGW umowę o dofinansowanie projektu pod nazwą „Budowa przez Polenergia ENS sp. z o.o. ogólnodostępnych stacji tankowania wodoru w Rzeszowie oraz Nowej Sarzynie”. Celem projektu jest budowa dwóch stacji tankowania wodoru wraz z infrastrukturą towarzyszącą, w dwóch lokalizacjach: na terenie graniczącym z Elektrociepłownią Nowa Sarzyna oraz w Rzeszowie. Łączna kwota przyznanego dofinansowania w formie dotacji wyniesie do 20 mln zł. W dn. 8 kwietnia 2024 roku, podpisano aneks cedujący dofinansowanie na spółkę celową H2HUB Nowa Sarzyna. Zgodnie z aneksem, stacje tankowania wodoru wraz z infrastrukturą towarzyszącą powinny zostać oddane do użytkowania w drugiej połowie 2025 roku, przy czym umowa o dofinansowanie przewiduje możliwość wprowadzania zmian do harmonogramu.

Przeprowadzono przetargi na wykonawcę EPC osobno dla stacji tankowania wodoru w Rzeszowie oraz dla instalacji produkcji wodoru i stacji tankowania w Nowej Sarzynie. Otrzymano wiążące oferty mieszczące się w zakładanym budżecie. Rozstrzygnięcie przetargu nastąpi w trzecim kwartale 2024 r. Jednocześnie prowadzony jest przetarg na dostawcę bateriowozów, za pomocą których wodór przewożony będzie z instalacji w Nowej Sarzynie do stacji tankowania wodoru w Rzeszowie.

Dla instalacji w Nowej Sarzynie złożono wnioski o wydanie Pozwolenia na Budowę. Otrzymano ponadto Decyzję Środowiskową (DUŚ) dla stacji tankowania w Rzeszowie i złożono wnioski o wydanie DWZ. Jednocześnie w pierwszym kwartale 2024 r. pozyskano Decyzję Środowiskową, a także Decyzję o Warunkach Zabudowy na instalację fotowoltaiczną do 8 MW, która będzie zasilala elektrolizer w Nowej Sarzynie.

Prowadzone są rozmowy z odbiorcami zielonego wodoru, w trakcie których omawiane są warunki kontraktowe dostawy wodoru z instalacji H2HUB Nowa Sarzyna. W marcu 2024 r. został ogłoszony przetarg publiczny przez MPK w Rzeszowie na dostawy i dystrybucję wodoru jako paliwa do autobusów FCEV. Złożona oferta (w dn. 16 lipca 2024 r.) była jedyną ofertą, która wpłynęła do zamawiającego, jednakże jej poziom przekroczył budżet założony na ten cel. W decyzji MPK Rzeszów jest, czy spółka zwiększy budżet na zamówienie.

Projekt H2HUB Nowa Sarzyna jest elementem działań prowadzonych w ramach Podkarpackiej Doliny

Wodorowej, której jednymi z założycieli są Polenergia S.A. i Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o.

W ramach długofalowego rozwoju działalności biznesowej Grupy, prowadzony jest projekt o nazwie eFuels, który ma na celu przygotowanie Grupy do uczestnictwa w gospodarce wodorowej nie tylko w zakresie wytwarzania odnawialnego wodoru, ale także w jego przetwarzaniu na produkty pochodne. Celem projektu jest wykorzystanie odnawialnego wodoru do produkcji metanolu i odnawialnego paliwa lotniczego. Paliwo powstałe w rezultacie projektu pozwoli na obniżenie emisji gazów cieplarnianych w transporcie lotniczym, bez potrzeby budowy nowej infrastruktury, baz paliwowych oraz opracowywania nowych konstrukcji samolotów. W ramach konkursu Narodowego Centrum Badań i Rozwoju pt. „Nowe technologie w zakresie energii I” Spółka znalazła się wśród 6 zespołów, którym zostało przyznane dofinansowanie na realizację innowacyjnych projektów energetycznych. Projekt ten jest realizowany w ramach konsorcjum, którego liderem jest Spółka, pozostałymi partnerami są Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. oraz Politechnika Wrocławska. 30 czerwca 2023 r. Spółka zakończyła realizację Fazy I Projektu polegającej na opracowaniu Studium Wykonalności przedsięwzięcia. NCBR oceniło złożone studium wykonalności (wynik I fazy projektu) przyznając maksymalną ilość punktów, tym samym dopuszczając projekt do II fazy (budowy instalacji pilotowej i przeprowadzenia badań w celu przeskalowania technologii do wyższego poziomu gotowości technologicznej). Do II fazy konkursu NCBR zakwalifikowało się jedynie 3 z 11 pierwotnie startujących Konsorcjów. Polenergia S.A. jako lider konsorcjum naukowo-przemysłowego opracowała oraz rozpoczęła wdrożenie planu realizacji II fazy projektu.

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

Obrót i sprzedaż

Grupa na bieżąco modyfikuje realizację strategii w segmencie obrotu i sprzedaży dostosowując ją do zmiennych warunków rynkowych i rosnących kosztów zabezpieczania potrzeb energetycznych odbiorców końcowych oraz profilowania i bilansowania źródeł OZE. Ofertowanie do odbiorców końcowych realizowane jest ze szczególnym uwzględnieniem ryzyk i potencjalnych kosztów które mogą wpłynąć na przyszłe wykonane marże. Grupa prowadzi nadążną rekalkulację ryzyk i kosztów finansowych związanych z zabezpieczaniem pozycji odbiorców i wytwórców na rynku terminowym. Wprowadzone regulacje ograniczające ceny sprzedaży energii i odpisy na fundusz Zarządcy Rozliczeń, obowiązujące w 2023 roku zahamowały w znacznej mierze możliwości dynamicznego rozwoju sprzedaży i działań związanych z agregacją zewnętrznych OZE. Spółka intensywnie rozwija model sprzedaży w kontraktach długoterminowych cPPA bazujących na istniejących i nowobudowanych aktywach wytwórczych Grupy.

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

Spółka Polenergia Sprzedaż kontynuuje sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w kontrolowanych przez Grupę źródłach odnawialnych. Odbiorcami są klienci biznesowi oraz indywidualni (B2B oraz B2C). Zielona energia produkowana w aktywach wytwórczych Grupy sprzedawana jest w dwóch modelach:

jako produkt w standardzie Energia 2051 oraz produkt bez tego standardu, jednakże nadal zachowując gwarancję 100% energii wyprodukowanej w OZE. W ramach współpracy wewnątrzgrupowej kontynuowana jest sprzedaż produktów łącząca instalację paneli fotowoltaicznych, pomp ciepła, magazynów energii oraz zielonej energii. Prosumenci mogli skorzystać z unikalnej na rynku oferty, łączącej zieloną energię w standardzie Energia 2051 z gwarancją ceny na 8 lat. W poprzednim roku Spółka wprowadziła do swojej oferty produkty SMART cPPA oraz SLIM cPPA z gwarancją ceny do końca 2028 roku skierowane do klientów z segmentu B2B. Spółka aktywnie rozwija sieć partnerów sprzedażowych oraz prowadzi rozmowy z instytucjami bankowymi na temat projektów sprzedaży w modelu cross-sale. W celu zapewnienia odpowiedniej obsługi klienta oraz zwiększenia zasięgu pozyskiwania nowych klientów została podpisana umowa na wdrożenie nowego systemu Bilingowego połączonego z CRM Spółka prowadziła szereg działań marketingowych skierowanych na budowę wizerunku oraz pozyskiwanie leadów sprzedażowych wzmocniając tym samym swoją pozycję na rynku.

Spółka Polenergia Fotowoltaika S.A. w ramach prowadzonej działalności operacyjnej w drugim kwartale 2024 r. zainstalowała 5,7 MWp paneli fotowoltaicznych oraz 486 magazynów energii, a w segmencie pomp ciepła zostały zainstalowane 52 sztuki tych urządzeń. Spółka prowadzi działania w celu rozwinięcia sprzedaży usług w segmencie korporacyjnym (instalacje o mocy pow. 50 kWp).

Dystrybucja i eMobility

W segmencie dystrybucji w dniu 28 kwietnia 2023 r. spółka Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. uzyskała decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzającą Taryfę na dystrybucję i sprzedaż energii elektrycznej. Nowa Taryfa weszła w życie w dniu 13 maja 2023 r., z WRA (Wartość Regulacyjna Aktywów) na poziomie 138,7 mln zł. Trwa realizacja zatwierdzonego III planu inwestycyjnego na lata 2019-2022 o łącznej wartości 51 mln zł. Spółka w ramach III portfela inwestycyjnego podpisała 45 umów. Do końca pierwszego kwartału 2024 roku zrealizowano umowy o przyłączenie oraz zgłoszono gotowość do przyłączenia dla 73 inwestycji / etapów inwestycji oraz uzyskano rozszerzenie koncesji dla 28 projektów, oczekiwane jest uzyskanie koncesji w odniesieniu do kolejnych 10.

Ponadto Polenergia Dystrybucja jest również w trakcie realizacji IV planu inwestycyjnego na lata 2021-2026 o łącznej wartości 105 mln zł. Do końca drugiego kwartału 2024 roku spółka podpisała 94 umowy o przyłączenie o łącznej szacowanej wartości nakładów inwestycyjnych na poziomie 104,89 mln zł, co stanowi 99,9% IV portfela inwestycyjnego. W ramach IV planu inwestycyjnego spółka zakończyła realizację 82 inwestycji/ etapów inwestycji dla których zgłosiła gotowość przyłączenia oraz uzyskano rozszerzenie koncesji dla 24 projektów, oczekiwane jest uzyskanie koncesji w odniesieniu do kolejnych 22.

Spółka Polenergia eMobility aktywnie pozyskuje lokalizacje pod budowę ogólnodostępnych stacji ładowania na terenie całego kraju oraz buduje kolejne stacje ładowania. Uruchomione zostały 45 własnych, ogólnodostępne stacje ładowania (66 punktów ładowania). Ponadto spółka posiada portfel umów pozwalających jej na budowę kolejnych 220 stacji ładowania. Spółka rozwija funkcjonalności systemu software do obsługi stacji ładowania, a także do obsługi klientów w aplikacji klienckiej. W celu wsparcia obsługi klienckiej uruchomiona została również usługa call center. Spółka w 2022 r. oraz 2023 r. aplikowała w trzech programach związanych z dofinansowaniem stacji ładowania z NFOŚiGW (Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej) oraz CEF (Connecting Europe Facility). Poza inwestycją w sieć stacji ogólnodostępnych spółka przygotowała oraz wdrożyła do sprzedaży komercyjną ofertę w zakresie elektromobilności obejmującą sprzedaż stacji ładowania, usług technicznych oraz usług związanych z zarządzaniem stacjami ładowania.

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

Pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy

W dniu 7 lutego 2024 r. Zarząd Spółki przekazał do wiadomości publicznej uzupełnienie informacji na temat zakończonej oferty publicznej 10 416 667 akcji zwykłych na okaziciela serii AB o wartości nominalnej 2,00 zł każda. Łączny koszt emisji akcji wyniósł 3 761 tys. zł netto (w tym koszty: przygotowania i przeprowadzenia Oferty – 2 882 tys. zł netto, wynagrodzenia subemitentów, dla każdego oddzielnie – nie dotyczy sporządzenia prospektu, z uwzględnieniem kosztów doradztwa – 821 tys. zł netto, promocji – 58 tys. zł netto). Łączny koszt przeprowadzenia Oferty został rozliczony poprzez ujęcie w kapitale własnym. Średni koszt przeprowadzenia subskrypcji wyniósł 0,36 zł netto na jedną Akcję Oferowaną.

Dnia 13 marca 2024 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki Polenergia S.A. uchyliło dotychczasowe upoważnienie Zarządu Spółki do podwyższenia kapitału zakładowego w granicach kapitału docelowego oraz udzieliło Zarządowi Spółki nowego upoważnienia do podwyższenia kapitału zakładowego Spółki w granicach kapitału docelowego, z możliwością pozbawienia przez Zarząd, za zgodą Rady Nadzorczej, w całości lub w części prawa poboru w stosunku do nowych akcji Spółki, na kolejny okres, na zasadach i w granicach określonych w zmianach do Statutu Spółki (uchwała nr 3/2024 z dnia 13 marca 2024 roku opublikowana w raporcie bieżącym nr 17/2024). W związku z dokonanymi zmianami, Zarząd jest upoważniony do podwyższenia kapitału zakładowego Spółki o kwotę nie większą niż 115 828 368 złotych poprzez emisję nie więcej niż 57 914 184 nowych akcji zwykłych na okaziciela, o wartości nominalnej 2 złote każda („Nowe Akcje”) („Kapitał Docelowy”). Zarząd planuje pozyskać dzięki emisji nowych akcji Spółki przeprowadzonych w ramach Kapitału Docelowego w latach 2024-2027 łączne wpływy w wysokości do ok. 3,4 mld złotych. W granicach Kapitału Docelowego Zarząd jest upoważniony do podwyższenia kapitału zakładowego, w drodze jednego albo kilku kolejnych podwyższeń kapitału zakładowego Spółki w ciągu trzech lat od dnia wpisania do rejestru przedsiębiorców zmiany Statutu Spółki.

W dniu 8 lutego 2024 roku Polenergia Obrót S.A. zawarła z Mercedes-Benz Manufacturing Poland Sp. z o.o. z siedzibą w Jaworze umowy PPA i PPA+ („Umowy PPA i PPA+”). Umowy PPA i PPA+ dotyczą sprzedaży całej energii elektrycznej zużywanej przez kupującego, w tym części energii elektrycznej wyprodukowanej przez następujące instalacje odnawialnych źródeł energii: farmę wiatrową Dębsk o mocy zainstalowanej 121 MW („Instalacja OZE 1,”) oraz farmę fotowoltaiczną Sulechów 3 o mocy zainstalowanej wynoszącej 9,84 MW („Instalacja OZE 2”), oraz gwarancji pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w liczbie odpowiadającej ilości sprzedawanej energii elektrycznej, a także bilansowania handlowego potrzeb kupującego. Okres sprzedaży energii elektrycznej i gwarancji pochodzenia w ramach Umów PPA i PPA+ rozpoczyna się od dnia 1 marca 2024 r. i trwa do dnia 31 grudnia 2027 r. W zakresie sprzedaży energii elektrycznej produkowanej przez farmę wiatrową Dębsk i farmę fotowoltaiczną Sulechów 3, planowany wolumen sprzedaży energii elektrycznej dotyczy określonej części wolumenu, jaki w tym okresie zostanie wyprodukowany przez wyżej wymienione farmy. Energia elektryczna produkowana przez farmy będzie sprzedawana po stałej cenie, z tym zastrzeżeniem, że cena może zostać podwyższona lub obniżona w zależności od wysokości uśrednionego wskaźnika CPI – średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem za poprzedni rok kalendarzowy publikowanego przez Główny Urząd Statystyczny. Pozostała ilość energii elektrycznej zużywanej przez kupującego będzie sprzedawana po cenie opartej o ceny na rynku SPOT na rynku towarów giełdowych Towarowej Giełdy Energii S.A. lub po stałej cenie dla określonej ilości energii elektrycznej, jeżeli taka stała cena zostanie ustalona zgodnie z procedurą określoną w umowie PPA+. Łączna szacowana suma przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i gwarancji pochodzenia na podstawie Umów PPA i PPA+ może wynieść około 131,4 mln zł netto. W razie wcześniejszego rozwiązania Umów PPA i PPA+ odpowiednio przez POLO lub Mercedes-Benz Manufacturing Poland Sp. z o.o., z powodu określonych w umowie naruszeń umowy przez drugą stronę, stronie nienaruszającej należy się opłata za rozwiązanie w wysokości określonej w

umowie.

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

W dniu 8 kwietnia 2024 roku Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. wraz ze spółką Polenergia H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o. o. zawarły z NFOŚiGW aneks do umowy o dofinansowanie. Zgodnie z aneksem ENS i NFOŚiGW wyraziły zgodę na wstąpienie przez H2HUB Nowa Sarzyna we wszelkie prawa i obowiązki ENS wynikające z umowy o dofinansowanie. Wstąpienie H2HUB Nowa Sarzyna w prawa i obowiązki ENS ma skutek zwalniający wobec ENS, tj. od momentu zawarcia aneksu ENS nie jest stroną praw i obowiązków wynikających z umowy o dofinansowanie. Łączna kwota dofinansowania projektu w formie dotacji nie uległa zmianie i wynosi 20 000 000 zł, co stanowi ok. 43 % kosztów kwalifikowanych przedsięwzięcia. Zgodnie z aneksem, stacje tankowania wodoru wraz z infrastrukturą towarzyszącą powinny zostać oddane do użytkowania w drugiej połowie 2025 roku, przy czym umowa o dofinansowanie przewiduje możliwość wprowadzania zmian do harmonogramu. Uprawnienie H2HUB Nowa Sarzyna do wypłaty środków z dotacji jest uzależnione od spełnienia warunków powszechnie stosowanych dla spółek celowych w umowach zawieranych z NFOŚiGW. Spełnienie wymaganych umową o dofinansowanie warunków wypłaty środków z dotacji może wymagać uzyskania stosownych zgód korporacyjnych.

W dniu 21 maja 2024 r. Pan Jacek Głowacki zrezygnował z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej Polenergii S.A. Rezygnacja została złożona ze skutkiem na 21 maja 2024 r.

W dniu 22 maja 2024 r. Pan Adam Purwin został powołany do Rady Nadzorczej Polenergii S.A na funkcję członka Rady Nadzorczej ze skutkiem na dzień 22 maja 2024 r.

W dniu 27 maja 2024 r. spółka zależna Naxxar Wind Farm Four SRL z siedzibą w Bukareszcie otrzymała pismo procesowe (pozew), które zostało złożone przez WIP International GmbH przed II Sądem Okręgowym w Bukareszcie, Rumunia.

Ze wstępnej analizy pozwu wynika, że jest związany z wcześniejszym powództwem wniesionym do Sądu przez powoda przeciwko NRE, kilku osobom fizycznym oraz innym spółkom, w którym to postępowaniu żadna ze spółek obecnie kontrolowanych przez Polenergię S.A. nie jest stroną pozwaną. Na dzień 24 czerwca 2024 r. Polenergia S.A. ocenia, że w przypadku zaskarżenia przez którąkolwiek ze stron wyroku sądu pierwszej instancji, który na ten moment jeszcze nie zapadł, postępowanie w sprawie pierwotnego powództwa może trwać ok. 3 – 4 lata. Dopiero po prawomocnym zakończeniu postępowania w sprawie pierwotnego powództwa na korzyść powoda i co istotne, nieskutecznej egzekucji przedmiotowego roszczenia wobec NRE, pozew powoda (actio pauliana) przeciwko m.in. Spółce może zostać rozstrzygnięty. Ponadto, w ocenie Spółki pozew jest bezzasadny, a uznanie dokumentów i czynności prawnych doprowadzających do transakcji nabycia przez Polenergię S.A. udziałów w spółce i nabycia przez nią udziałów w 7 spółkach projektowych realizujących projekt farmy wiatrowej w Rumunii w okręgu Tulcea (o czym Spółka informowała w raportach bieżących nr 40/2023 z dnia 5 października 2023 r. oraz nr 59/2023 z dnia 7 grudnia 2023 r.) za nieważne lub bezskuteczne wobec powoda (actio pauliana) nie posiada podstawy prawnej. Niezależnie od powyższego, zdaniem Spółki hipotetyczne roszczenia przedstawione w pozwie uległy przedawnieniu.

W dniu 2 lipca 2024 r. Polenergia Farma Wiatrowa Namysłów sp. z o. o., rozwijająca projekt farmy fotowoltaicznej Szprotawa I o łącznej mocy zainstalowanej 47 MWp zawarła umowę kredytów z mBank

S.A. i Pekao S.A.: kredytu terminowego do łącznej kwoty 90 mln zł, przeznaczonego na finansowanie budowy farmy fotowoltaicznej Szprotawa 1, z możliwością zwiększenia zaangażowania kredytodawcy, kredytu VAT do maksymalnej łącznej kwoty 20 mln zł oraz kredytu DSR do maksymalnej łącznej kwoty 6 mln zł. Umowa Kredytów przewiduje spłatę kredytu terminowego oraz kredytu DSR nie później niż w terminie 15 lat od daty zakończenia projektu lub do dnia 16 czerwca 2040 roku, a kredytu VAT w terminie sześciu miesięcy od daty ostatecznego rozliczenia budowy, ale nie później niż do dnia 30 kwietnia 2026 roku. Oprocentowanie kredytów ustalone jest w oparciu o stopę referencyjną WIBOR, powiększoną o marżę kredytodawcy.

W dniu 11 lipca 2024 r. podjęto uchwałę dotyczącą ustanowienia przez Spółkę programu emisji obligacji. Na podstawie uchwały programowej, Zarząd Spółki podjął decyzję o ustanowieniu programu emisji obligacji Spółki, o łącznej maksymalnej wartości nominalnej obligacji do kwoty 1.000.000.000 zł oraz emitowaniu przez Spółkę poszczególnych serii obligacji w ramach tego programu, obejmowanych przez inwestorów kwalifikowanych. Spółka informuje również o podjęciu w dniu 11 lipca 2024 roku przez Radę Nadzorczą Spółki uchwały, w ramach której, Rada Nadzorcza Spółki wyraziła zgodę na ustanowienie przez Spółkę programu. Intencją Spółki jest przeprowadzenie pierwszej emisji Obligacji w ramach Programu do końca 2024 roku, z zastrzeżeniem występowania odpowiednich warunków na rynku dłużnych papierów wartościowych.

W dniu 18 lipca 2024 r. Pan Adam Purwin, Członek Rady Nadzorczej, został oddelegowany do pełnienia funkcji Członka Zarządu Polenergii S.A. na okres 3 miesięcy od dnia podjęcia uchwały.

W dniu 14 sierpnia 2024 roku Zarząd Spółki poinformował, że w związku z planami rozwojowymi Spółki, podjął decyzję o rozszerzeniu przeglądu opcji strategicznych ogłoszonego raportem bieżącym Spółki nr 4/2024 z dnia 8 lutego 2024 roku („Przegląd Opcji Strategicznych”) („Raport”). Na datę niniejszego komunikatu Przegląd Opcji Strategicznych na zasadach określonych w Raporcie obejmuje realizację projektów w ramach celów strategicznych wskazanych w Raporcie oraz wybranych projektów w pozostałych segmentach działalności Grupy Polenergia w długim horyzoncie czasowym, z wyłączeniem projektów morskich farm wiatrowych, a także aktywów strategicznych. W toku Przeglądu Opcji Strategicznych Spółka zamierza zaangażować się w rozmowy z różnymi podmiotami, a wybranym podmiotom, w zakresie dozwolonym przez obowiązujące przepisy prawa, mogą być udzielane dodatkowe informacje o Spółce oraz projektach będących przedmiotem Przeglądu Opcji Strategicznych. Zarówno harmonogram jak i ostateczny rezultat Przeglądu Opcji Strategicznych są na datę sporządzenia niniejszej informacji niepewne. Dotychczas nie zostały podjęte żadne decyzje związane z wyborem konkretnej opcji strategicznej dla poszczególnych projektów i nie ma pewności, czy i kiedy takie decyzje zostaną podjęte w przyszłości. Spółka będzie przekazywała do publicznej wiadomości informacje o przebiegu Przeglądu Opcji Strategicznych zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa.

W dniu 13 sierpnia 2024 roku Zarząd Spółki, otrzymał informację o wydaniu przez Komisję Europejską („Komisja”) decyzji stwierdzającej zgodność z rynkiem wewnętrznym („Decyzja Komisji”) pomocy publicznej udzielonej MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. w drodze decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 4 maja 2021 roku o przyznaniu prawa do pokrycia ujemnego salda dla projektów morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk 2 oraz MFW Bałtyk 3 („Projekty”). Decyzja Komisji została wydana w procedurze notyfikacji indywidualnej, po przeprowadzeniu której Komisja nie wniosła zastrzeżeń do pomocy publicznej przyznanej na poziomie nieprzekraczającym 319,60 PLN/MWh dla energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci w ramach każdego z Projektów. Zgodnie z przepisami ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, kolejnym krokiem będzie uzyskanie decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki ustalającej konkretną cenę (nie wyższą niż wynikająca z decyzji Komisji) stanowiącą, po indeksacji inflacją, podstawę rozliczenia kontraktu różnicowego w 25-letnim okresie wsparcia. Na wydanie przedmiotowego rozstrzygnięcia organ regulacyjny ma 90 dni od dnia otrzymania informacji o decyzji Komisji.

Wyniki finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2024 w podziale na segmenty operacyjne

Na kolejnych stronach przedstawiono podział łącznego wyniku Grupy osiągniętego w pierwszym półroczu i drugim kwartale 2024 roku w podziale na segmenty działalności.

| 6M 2024 (m PLN) | Łądowe Famy Wiatrowe | Fotowoltaika | Gaz i Czyste Paliwa | Obrót i Sprzedaż | Dystrybucja | Niealokowane | Rozliczenie Ceny Nabycia | RAZEM |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|--------------|---------------------|------------------|---------------|---------------|--------------------------|------------------|
| Przychody ze sprzedaży* | 429,8 | 13,7 | 56,2 | 1 488,8 | 106,3 | 9,9 | - | 2 104,8 |
| Koszty operacyjne, w tym | (136,3) | (6,2) | (55,0) | (1 366,8) | (77,8) | (7,9) | (0,1) | (1 650,1) |
| koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia) | (74,1) | - | - | - | - | - | - | (74,1) |
| amortyzacja | (64,1) | (3,4) | (4,8) | (5,9) | (4,9) | (3,4) | (0,1) | (86,7) |
| korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia | 1,9 | - | - | - | - | - | - | 1,9 |
| Zysk brutto ze sprzedaży | 293,5 | 7,5 | 1,3 | 122,0 | 28,5 | 2,0 | (0,1) | 454,7 |
| Marża zysku brutto ze sprzedaży | 68,3% | 54,7% | 2,2% | 8,2% | 26,8% | "n/a" | "n/a" | 0,2 |
| Koszty sprzedaży | - | - | - | (44,1) | - | - | - | (44,1) |
| Koszty ogólnego zarządu | (6,9) | (0,7) | (4,6) | (43,5) | (5,1) | (33,0) | - | (93,8) |
| Pozostała działalność operacyjna | 2,6 | (0,2) | (0,3) | (11,1) | 0,2 | (0,2) | - | (8,8) |
| w tym odpisy aktualizujące | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Zysk z działalności operacyjnej | 289,3 | 6,6 | (3,6) | 23,3 | 23,6 | (31,1) | (0,1) | 307,9 |
| EBITDA | 353,3 | 10,0 | 1,2 | 29,3 | 28,5 | (27,7) | - | 394,6 |
| Marża EBITDA | 82,2% | 72,6% | 2,2% | 2,0% | 26,8% | "n/a" | "n/a" | 18,7% |
| Wynik na działalności finansowej | (35,3) | (3,5) | 0,6 | (4,9) | (4,0) | 14,9 | - | (32,1) |
| Zysk (Strata) brutto | 254,0 | 3,1 | (3,0) | 18,4 | 19,7 | (16,2) | (0,1) | 275,8 |
| Podatek dochodowy | - | - | - | - | - | - | - | (55,4) |
| Zysk (strata) netto za okres | - | - | - | - | - | - | - | 220,4 |
| Korekty normalizujące: | | | | | | | | |
| Alokacja Ceny Nabycia (PPA) | | | | | | | | 0,1 |
| Różnice kursowe | | | | | | | | 0,5 |
| Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu | | | | | | | | 1,5 |
| Odpisy aktualizujące | | | | | | | | - |
| Wynik netto na sprzedaży aktywów | | | | | | | | - |
| Skorygowany Zysk Netto | - | - | - | - | - | - | - | 222,4 |
| *Przychody z tytułu przyznanych ch. ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży | | | | | | | | |
| 6M 2023 (m PLN) | Łądowe Famy Wiatrowe | Fotowoltaika | Gaz i Czyste Paliwa | Obrót i Sprzedaż | Dystrybucja | Niealokowane | Rozliczenie Ceny Nabycia | RAZEM |
| Przychody ze sprzedaży* | 302,0 | 8,9 | 92,8 | 2 341,8 | 84,7 | 7,9 | - | 2 838,1 |
| Koszty operacyjne, w tym | (108,7) | (4,5) | (90,5) | (2 191,5) | (81,1) | (6,4) | (1,4) | (2 484,2) |
| 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 |
| Zysk brutto ze sprzedaży | 193,3 | 4,3 | 2,2 | 150,3 | 3,7 | 1,5 | (1,4) | 353,8 |
| 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 | 4,8 | (0,5) | (1,2) | (1,9) | 0,5 | (0,1) | - | 1,7 |
| w tym odpisy aktualizujące | (0,1) | - | - | - | - | - | - | (0,1) |
| Zysk z działalności operacyjnej | 192,5 | 3,3 | (2,7) | 65,7 | (0,2) | (25,6) | (1,4) | 231,6 |
| EBITDA | 249,6 | 5,3 | 1,9 | 70,4 | 4,2 | (22,5) | - | 308,9 |
| Marża 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) |
| Zysk (Strata) brutto | 159,5 | 1,1 | (1,7) | 56,3 | (3,0) | (1,4) | (1,4) | 209,3 |
| Podatek dochodowy | - | - | - | - | - | - | - | (42,0) |
| Zysk (strata) netto za okres | - | - | - | - | - | - | - | 167,3 |
| 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 | | | | | | | | - |
| Skorygowany Zysk Netto | - | - | - | - | - | - | - | 169,8 |
| Zmiana EBITDA rdr | 103,8 | 4,7 | (0,6) | (41,1) | 24,3 | (5,2) | - | 85,7 |
| *Przychody z tytułu przyznanych ch. ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży | | | | | | | | |

| 2Q 2024 (m PLN) | Łądowe Farmy Wiatrowe | Fotowoltaika | Gaz i Czyste Paliwa | Obrót i Sprzedaż | Dystrybucja | Niealokowane | Rozliczenie Ceny Nabycia | RAZEM |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|--------------|---------------------|------------------|---------------|---------------|--------------------------|------------------|
| Przychody ze sprzedaży* | 174,3 | 10,6 | 23,9 | 647,9 | 51,0 | 5,9 | - | 913,6 |
| Koszty operacyjne, w tym | (70,2) | (3,6) | (24,7) | (577,3) | (37,4) | (3,0) | (0,1) | (716,3) |
| koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia) | (46,8) | - | - | - | - | - | - | (46,8) |
| amortyzacja | (30,3) | (1,9) | (2,4) | (2,8) | (2,5) | (1,7) | (0,1) | (41,7) |
| korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia | 6,9 | - | - | - | - | - | - | 6,9 |
| Zysk brutto ze sprzedaży | 104,0 | 7,0 | (0,8) | 70,6 | 13,7 | 2,9 | (0,1) | 197,3 |
| Marża zysku brutto ze sprzedaży | 59,7% | 66,3% | -3,5% | 10,9% | 26,8% | "n/a" | "n/a" | 21,6% |
| Koszty sprzedaży | - | - | - | (22,1) | - | - | - | (22,1) |
| Koszty ogólnego zarządu | (4,0) | (0,4) | (1,5) | (21,7) | (2,7) | (21,2) | - | (51,4) |
| Pozostała działalność operacyjna | 0,8 | (0,3) | 0,4 | (8,1) | 0,1 | (0,2) | - | (7,3) |
| w tym odpisy aktualizujące | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Zysk z działalności operacyjnej | 100,9 | 6,3 | (1,9) | 18,7 | 11,1 | (18,4) | (0,1) | 116,6 |
| EBITDA | 131,2 | 8,2 | 0,5 | 21,6 | 13,6 | (16,7) | - | 158,3 |
| Marża EBITDA | 75,3% | 77,5% | 2,2% | 3,3% | 26,6% | "n/a" | "n/a" | 17,3% |
| Wynik na działalności finansowej | (16,3) | (2,7) | 0,3 | (2,5) | (2,0) | 7,0 | - | (16,2) |
| Zysk (Strata) brutto | 84,6 | 3,6 | (1,6) | 16,3 | 9,1 | (11,4) | (0,1) | 100,4 |
| Podatek dochodowy | - | - | - | - | - | - | - | (20,7) |
| Zysk (strata) netto za okres | | | | | | | | 79,7 |
| Korekty normalizujące: | | | | | | | | |
| Alokacja Ceny Nabycia (PPA) | | | | | | | | 0,1 |
| Różnice kursowe | | | | | | | | 0,1 |
| Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu | | | | | | | | 0,8 |
| Odpisy aktualizujące | | | | | | | | - |
| Wynik netto na sprzedaży aktywów | | | | | | | | - |
| Skorygowany Zysk Netto | | | | | | | | 80,6 |
| *Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży | | | | | | | | |
| 2Q 2023 (m PLN) | Łądowe Farmy Wiatrowe | Fotowoltaika | Gaz i Czyste Paliwa | Obrót i Sprzedaż | Dystrybucja | Niealokowane | Rozliczenie Ceny Nabycia | RAZEM |
| Przychody ze sprzedaży* | 125,1 | 6,6 | 58,5 | 1 136,1 | 40,8 | 4,1 | - | 1 371,1 |
| Koszty operacyjne, w tym | (65,0) | (2,4) | (55,8) | (1 074,6) | (35,8) | (3,4) | (0,7) | (1 237,6) |
| 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) |
| Zysk brutto ze sprzedaży | 60,1 | 4,2 | 2,8 | 61,5 | 5,0 | 0,7 | (0,7) | 133,5 |
| 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 | 0,6 | (0,4) | (0,5) | (2,2) | (0,2) | (0,0) | - | (2,7) |
| w tym odpisy aktualizujące | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Zysk z działalności operacyjnej | 57,0 | 3,5 | 0,4 | 19,6 | 2,7 | (14,2) | (0,7) | 68,3 |
| EBITDA | 85,6 | 4,4 | 2,8 | 22,5 | 4,9 | (12,6) | - | 107,6 |
| Marża 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) |
| Zysk (Strata) brutto | 42,5 | 2,5 | 1,0 | 15,7 | 1,3 | (4,4) | (0,7) | 57,8 |
| Podatek dochodowy | - | - | - | - | - | - | - | (11,3) |
| Zysk (strata) netto za okres | | | | | | | | 46,5 |
| 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 | | | | | | | | - |
| Skorygowany Zysk Netto | | | | | | | | 47,6 |
| Zmiana EBITDA rdr | 45,5 | 3,8 | (2,2) | (1,0) | 8,7 | (4,1) | - | 50,7 |
| *Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSF15 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 26 lutego 2024 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 33 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

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

Dnia 5 sierpnia 2024 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 35 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 grupę kapitałową Emitenta przedstawia poniższa tabela:

| EBITDA / Zysk netto [mln PLN] | 6M 2024 | 6M 2023 | Zmiana |
|-------------------------------|---------|---------|---------|
| Przychody ze sprzedaży | 2 104,8 | 2 838,1 | (733,2) |
| EBITDA | 394,6 | 308,9 | 85,7 |
| Zysk/Strata Netto | 220,4 | 167,3 | 53,1 |
| Skorygowany Zysk/Strata Netto | 222,4 | 169,8 | 52,6 |

Na wyniki za pierwsze półrocze 2024 roku w porównaniu do rezultatów za analogiczny okres roku poprzedniego wpływ miały następujące czynniki:

a) Na poziomie EBITDA (wzrost o 85,7 mln zł):

- Wyższy wynik segmentu lądowych farm wiatrowych (o 103,8 mln zł), co jest przede wszystkim konsekwencją wyższych cen energii elektrycznej oraz rozpoczęcia eksploatacji farm Grabowo i Piekło. Powyższe zostało częściowo skompensowane przez niższe ceny zielonych certyfikatów oraz wyższe koszty operacyjne farm wiatrowych;
- Wyższy wynik segmentu fotowoltaiki w pierwszym półroczu 2024 r. w porównaniu do wyniku pierwszego półrocza 2023 r. (wzrost o 4,7 mln zł) z uwagi na wyższą produkcję energii w segmencie PV, głównie z uwagi na uruchomienie farmy Strzelino w pierwszym kwartale 2024 r., co częściowo zostało skompensowane przez niższe osiągnięte ceny energii w pierwszym

półroczu 2024 r. w części z farm oraz wyższe koszty operacyjne w związku ze zwiększeniem mocy zainstalowanej.

- Niższy wynik segmentu gazu i czystych paliw (o 0,6 mln zł) głównie w związku z niższym wynikiem na sprzedaży ciepła powiększonym przez wyższy wynik na optymalizacji pracy ENS oraz wyższy wynik na usługach systemowych.
- Niższy wynik segmentu obrotu i sprzedaży (o 41,1 mln zł) wskutek: i) niższego wyniku na handlu energią elektryczną z aktywów OZE wskutek zmiany modelu rozliczeniowego uwzględniającego wyższą cenę zakupu z projektów OZE, ii) niższego wyniku na pozostałej działalności w obszarze energetyki prosumenckiej w konsekwencji opóźnienia uruchomienia programu Mój Prąd 6.0, iii) niższego wyniku na handlu certyfikatami z farm wiatrowych w związku ze spadkiem cen sprzedaży zielonych certyfikatów, iv) wyższych kosztów operacyjnych w związku z rozwojem skali działalności Grupy. Spadek wyniku w pierwszej połowie 2024 roku został częściowo skompensowany przez: i) wyższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej będący konsekwencją niższego kosztu profilu zużycia klientów końcowych, ii) wyższy wynik na agregacji OZE głównie w związku z dodatkową marżą na sprzedaży zielonych certyfikatów, iii) wyższy wynik na handlu i obsłudze biznesu związany głównie z efektem niskiej bazy wynikającej z rozkładu czasowego realizacji transakcji w 2023 r.
- Wyższy wynik segmentu dystrybucji w pierwszym półroczu 2024 r. (o 24,3 mln zł) wskutek wyższej marży jednostkowej na sprzedaży energii oraz wyższej marży na dystrybucji energii elektrycznej (związane z efektem niskiej bazy spowodowanej opóźnieniem w aktualizacji taryfy dystrybucyjnej w poprzednim roku). Wyższy wynik został częściowo skompensowany przez wyższe koszty operacyjne związane ze wzrostem skali działalności i koszty ponoszone w związku z rozwojem projektów z obszaru elektromobilności.
- Niższy wynik pozycji niealokowane (o 5,2 mln zł) co jest konsekwencją wyższych kosztów operacyjnych w Centrali wynikających głównie ze wzrostu skali działalności.

b) Na poziomie Zysku Netto (wzrost o 53,1 mln zł):

- Wpływ wyniku EBITDA (wynik wyższy o 85,7 mln zł);
- Wyższa amortyzacja (o 9,5 mln zł) wynikająca przede wszystkim z oddania do użytkowania środków trwałych w segmencie farm wiatrowych i fotowoltaicznych, amortyzacji związanej z utworzeniem w 2023 roku rezerwy na demontaż oraz wyższej amortyzacji środków trwałych w leasingu zgodnie z MSSF 16 skorygowana o zakończenie rozliczenia PPA dotyczącego zakupu Polenergia Fotowoltaika S.A.;
- Niższa wartość odpisów aktualizujących (o 0,1 mln zł).

Powyższe pozycje łącznie przyczyniły się do wzrostu zysku operacyjnego o 76,3 mln zł.

- Wyższe przychody finansowe (o 3,0 mln zł) głównie w konsekwencji wyższych przychodów z tytułu odsetek, wyższego wyniku na transakcjach na instrumentach pochodnych oraz wyższych opłat z tytułu poręczeń.
- Wyższe koszty finansowe (o 12,9 mln zł) wynikające głównie z wyższych kosztów z tytułu odsetek, wyższych kosztów wynikających z wyceny instrumentów pochodnych oraz kosztów prowizji a także kosztów finansowych z tytułu dyskonta wynikających z rozliczania w czasie kosztów demontażu turbin wiatrowych i paneli fotowoltaicznych.
- Wyższy poziom podatku dochodowego (o 13,4 mln zł) w 2024 roku jest efektem wyższego wyniku brutto Grupy.

c) Na poziomie skorygowanego zysku netto (wzrost o 52,6 mln zł):

- Wpływ zysku netto (wzrost o 53,1 mln zł);
- Odwrócenie efektu różnic kursowych (wzrost o 0,9 mln zł);

- Eliminacja efektu rozliczenia ceny nabycia (spadek o 1,3 mln zł);
- Odwrócenie efektu odpisów aktualizacyjnych (spadek o 0,1 mln zł);
- Odwrócenie efektu wyceny kredytów metodą zamortyzowanego kosztu (bez zmian).

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 2023 roku, z zastrzeżeniem poniższych zmian i aktualizacji:

Ryzyko zmiany kursów walutowych

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

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

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

Ryzyko zmiany stóp procentowych

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

Na dzień 30 czerwca 2024 r., ok. 93% 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. 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 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 unijnych.

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

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

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

Należy także podkreślić, iż niezależnie od szczególnego przypadku, jakim było uchwalenie Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych, działalność prowadzona przez Grupę zawsze podlega, poza przepisami ogólnie regulującymi każdą działalność gospodarczą, specyficznym regulacjom wynikającym w szczególności 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 przepisów.

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 unijnym i ogólnopolskim w tym zakresie. Ewentualne zmiany regulacji rynku energetycznego mogą okazać się niekorzystne dla Grupy.

Ryzyko zmienności rynkowych cen energii elektrycznej

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

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

Zmienność cen energii elektrycznej wpływa pośrednio na koszty profilu produkcji energii elektrycznej przez farmy wiatrowe i fotowoltaiczne Grupy oraz koszty profilu odbiorców energii obsługiwanych przez Grupę (tzw. koszty profilowania). Poziom i zmienność kosztów profilowania jest w dużej mierze ryzykiem systemowym pozostającym poza kontrolą Grupy, które w razie materializacji może mieć istotny wpływ na wyniki osiągnięte przez Grupę, co miało miejsce min. w 2022 roku i negatywnie wpłynęło na wyniki linii biznesowych sprzedaży aktywów OZE Grupy, agregacji zewnętrznych OZE oraz sprzedaży do odbiorców końcowych. W 2023 roku ze względu na liczne ograniczenia regulacyjne i ustabilizowanie się cen poziom kosztów profilu znacząco spadł w stosunku do poprzedniego roku. Trend ten kontynuowany był w pierwszej połowie 2024 roku.

Jednocześnie wsparcie udzielane w ramach systemu aukcyjnego OZE dla zabezpieczonego w aukcji wolumenu, co do zasady, uniezależnia wytwórcę na okres 15 lat od ryzyka rynkowego w zakresie cen sprzedaży energii elektrycznej. Wsparcie dotyczy wyłącznie tych projektów realizowanych w Grupie, które

wygrały aukcję. Przy utrzymujących się relatywnie wysokich cenach rynkowych (wyższych od cen rozliczeniowych z Zarządcą Rozliczeń) wsparcie w ramach systemu aukcyjnego również w pierwszej połowie 2024 roku było czynnikiem działającym niekorzystnie na przychody źródeł OZE uczestniczących w aukcji (w stosunku do możliwych do uzyskania cen rynkowych). Niemniej jednak ceny dla farm fotowoltaicznych uzyskiwane na rynku RDN ze względu na efekt nadpodaży energii z PV w weekendy wiosną i latem podlegały degradacji aż do poziomów ujemnych, kiedy to korzystniej było wyłączyć jednostkę niż produkować energię.

Niezależnie od powyższego, wyższe ceny energii elektrycznej pozytywnie wpływają na wyniki związane z produkcją energii z OZE pod warunkiem, że dotyczą okresu, dla którego sprzedaż nie była wcześniej zabezpieczona czy to w formie kontraktu różnicowego, umowy PPA czy też na rynku terminowym po znacznie niższych cenach. Ponadto, zmiany cen energii elektrycznej przy zmiennej produkcji z OZE mogą wpływać również na tzw. koszty profilu produkcji. Jeśli kontrakt dotyczący sprzedaży energii elektrycznej zawarty z klientem dotyczy konkretnego wolumenu w wybranym okresie (istotna część kontraktów ma taką formę), to zważywszy na zmienność produkcji wytworzonej w OZE Spółka dokonuje zakupu bądź sprzedaży na rynku energii i dostarcza klientowi taką ilość energii jaka była ustalona w kontrakcie. W sytuacji dynamicznych wzrostów cen odchylenie w zużyciu energii przez klientów od wartości zakontraktowanych może wygenerować istotny wynik (zarówno pozytywny jak i negatywny), niewspółmierny do pierwotnych założeń.

Do 13 czerwca 2024 roku na rynku bilansującym nadal działały ograniczenia w maksymalnych cenach ofertowych. Od 14 czerwca 2024 roku rynek bilansujący działa na nowych zasadach, które wprowadziły wyższe koszty niezbilansowania jednostki bilansowej i wynikającą z nich większą zmienność cenową, co wzmocniło czynniki ryzyka związane ze wzrostem kosztów bilansowania i profilowania źródeł OZE.

Segment lądowych farm wiatrowych w roku 2024 został zabezpieczony w znacznej części portfela na rynku terminowym z cenami wyższymi niż notowania obserwowane w pierwszej połowie 2024 roku na rynku bieżącym. Niemniej jednak odbiło się to na notowania kontraktów na kolejne lata, gdzie istnieje ryzyko, że przy niskiej cenie zabezpieczenia terminowego i niskiej wietrzności Spółka będzie musiała odkupić zabezpieczoną terminowo energię z rynku bieżącego po cenach znacznie wyższych niż cena zabezpieczania, co może generować negatywny wpływ na wynik. Ryzyko takie zmaterializowało się już w niektórych okresach roku 2022. Dlatego też Spółka zmieniła podejście i zabezpieczenia na kolejne lata realizowane będą w sposób elastyczny i z buforem energii pozostawionym na rynek bieżący. Długoterminowo w sytuacji długotrwałego spadku cen energii elektrycznej i w konsekwencji obniżek notowań kontraktów terminowych może zostać ograniczony potencjał wyniku finansowego tego segmentu. Również wzrost liczby źródeł OZE może w kolejnych latach negatywnie wpływać na przychody segmentu lądowych farm wiatrowych oraz farm fotowoltaicznych z uwagi na spadki cen energii w okresach dużej generacji energii ze źródeł wiatrowych czy analogicznie źródeł wykorzystujących energię słoneczną, co przyczynia się do znacznego wzrostu kosztu profilu i redukcji przychodów.

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 okresach 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. Trend ten jest mocniej widoczny do wprowadzenia zmian na rynku bilansującym od 14 czerwca 2024 roku, gdzie dodatkowo rozliczenia bilansowania zmieniły się z okresów godzinnych na 15-minutowe zwiększając zmienność cen bilansujących.

Polenergia Obrót, Polenergia Sprzedaż oraz Polenergia Dystrybucja są stronami umów sprzedaży energii elektrycznej dla klientów końcowych. Na potrzeby realizacji tych umów, spółki te nabywają energię elektryczną produkowaną m.in. przez aktywa wytwórcze: farmy wiatrowe i farmy fotowoltaiczne, a także na rynku hurtowym. Energia jest następnie sprzedawana przez te spółki do odbiorców końcowych. Aby

wywiązać się ze zobowiązania do dostarczenia określonej ilości energii do odbiorców końcowych, spółki nabywają (lub sprzedają) brakującą (lub nadwyżkową) energię elektryczną na rynku po cenach innych niż przewidziane w umowach z klientami końcowymi i operatorami aktywów wytwórczych. Zgodnie z zasadą dostosowywania wolumenów i cen pozyskiwanych z własnych i zewnętrznych źródeł wytwórczych oraz wolumenów i cen sprzedaży do klientów końcowych (poprzez zarządzanie portfelowe) Grupa minimalizuje ekspozycję na ryzyko zmian rynkowych cen energii elektrycznej w segmentach obrotu i sprzedaży oraz dystrybucji.

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

Ryzyko zmienności rynkowych cen gazu ziemnego

Wyższe ceny kontraktów terminowych na gaz ziemny i uprawnień do emisji dwutlenku węgla przy niższych cenach kontraktów dla energii elektrycznej pociągają za sobą występowanie negatywnych spreadów Clean Spark Spread (CSS). W przypadku utrzymywania się niekorzystnych spreadów CSS istnieje ryzyko braku możliwości zabezpieczania pracy aktywów generujących energię elektryczną z gazu ziemnego. Dodatkowo zmienność CSS ma przełożenie na wyniki finansowe Grupy w związku z wyceną transakcji terminowych zabezpieczających produkcję i sprzedaż ENS. Spółka na bieżąco analizuje poziomy spreadów rynkowych CSS na kolejne okresy i podejmuje decyzje o zabezpieczeniu przyszłej marży dla ENS w zależności od warunków rynkowych. W ciągu pierwszej połowy 2024 roku nie było możliwe zabezpieczenie pozytywnych spreadów dla ENS na rynku terminowym na dostawy energii w 2025 roku. Niemniej jednak Grupa optymalizuje działanie ENS na rynku spotowym wykorzystując wyższą zmienność cenową po wprowadzeniu zmian na rynku bilansującym.

Ryzyko zmienności rynkowych cen zielonych certyfikatów i ich nadpodaży

Wyniki finansowe Grupy są uzależnione m.in. od poziomu rynkowych cen zielonych certyfikatów. Grupa na bieżąco analizuje sytuację na rynku zielonych certyfikatów i podejmuje decyzje w sprawie zabezpieczenia sprzedaży zielonych certyfikatów pochodzących z segmentu energetyki wiatrowej, korzystając z możliwości zawierania transakcji na rynku kontraktów bilateralnych i na rynku giełdowym.

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska ws. zmiany wielkości udziału obowiązku przedstawienia do umorzenia certyfikatów z odnawialnych źródeł energii w roku 2024 coroczny udział dla tzw. zielonych certyfikatów został ustalony na poziomie 5% (w porównaniu do 12% w 2023 r.). Dla błękitnych certyfikatów poziom obowiązku wyniesie 0,5%. Tak niski poziom obowiązku PMOZE_A spowodował nadpodaż zielonych certyfikatów, które w pierwszej połowie 2024 roku handlowane były na poziomie średnio ok. 45 zł/MWh. W dniu 24 lipca 2024 r. został upubliczniony projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska, który zakłada ponowny wzrost obowiązku umorzenia do poziomu 12,5% w 2025 oraz 12% i 11,5% w latach kolejnych przy jednoczesnym rozszerzeniu kręgu podmiotów z branż energochłonnych, które zwolnione będą z tego obowiązku. Wzrost poziomu umorzenia może przełożyć się na wzrost cen praw majątkowych PMOZE_A.

Powyższy przykład unaocznia wysokie ryzyko zmienności cen zielonych certyfikatów. Grupa stara się na bieżąco ograniczać ekspozycję na ryzyko spadku ceny zielonych certyfikatów poprzez wcześniejsze zabezpieczanie ceny sprzedaży certyfikatów odpowiadających produkcji energii w kolejnych latach. Ponadto w związku ze stopniowym wychodzeniem projektów Grupy z systemu zielonych certyfikatów wynikającym z faktu, iż wsparcie dla projektów przyznawane było na okres 15 lat ekspozycja Grupy na zmienność

rynkowych cen zielonych certyfikatów maleje. Na moment publikacji raportu Grupa wciąż posiadała projekty wiatrowe o łącznej mocy 227,3 MW w systemie zielonych certyfikatów.

Ryzyko niezrealizowania lub wystąpienia opóźnień w realizacji planów inwestycyjnych

W przypadku opóźnień w realizacji projektów inwestycyjnych lub ich niezrealizowania, istnieje ryzyko nieosiągnięcia w wyznaczonym terminie zakładanych celów operacyjnych. To w efekcie może wpłynąć na osiąganie przez Grupę gorszych wyników finansowych, niż 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 osiąganie stawianych celów, bieżący monitoring realizowanych wyników i niezwłoczne reagowanie na sygnały wskazujące, iż osiągnięcie postawionych celów może być zagrożone oraz zestaw polis ubezpieczeniowych. Zarząd Spółki szczególnie starannie przygotowuje proces realizacji poszczególnych projektów, dopracowując wszelkie szczegóły inwestycji od strony technologicznej i zapewniając im odpowiednie finansowanie, niemniej może okazać się, że podejmowane przez Grupę działania okażą się niewystarczające.

Dnia 20 lutego 2023 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał postanowienie na rzecz spółki Polenergia Obrót 2 sp. z o.o., realizującej projekt farmy fotowoltaicznej Strzelino, zgodnie z którym termin spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawy OZE (zobowiązanie się uczestnika do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego, w terminie 24 miesiące od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii) został wydłużony o dodatkowy okres 12 miesięcy, tj. nie później niż do dnia 9 września 2024 roku. Prace budowlano-montażowe zostały zakończone i spółka decyzją Prezesa URE z dn. 27 marca 2024 uzyskała koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej.

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

Ryzyko związane z realizacją projektów Morskich Farm Wiatrowych

Projekty morskich farm wiatrowych narażone są na szereg ryzyk wynikających z sytuacji rynkowej oraz skali projektów. Pierwszym z nich jest ryzyko wzrostu kosztów inwestycyjnych prognozowanych dla etapu rozwoju oraz budowy. Wynika ono z dużego popytu na usługi oraz dostawy, zmian cen surowców oraz informacji pozyskiwanych odnośnie warunków geotechnicznych dna. Obserwuje się również znaczący wzrost kosztów przyłączy do Krajowej Sieci Energetycznej.

Na globalnym rynku morskiej energetyki wiatrowej doszło w ostatnich 2 latach do istotnych zmian, spowodowanych trzema głównymi czynnikami: (i) rozwojem technologicznym generatorów; (ii) załamaniem łańcuchów dostaw; oraz (iii) wzrostem kosztów komponentów, dostaw i obsługi, wywołanych wzrostem cen energii, paliw oraz metali. Bardzo dynamiczne zmiany technologii, pozwalające na zwiększenie mocy jednostkowej i produktywności turbin, nie są skorelowane z rozwojem zaplecza logistycznego, co powoduje powstawanie wąskich gardeł w łańcuchu dostaw, zwłaszcza w zakresie statków instalacyjnych. Ogromne zapotrzebowanie na usługi instalacyjne, a także dostawy komponentów morskich farm wiatrowych prognozowane w latach 2025-2030, w zderzeniu z obserwowanymi ograniczonymi możliwościami rynku, przyczyniają się do wzrostu cen usług. Dodatkowo sytuację utrudnia powrót do poszukiwania i wydobywania

ropy i gazu na wielu obszarach morskich po wybuchu wojny w Ukrainie, co przyczynia się do wzrostu konkurencji o wykwalifikowanych pracowników, statki i inne kluczowe zasoby. Na tę trudną sytuację nakładają się wzrosty kosztów spowodowane wyższymi cenami stali, miedzi, aluminium, które są kluczowymi surowcami do budowy komponentów morskich farm wiatrowych. Dalsze czynniki kosztotwórcze to wzrost cen paliw, wpływających bezpośrednio na koszty usług instalacyjnych. Wszystkie te czynniki mogą spowodować wzrost kosztów rozwoju i budowy projektów. Spółka zarządza ryzykiem poprzez wykorzystanie globalnej pozycji partnera w projekcie rozwijania morskich farm wiatrowych na Morzu Bałtyckim (Equinor), który prowadzi postępowania zakupowe wykorzystując pełen potencjał rynkowy swojego portfolio projektów morskich farm wiatrowych.

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

Rozwój morskich farm wiatrowych niesie ze sobą również ryzyko poniesienia wysokich kosztów inwestycyjnych przez podjęciem FID, które wynika z konieczności zabezpieczenia możliwości produkcyjnych u dostawców oraz pozyskania danych potrzebnych do uzyskania pozwolenia na budowę. Wzrost zainteresowania inwestycjami w morską energetykę wiatrową spowodowany wdrażaniem polityki klimatycznej w skali globalnej oraz potrzebą uniezależnienia się od paliw kopalnych przez państwa europejskie po wybuchu wojny w Ukrainie, dodatkowo zwiększa problemy z planowaniem dostaw i budowy w najbliższych latach. Rynek stał się rynkiem dostawców i instalatorów, którzy oczekują twardych finansowych gwarancji przed dokonaniem rezerwacji mocy produkcyjnych i instalacyjnych, jednocześnie wydłużając harmonogramy realizacji usług. Dokonanie rezerwacji mocy produkcyjnych może skutkować koniecznością poniesienia istotnych nakładów inwestycyjnych przed ostateczną decyzją inwestycyjną oraz wystawianiem przez Spółkę gwarancji płatności zobowiązań przez spółki rozwijające projekty morskich farm wiatrowych. Spółka zarządza ryzykiem poprzez optymalizację i szczegółową kontrolę harmonogramów oraz procesu negocjacyjnego podczas tworzenia łańcucha dostaw. Monitoruje się możliwość przyspieszenia harmonogramu i osiągnięcia kamieni milowych takich jak uzyskanie pozwoleń na budowę z jednoczesnym przyspieszeniem uzyskania FID.

Zmienność i niepewność otoczenia rynkowego, „wąskie gardła” w łańcuchu dostaw i niedobory kadrowe na rynku zwiększają ryzyko opóźnień w przygotowaniu i realizacji projektów. Obecnie prowadzone są trzy strumienie procesów rozwoju projektów kluczowe dla terminowego przygotowania do budowy i ich realizacji zgodnie z założeniami: procesy projektowania, uzyskiwania pozwoleń na budowę oraz organizacji łańcucha dostaw. Są to procesy ściśle ze sobą powiązane, wymagające bardzo sprawnej i profesjonalnej koordynacji i zarządzania. W ich realizację zaangażowane są liczne firmy doradcze i projektowe, zewnętrzne zespoły ds. zezwoleń, zakupów, inżynierii, zarządzania interesariuszami u obydwu partnerów (Equinor), dostawcy oraz kilkanaście instytucji, urzędów i organów administracji państwowej i samorządowej. Problemem mogą okazać się także ograniczone zasoby kadrowe, spowodowane dużą konkurencją na rynku i brakiem wykształconych, doświadczanych kadr na rynku krajowym, a także brak doświadczeń związanych z rozwojem morskich farm wiatrowych krajowych instytucji i administracji. Spółka zarządza tym ryzykiem zwiększając zatrudnienie, poszukując najlepiej przygotowanych pracowników, prowadząc działania edukacyjne i informacyjne skierowane do administracji.

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

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

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

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

Ryzyko zmiany cen surowców niezbędnych do produkcji energii elektrycznej

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

Grupa wykorzystuje gaz ziemny wysokometanowy w produkcji energii elektrycznej oraz ciepła w Elektrociepłowni Nowa Sarzyna. Od roku 2021 dostawcą paliwa gazowego na potrzeby produkcji energii elektrycznej do ENS, a także odbiorcą energii elektrycznej na bazie umowy SLA (ang. Service Level Agreement) jest Polenergia Obrót. Ewentualne problemy Polenergii Obrót z zaopatrzeniem w paliwo gazowe w ilości niezbędnej do pokrycia istniejącego zapotrzebowania mogą doprowadzić do ograniczenia dostaw paliwa gazowego do jej odbiorców. W takim przypadku ENS może nie wywiązać się ze zobowiązania dostawy ciepła do swoich odbiorców i energii elektrycznej dla Polenergii Obrót. Ryzyko ograniczenia dostaw jest niskie. Ryzyko zmiany cen rynkowych gazu ENS ogranicza poprzez mechanizm umowy SLA, który zapewnia jednocześnie zabezpieczenie trzech produktów: energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz uprawnień do emisji CO₂ w sytuacji pozytywnego tak zwanego CSS (ang. *Clean Spark Spread*). Polenergia Obrót zabezpiecza na rynku terminowym pozytywny CSS dla ENS jednocześnie kupując gaz ziemny i uprawnienia do emisji CO₂ oraz sprzedając energię zgodnie z umową SLA. Przy zmianie cen surowców lub energii wykonywana jest optymalizacja produkcji i ewentualne odwrócenie zabezpieczenia. Gaz ziemny odpowiadający profilowi produkcji ciepła kupowany jest co do zasady odrębnie. Na 2024 rok EC Nowa

Sarzyna podpisała kontrakt na zakup gazu do produkcji ciepła z Polenergia Obrót na bazie umowy SLA, natomiast na 2025 z PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

W 2024 roku po wprowadzeniu zmian na rynku bilansującym wzrosła zmienność cen energii na rynku spotowym, co zwiększyło możliwości uruchomień i pracy ENS. Polenergia Obrót ściśle współpracuje z ENS w celu optymalnego pod kątem ekonomicznym i technicznym wykorzystania bloku gazowo-parowego.

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

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

Niemniej, w dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko nie materializowało się w sposób mający istotny wpływ na działalność Grupy. Spółka nie wyklucza, że wskazane ryzyko zmaterializuje się w przyszłości, tzn., że wzrost kosztów produkcji energii lub ciepła z gazu ziemnego nie będzie w stanie pokryć cen ich sprzedaży.

Ryzyko związane z niestabilnością systemu podatkowego

Co roku, przepisy prawa podatkowego ulegają licznym zmianom. Wdrażane przepisy nie są jasno sformułowane, co stwarza organom podatkowym możliwość ich interpretacji na niekorzyść podatników. Ministerstwo Finansów wydaje liczne i obszernie objaśnienia podatkowe dotyczące niektórych zagadnień, niemniej z uwagi na ich złożony charakter, budzą one wśród podatników liczne wątpliwości odnośnie ich praktycznego zastosowania. Często bowiem wydawane objaśnienia stoją w sprzeczności z literalnym brzmieniem przepisów. Niejednokrotnie można obserwować zmianę podejścia organów administracji podatkowej co do skutków danych transakcji, występują różnice w interpretacji przepisów podatkowych między organami państwowymi i organami administracji podatkowej. Wskutek takich działań podatnicy mogą być narażeni na ryzyka podatkowe. Grupa identyfikuje również ryzyko zmiany obecnie obowiązujących przepisów, które mogą okazać się niekorzystne dla Grupy, co może przełożyć się na pogorszenie wyników finansowych oraz może wpłynąć na decyzję co do kierunków dalszego rozwoju.

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 Spółka dokonuje kompleksowej weryfikacji potencjalnych klientów, także z udziałem konsultantów zewnętrznych, pod kątem ich zdolności do wywiązywania się ze zobowiązań wobec Spółki, a także perspektyw kształtowania się sytuacji w branżach, w których działają. Grupa dobiera klientów z zachowaniem wszelkiej staranności z branż o dobrym potencjale rynkowym. Spółka szczegółowo analizuje proces technologiczny oraz zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepłą klienta, a rozpoczęcie projektu poprzedza kilkumiesięczna współpraca obu stron.

W związku ze wzrostem prawdopodobieństwa pogorszenia się sytuacji finansowej niektórych przedsiębiorstw w związku z trudną sytuacją makroekonomiczną Grupa identyfikuje ryzyko zwiększenia poziomu nieściągalnych należności. Powyższe zostało uwzględnione w modelu szacowania ryzyka kredytowego, co skutkowało na dzień 30 czerwca 2024 r. łącznym odpisem na nieściągalne należności w wysokości 43 959 tys. zł.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

W dniu 31 marca 2023 roku Amon sp. z o.o. otrzymała pismo procesowe Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o., w sprawie z powództwa Amon sp. z o.o. przeciwko Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. obejmujące dalsze roszczenia Amon sp. z o.o. wynikające z niewykonywania wyżej wskazanych umów przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o., toczącej się przed Sądem Okręgowym w Gdańsku, którym to pismem Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. objęła pozew wzajemny domagając się zasądzenia od Amon sp. z o.o. na swoją rzecz kwoty 61 576 tys. zł z odsetkami ustawowymi za opóźnienie liczonymi w następujący sposób: (i) od kwoty 55 691 tys. zł - od dnia 31 marca 2023 roku do dnia zapłaty, (ii) od kwoty 5 884 tys. zł - od dnia następującego po dniu bezpośredniego doręczenia odpisu pozwu wzajemnego pełnomocnikowi Amon sp. z o.o.

Kwotę 55 691 tys. zł stanowią kary umowne żądane przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. rzekomo na podstawie §8 ust. 1 umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii – Farmie Wiatrowej Łukaszów zawartej w dniu 23 grudnia 2009 roku przez Amon sp. z o.o. z Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. i wynikające rzekomo z niedotrzymania przez Amon sp. z o.o. ilości przewidzianych do przeniesienia praw majątkowych w poszczególnych miesiącach począwszy od sierpnia 2019 roku.

Kwota 5 884 tys. zł stanowi z kolei odszkodowanie żądane przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. z tytułu rzekomego niewykonania przez Amon sp. z o.o. w okresie od dnia 18 listopada 2022 roku do dnia 31 grudnia 2022 roku umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii – Farmie Wiatrowej Łukaszów zawartej w dniu 23 grudnia 2009 roku przez Amon sp. z o.o. z Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o.

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

W dniu 28 grudnia 2023 roku Amon sp. z o.o. wniosła do Sądu Okręgowego w Gdańsku drugą zmianę powództwa przeciwko Polska Energia - Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. w związku z nieskutecznym

wypowiedzeniem oraz niewykonywaniem przez Polska Energia - Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. długoterminowych umów sprzedaży energii i praw majątkowych zawartych przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. z Amon sp. z o.o. Na mocy powyższej zmiany powództwa, Amon sp. z o.o. obok kwot dotychczas dochodzonych, domaga się zapłaty kwoty 18 297 tys. zł tytułem odszkodowania za niewykonywanie ww. umów w dalszym okresie ich obowiązywania.

W dniu 28 grudnia 2023 roku Talia sp. z o.o. wniosła do Sądu Okręgowego w Gdańsku piątą zmianę powództwa przeciwko Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. w związku z nieskutecznym wypowiedzeniem oraz niewykonywaniem przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. długoterminowych umów sprzedaży energii i praw majątkowych zawartych przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. z Talia sp. z o.o. Na mocy powyższej zmiany powództwa, Talia obok kwot dotychczas dochodzonych, domaga się zapłaty kwoty 12 075 tys. zł tytułem odszkodowania za niewykonywanie ww. umów w dalszym okresie ich obowiązywania.

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

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

W dniu 28 grudnia 2023 roku Amon sp. z o.o. i Talia sp. z o.o. wniosły do Sądu Okręgowego w Katowicach, drugą zmianę powództwa przeciwko Tauron Polska Energia S.A. obejmującą roszczenia odszkodowawcze Amon i Talia powstałe po dniu 30 czerwca 2020 roku. Na mocy przedmiotowej modyfikacji dochodzone roszczenia z tytułu odszkodowania wraz z odsetkami wzrosły – w przypadku Amon sp. z o.o. o kwotę 29 668 tys. zł, w przypadku Talia sp. z o.o. o kwotę 19 277 tys. zł.

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

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

Ryzyko dotyczące sporu z Jeronimo Martins Polska S.A.

Polenergię Obrót S.A. łączyły umowy sprzedaży energii zawarte z Jeronimo Martins Polska S.A. („JMP”), które zostały przez Polenergię Obrót S.A. wypowiedziane ze skutkiem na dzień 30 czerwca 2022 roku. W związku z rozwiązaniem przedmiotowych umów, JMP wystosowała do Polenergię Obrót S.A. wezwania do zapłaty kwoty 3 501 tys. zł oraz kwoty 36 027 tys. zł tj. łącznie kwoty 39 528 tys. zł. Roszczenia zgłoszone przez JMP dotyczą okresów przypadających po dniu wygaśnięcia umów sprzedaży, wobec czego Polenergia Obrót S.A. uważa je za bezpodstawne. Tym samym Polenergia Obrót S.A. uznaje również za bezskuteczne oświadczenie JMP o potrąceniu żądanych kwot z należnościami Polenergię Obrót S.A. wobec JMP.

W dniu 1 grudnia 2022 r. Polenergia Obrót S.A. złożyła w Sądzie Okręgowym w Warszawie pozew przeciwko JMP o zapłatę, w którym żąda zapłaty kwoty 40 853 tys. zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie

w transakcjach handlowych liczonymi od dnia wniesienia powództwa do dnia zapłaty. Kwota roszczenia obejmuje nieopłacone przez JMP faktury za energię o wartości 39 528 tys. zł oraz kwotę 1 324 tys. zł tytułem naliczonych odsetek za okres do dnia wniesienia powództwa.

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

Pierwsza rozprawa nie została wyznaczona.

Ryzyko dotyczące działań kontrahenta

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

W dniu 13 lipca 2021 r. Polenergia Farma Wiatrowa 1 sp. z o.o. otrzymała pozew o zapłatę odszkodowania za bezumowne korzystanie z nieruchomości. Powodowie domagają się zapłaty, gdyż droga dojazdowa do jednej z turbin wiatrowych znalazła się na nieruchomości należącej do powodów na skutek wyroku sądowego rozgraniczającego nieruchomości. Poprzednim właścicielem był inny wydzierżawiający. W dniu 30 czerwca 2023 r. Sąd Rejonowy w Wąbrzeźnie na posiedzeniu niejawnym wydał wyrok, którym zasądził od Polenergia Farma Wiatrowa 1 sp. z o.o. na rzecz powodów kwotę 18 428,08 zł tytułem bezumownego korzystania z nieruchomości w okresie od 13 marca 2020 r. do dnia 31 grudnia 2021 r. Powodowie domagali się zapłaty 52 500,00 zł. Polenergia Farma Wiatrowa 1 Sp. z o.o. w toku procesu nie kwestionowała zasadności roszczenia, a jedynie wysokość żądanej kwoty. Kwota zasądzona przez Sąd odpowiada stanowisku prezentowanemu od początku procesu przez stronę pozwaną. Strona powodowa wniosła apelację do Sądu Okręgowego w Toruniu. Na rozprawie przed Sądem Okręgowym w Toruniu w dniu 15 maja 2024 r. strony zawarły ugodę, co oznacza, że spór został zakończony. Na mocy ugody Polenergia Farma Wiatrowa 1 Sp. z o.o. zapłaci na rzecz strony powodowej kwotę 35 000,00 zł tytułem odszkodowania za bezumowne korzystanie z nieruchomości za okres od 31 maja 2020 roku do 31 grudnia 2021 roku. Strony jednocześnie zobowiązały się do zawarcia umowy dzierżawy na warunkach uzgodnionych przez strony.

Ryzyko wynikające ze stosowania rachunkowości zabezpieczeń do zabezpieczania przepływów środków pieniężnych

Na dzień 30 czerwca 2024 roku, Grupa rozpoznała w innych całkowitych dochodach stanowiących część kapitałów własnych 15 544 tys. zł (30 czerwca 2023: - 58 797 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 2024 roku, Grupa posiadała następujące instrumenty zabezpieczające dla celów stosowania zasad rachunkowości zabezpieczeń.

Transakcje zabezpieczające ryzyko zmian stóp procentowych.

| Data zapadalności instrumentu zabezpieczającego | Wartość zabezpieczenia (tys. zł) | Wysokość zabezpieczonej stopy procentowej | Instrument |
|-------------------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------------------|------------|
| 29.09.2025 | 21 594 | 0,52% | IRS |
| 29.06.2026 | 14 288 | 0,56% | IRS |
| 26.02.2027 | 615 | 1,25% | IRS |
| 15.12.2027 | 81 106 | 0,75% | IRS |
| 29.03.2028 | 103 661 | 0,79% | IRS |
| 18.12.2028 | 59 450 | 5,19% | IRS |
| 22.12.2031 | 7 699 | 2,60% | IRS |
| 21.06.2033 | 7 870 | 5,67% | IRS |
| 12.12.2033 | 24 720 | 6,71% | IRS |
| 12.12.2033 | 24 720 | 6,71% | IRS |
| 13.03.2034 | 137 976 | 6,65% | IRS |
| 30.06.2034 | 11 209 | 0,89% | IRS |
| 11.06.2035 | 131 584 | 1,10% | IRS |
| 10.09.2035 | 392 310 | 1,20% | IRS |
| 31.12.2035 | 16 632 | 2,39% | IRS |
| 11.03.2036 | 100 343 | 2,22% | IRS |
| Total | 1 135 777 | | |

Transakcje zabezpieczające ryzyko zmian kursów walutowych.

| Data zapadalności instrumentu zabezpieczającego | Wartość zabezpieczenia (tys. EUR) | Wysokość zabezpieczonej stopy procentowej | Instrument |
|-------------------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------------|------------|
| 2024.Q3 | 688 EUR | 4,3399 | SWAP |
| 2025.Q1 | 229 EUR | 4,3700 | SWAP |
| Total | 917 EUR | | |

Ryzyko związane z umowami dzierżawy nieruchomości zawartymi przez podmioty z Grupy

W toku zwykłej działalności Grupy określone podmioty wchodzące w jej skład zawierają umowy dzierżawy niezabudowanych nieruchomości z ich właścicielami. Na nieruchomościach dzierżawionych przez podmioty z Grupy realizowane są następnie projekty farm wiatrowych i fotowoltaicznych, a także wznoszone są stacje transformatorowe oraz infrastruktura towarzysząca (place i drogi serwisowe). Umowy dzierżawy są przeważnie zawierane na okres 29 lat, a zawarcie kolejnej umowy wymaga zgody obu stron. Umowy zawierane są na okres 29 lat z dwóch powodów: właściciele nieruchomości obawiają się zasiedzenia nieruchomości przez operatorów farm wiatrowych po 30 latach od zawarcia umowy, natomiast dla operatorów farm z uwagi na to, że długoterminowe umowy dzierżawy mogą być zawierane na maksymalny czas oznaczony 30 lat. Należy mieć na uwadze, że jeżeli umowa dzierżawy jest zawarta na dłuższy okres niż 30 lat, to po upływie 30 lat przyjmuje się, że umowa ta jest zawarta na czas nieoznaczony, czego skutkiem

jest możliwość jej wypowiedzenia przez wydzierżawiającego i dzierżawcę przy zachowaniu terminów ustawowych określonych w Kodeksie Cywilnym.

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

Grupa nie wyklucza, że w niektórych sytuacjach zawarcie kolejnej umowy dzierżawy może wiązać się z trudnościami, a same negocjacje w tej sprawie mogą przedłużać się i generować dodatkowe koszty. W przypadku 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. Strony doszły do porozumienia w wyniku negocjacji i zawarły nową umowę dzierżawy w marcu 2024 roku,

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

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

Sprawa została opisana w punkcie 8 raportu – „Ryzyko dotyczące sporu z Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o. oraz Tauron Polska Energia S.A.”

Eolos przeciwko Certyfikaty, Polenergia Obrót oraz Green Stone Solutions

Sprawa została opisana w punkcie 8 raportu – „Ryzyko dotyczące sporu z Eolos Polska Sp. z o.o.”

Polenergia Obrót przeciwko Jeronimo Martins Polska

Sprawa została opisana w punkcie 8 raportu – „Ryzyko dotyczące sporu z Jeronimo Martins Polska S.A.”

Sprawy windykacyjne Polenergia Dystrybucja

Polenergia Dystrybucja sp. z o.o. prowadzi sprawy windykacyjne związane z brakiem uregulowania płatności za dostarczoną energię elektryczną. Łączna suma dochodzonych roszczeń, to aktualnie około 503 tys. złotych.

Postępowanie UOKiK wobec Polenergia Fotowoltaika

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

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

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

Sprawy windykacyjne Polenergia Fotowoltaika

Ze względu na charakter działalności spółki Polenergia Fotowoltaika S.A., spółka od grudnia 2022 roku złożyła 89 pozwy o zapłatę dotyczące dochodzenia należności wynikających z zawartych umów pomiędzy spółką a jej klientami. Ze względu na charakter działalności Polenergia Fotowoltaika S.A., spółka jest stroną 13 postępowań sądowych w związku z zawartymi umowami pomiędzy spółką a jej klientami oraz umowami zawartymi pomiędzy spółką a jej podwykonawcami lub dostawcami.

Zaskarżenie decyzji Prezesa URE przez Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna

Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. zaskarżyła decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z tytułu końcowego rozliczenia kosztów osieroconych na gruncie ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej („Ustawa o rozwiązaniu KDT”). W swojej decyzji Prezes Urzędu

Regulacji Energetyki ustalił, że z tytułu końcowego rozliczenia kosztów osieroconych spółce należne są dodatkowe, względem dotychczas otrzymanych, środki w kwocie 3.758 tys. zł. Nie podzielając interpretacji wybranych przepisów Ustawy o rozwiązaniu KDT, spółka zaskarżyła decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Warszawie, domagając się zwiększenia kwoty należnych spółce środków. Wartość przedmiotu sporu wynosi 13.214 tys. zł, na którą spółka utworzyła odpis aktualizujący należności.

W dniu 23 listopada 2023 roku SOKiK wydał wyrok, w którym zmienił zaskarżoną decyzję i ustalił wysokość korekty końcowej kosztów osieroconych na kwotę 16.645.912 zł, uznając tym samym za uzasadnione roszczenie Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. w zakresie kwoty 12.887 tys. zł i oddalając powództwo co do kwoty 327 tys. zł. Obie strony, tj. Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. i Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zaskarżyły wyrok, przy czym spółka złożyła apelację od części wyroku w zakresie oddalonego roszczenia. Sprawa czeka na wyznaczenie terminu rozpoznania apelacji.

Umorzenie praw majątkowych przez Polenergia Obrót

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

Restrukturyzacja zadłużenia z umowy ISDA CIME wobec Polenergia Obrót

Sprawa została opisana w punkcie 8 raportu – „Ryzyko związane z kondycją finansową klientów i kontrahentów”

Weryfikacja wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

Pismem z dnia 23 maja 2024 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) zawiadomił Polenergia Obrót S.A. („POLO”), spółkę zależną Polenergia S.A., o wszczęciu postępowania administracyjnego w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z podejrzeniem nieprzestrzegania obowiązku w zakresie przedstawienia Prezesowi URE informacji o wielkości zapasów obowiązkowych w celu weryfikacji przez Prezesa URE, zgodnie z art. 25 ust. 3 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym. W odpowiedzi na wezwanie Prezesa URE POLO przedstawiła brakujące informacje i dodatkowe wyjaśnienia, w tym po zakończeniu części dowodowej postępowania administracyjnego. Naruszenie przedmiotowego obowiązku zagrożone jest karą pieniężną od 1% do 15% przychodu przedsiębiorcy wynikającego z działalności wykonywanej na podstawie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

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

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

Spółki zależne Polenergia S.A. przekazały do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wyjaśnienia przyczyn (zwykle kilkudniowych) opóźnień w złożeniu sprawozdań i oczekują na końcowe decyzje, przy czym

Polenergia Farma Wiatrowa Dębice/Kostomłoty sp. z o.o. oraz Polenergia Farma Wiatrowa 3 sp. z o.o. otrzymały zawiadomienie o zakończeniu postępowania administracyjnego.

Wskazane naruszenie ww. ustawy może skutkować wymierzeniem kary pieniężnej. Ustawa obecnie stanowi, że kara ta nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego podmiotu, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, przy czym wymierzając ją Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie przedsiębiorcy i jego możliwości finansowe. Może też odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek. Spółki zależne Polenergia S.A. złożyły wszystkie opóźnione sprawozdania.

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 osiągane wyniki (skonsolidowane i jednostkowe na poziomie spółek) będą miały następujące czynniki:

- poziom wietrzności w rejonie lokalizacji farm wiatrowych Puck, Łukaszów, Modlikowice, Gawłowice, Rajgród, Skurpie, Mycielin, Krzęcin, Szymankowo, Dębisk, Kostomłoty, Piekło i Grabowo
- poziom nasłonecznienia w rejonie lokalizacji farm fotowoltaicznych Sulechów, Buk i Strzelino
- ceny energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów,
- częstotliwość występowania okresów z ujemną rynkową ceną energii elektrycznej,
- skala redukcji produkcji z poszczególnych jednostek OZE na polecenie operatora,
- regulacje prawne mające wpływ na działalność Emitenta,

- ewentualne wahania cen uprawnień do emisji CO2 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.