

Grupa Kapitałowa Polenergia S.A.

**PÓŁROCZNE SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ POLENERGIA
ZA OKRES 6 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY DNIA 30 CZERWCA 2021 ROKU**

Michał Michalski – Prezes Zarządu

Iwona Sierżęga – Członek Zarządu

Piotr Maciołek – Członek Zarządu

Tomasz Kietliński – Członek Zarządu

Jarosław Bogacz – Członek Zarządu

Warszawa, 11 sierpnia 2021 roku

Spis treści

1. Łączny rachunek zysków i strat za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2021 roku	3
2. Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2021 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.....	14
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	14
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	15
7. Stanowisko Zarządu odnośnie możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie półrocznym	17
8. Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń z określeniem, w jakim stopniu emitent jest na nie narażony.....	17
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	26
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:	26
11. Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, dotyczących zobowiązań oraz wierzytelności Emitenta lub jednostki jego jednostki zależnej od niego	26
12. Informacje o zawarciu przez emitenta lub jednostkę od niego zależną 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	27
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.....	27
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	27
15. Wskazanie czynników, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej jednego kwartału.....	27

1. Łączny rachunek zysków i strat za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2021 roku

W pierwszym półroczu 2021 roku Grupa Polenergia („Grupa”) osiągnęła wyniki na poziomie skorygowanych (znormalizowanych) EBITDA oraz zysku netto wynoszących odpowiednio 187,2 mln zł oraz 95,1 mln zł, co stanowi wzrost w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o odpowiednio 39,4 mln zł i 26,1 mln zł.

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	6M 2021	6M 2020	Zmiana r/r	Zmiana r/r [%]	2 kwartał 2021	2 kwartał 2020	Zmiana r/r	Zmiana r/r [%]
Przychody ze sprzedaży, w tym:	1 212,3	822,0	390,3	47%	575,3	363,0	212,3	58%
segment obrotu i sprzedaży	923,3	484,0	439,2		427,5	196,2	231,3	
pozostałe	289,0	338,0	(49,0)		147,8	166,8	(19,0)	
Koszt własny sprzedaży, w tym:	(1 047,7)	(704,9)	(342,8)	-49%	(474,2)	(323,1)	(151,1)	-47%
segment obrotu i sprzedaży	(886,4)	(467,0)	(419,4)		(403,3)	(187,6)	(215,7)	
pozostałe	(161,4)	(238,0)	76,6		(70,9)	(135,5)	64,6	
Zysk brutto ze sprzedaży	164,5	117,1	47,5	41%	101,1	39,9	61,2	153%
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	(24,9)	(21,8)	(3,1)	-14%	(13,2)	(11,7)	(1,5)	-13%
Pozostałe przychody/koszty operacyjne	1,7	2,3	(0,7)	-28%	0,6	0,7	(0,1)	-14%
A Zysk operacyjny (EBIT)	141,3	97,6	43,7	45%	88,5	28,9	59,6	206%
Amortyzacja	45,8	49,9	(4,2)		22,9	24,6	(1,7)	
Odpisy aktualizujące	0,1	0,2	(0,1)		0,0	0,1	(0,1)	
EBITDA	187,2	147,7	39,4	27%	111,5	53,6	57,8	108%
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowana EBITDA*	187,2	147,7	39,4	27%	111,5	53,6	57,8	108%
B Przychody finansowe	227,2	3,6	223,6		226,4	0,3	226,1	
C Koszty finansowe	(20,5)	(23,5)	3,0		(10,6)	(11,7)	1,1	
A+B+C Zysk (strata) brutto	347,9	77,6	270,3	348%	304,3	17,4	286,9	1646%
Podatek dochodowy	(68,0)	(13,1)	(54,9)	-418%	(58,6)	(2,8)	(55,8)	-1962%
Zysk netto	279,9	64,5	215,4	334%	245,7	14,6	231,1	1583%
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	0,4	3,5	(3,2)		0,2	1,5	(1,3)	
Różnice kursowe	0,1	0,1	0,0		0,7	1,4	(0,7)	
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	0,7	0,7	(0,0)		0,4	0,4	(0,0)	
Odpisy aktualizujące**	0,1	0,2	(0,1)		0,0	0,1	(0,1)	
Wynik netto na sprzedaży aktywów***	(186,1)	-	(186,1)		(186,1)	-	(186,1)	
Skorygowany Zysk (Strata) Netto*	95,1	69,0	26,1	37,8%	60,8	18,0	42,9	239%
Skorygowana EBITDA*	187,2	147,7	39,4	27%	111,5	53,6	57,8	108%
Marża skorygowana EBITDA*	15,4%	18,0%	-2,5%		19,4%	14,8%	4,6%	
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	158,1	137,1	21,0	15%	91,4	48,8	42,6	87%
Marża skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	54,7%	40,6%	14,1%		61,8%	29,2%	32,6%	

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

**) Odwrócenie odpisów związanych z developmem w 2020 r.

***) Dotyczy dodatkowych płatności z tyt. sprzedaży udziałów w farmach wiatrowych offshore

Przychody ze sprzedaży Grupy Polenergia w pierwszym półroczu 2021 roku były wyższe o 390,3 mln zł, co jest spowodowane głównie wyższymi przychodami w segmencie obrotu i sprzedaży (o 439,2 mln zł), skompensowanymi częściowo przez niższe przychody w segmencie gazu i czystych paliw (o 16,3 mln zł) i w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 28,6 mln zł).

Skorygowany wynik EBITDA w omawianym okresie wyniósł 187,2 mln zł i był wyższy o 39,4 mln zł w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego. Przyczynił się do tego głównie wyższy wynik w segmencie gazu i czystych paliw (wzrost o 55,4 mln zł) oraz w segmencie obrotu i sprzedaży (wzrost o 18,4 mln zł) w związku realizacją procesu optymalizacji pracy Elektrociepłowni Nowa Sarzyna zgodnie z postanowieniami umowy o Świadczenie Usług Zarządzania Portfelem oraz Sprzedaży Energii Elektrycznej, Paliw Gazowych oraz Uprawnień do Emisji („SLA”). Wyższy wynik skompensowany został częściowo przez niższy wynik segmentu lądowych farm wiatrowych (spadek o 32,6 mln zł) spowodowany niższym poziomem produkcji wynikającym z niższej wietrzności.

W drugim kwartale 2021 roku Grupa Polenergia odnotowała wzrost przychodów ze sprzedaży o 212,3 mln zł w stosunku do przychodów osiągniętych w analogicznym okresie roku poprzedniego, na co wpływ miały wyższe przychody ze sprzedaży segmentu obrotu i sprzedaży (o 231,3 mln zł) częściowo skompensowane przez spadki przychodów w segmencie gazu i czystych paliw (o 5,1 mln zł) oraz w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 13,2 mln zł).

Skorygowany wynik EBITDA w tym okresie wyniósł 111,5 mln zł i był wyższy o 57,8 mln zł w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego. Przyczyniły się do tego głównie wyższe wyniki

w segmencie gazu i czystych paliw (o 44,8 mln zł) oraz w segmencie obrotu i sprzedaży (o 15,2 mln zł) w związku realizacją procesu optymalizacji pracy ENS zgodnie z postanowieniami umowy SLA.

2. Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2021 roku oraz pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy

W pierwszym półroczu 2021 roku segment lądowych farm wiatrowych zanotował niższy o 32,6 mln zł wynik EBITDA w porównaniu do wyniku z roku ubiegłego, a w samym drugim kwartale spadek wyniku EBITDA wyniósł 1,2 mln zł. Spadek wyniku segmentu w 2021 roku jest głównie konsekwencją niższego wolumenu produkcji (gorsze warunki wietrzne) oraz nieznacznie wyższych kosztów operacyjnych farm wiatrowych, częściowo skompensowanych przez wyższe ceny sprzedaży energii elektrycznej na poziomie segmentu.

Wynik EBITDA segmentu fotowoltaiki w pierwszym półroczu był niższy o 0,4 mln zł od wyniku w pierwszym półroczu 2020 roku w związku ze wzrostem kosztów związanych z rozwojem kolejnych projektów PV w Grupie. Wynik EBITDA wygenerowany przez sam portfel projektów w eksploatacji (Sulechów I) był na zbliżonym poziomie w porównaniu do wyniku w pierwszym półroczu 2020 roku (spadek o 0,1 mln zł w związku z mniejszym nasłonecznieniem). Wynik EBITDA segmentu fotowoltaiki w drugim kwartale 2021 roku był niższy o 0,3 mln zł od wyniku w drugim kwartale 2020 roku w związku ze wzrostem kosztów związanych z rozwojem kolejnych projektów PV w Grupie. Wynik EBITDA wygenerowany przez projekty w eksploatacji, był na zbliżonym poziomie w porównaniu do wyniku w drugim kwartale 2020 r. (spadek o 0,1 mln zł w związku z mniejszym nasłonecznieniem).

W pierwszym półroczu 2021 roku wynik EBITDA segmentu gazu i czystych paliw zanotował wzrost o 55,4 mln zł w porównaniu do wyniku w analogicznym okresie roku ubiegłego, a w samym drugim kwartale wzrost wyniósł 44,8 mln zł, głównie w efekcie procesu optymalizacji pracy ENS. Efektem optymalizacji było podjęcie decyzji o rozpoczęciu procesu "odwracania" transakcji terminowych zabezpieczających produkcję i sprzedaż ENS w 3 i 4 kwartale 2021 r. oraz 1 kwartale 2022 r. Zmiany poziomu marżowości wynikające ze zmian poziomów cen energii elektrycznej, gazu i uprawnień do emisji CO₂ związanych z produkcją energii elektrycznej w ENS (tzw. Clean Spark Spread - „CSS”) pozwoliły na podjęcie decyzji o ograniczeniu planowanej produkcji i stopniowe zamknięcie pozycji na rynku terminowym dla ww. okresów. W konsekwencji została przeprowadzona wycena odpowiednich instrumentów finansowych zgodnie z MSSF 9 skutkująca rozpoznaniem w wyniku drugiego kwartału 2021 r. na poziomie Grupy: (i) wyniku na przewidywanej produkcji ENS-u dla ww. okresów, których dotyczyły zawarte transakcje (18,5 mln zł) – jest to przesunięcie czasowe, oraz (ii) wpływ dodatkowych optymalizacji oraz korzystnych zmian CSS (na koniec czerwca CSS miał poziom ujemny) w wysokości 33,2 mln zł. Efekt tych działań prezentowany jest w segmencie obrotu i sprzedaży (13,9 mln zł) oraz w segmencie gazu i czystych paliw (37,8 mln zł). Dodatkowo na wzrost wyników względem roku ubiegłego miały wpływ przychody z rynku mocy (realizacja obowiązku mocowego rozpoczęła się od stycznia 2021 r.), częściowo skompensowane przez brak przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (koniec systemu rekompensat w maju 2020 roku).

W pierwszym półroczu 2021 roku segment obrotu i sprzedaży zanotował wzrost wyniku EBITDA o 18,4 mln zł w porównaniu do wyniku z ubiegłego roku, a w samym drugim kwartale wzrost wyniósł 15,2 mln zł głównie w konsekwencji: i) wyniku na optymalizacji przeprowadzonych w ramach umowy SLA skutkujących wyceną transakcji terminowych zabezpieczających produkcję i sprzedaż ENS w 3 i 4 kwartale 2021 r. oraz 1 kwartale 2022 r., ii) wzrostu wyniku na handlu energią z farm wiatrowych m.in. wskutek optymalizacji średnio i krótkoterminowego zabezpieczenia wolumenu, iii) efektu wdrożenia nowej strategii w zakresie sprzedaży do klientów strategicznych. Wzrost ten został częściowo skompensowany przez: i) spadek wyniku na handlu zielonymi certyfikatami rozpoznany w 1 kwartale 2021 r. wskutek niższej podaży certyfikatów oraz niższy wpływ wyceny magazynu zielonych certyfikatów, ii) niższy wynik na portfelu handlowym poprzez rozpoznanie zdarzeń o charakterze

jednorazowym, iii) niższy wynik w ramach działalności agregacji OZE, iv) wyższe koszty operacyjne wynikające ze wzrostu skali działalności oraz wyższe koszty prowizji. Ponadto, w drugim kwartale rozpoznano wzrost wyniku na handlu zielonymi certyfikatami z farm wiatrowych z uwagi na wyższy o 3,9 mln zł wpływ wyceny magazynu zielonych certyfikatów niż w 2 kwartale ubiegłego roku skompensowany częściowo przez niższą podaż certyfikatów w 2 kwartale (niższy poziom wietrzności i wyższy koszt własny sprzedaży).

W pierwszym półroczu 2021 roku EBITDA segmentu dystrybucji była wyższa o 0,1 mln zł w stosunku do wyniku osiągniętego w analogicznym okresie roku ubiegłego, a w samym drugim kwartale była wyższa o 0,6 mln zł. Wzrost wyniku jest głównie konsekwencją wyższej marży dystrybucyjnej co przede wszystkim wynika z wyższego wolumenu sprzedaży oraz wejścia w życie nowej taryfy dystrybucyjnej, jak również wyższej marży na usługach dodatkowych świadczonych klientom Spółki. Wynik został częściowo skompensowany przez niższą marżę na sprzedaży energii i niższy wynik Polenergii Kogeneracja na dystrybucji gazu (głównie ze względu na niższy wolumen), a także koszty poniesione na realizację pilotażowego projektu w zakresie elektromobilności.

Wynik w segmencie niealokowanych w pierwszym półroczu był niższy o 1,4 mln zł, a w samym drugim kwartale 2021 roku był niższy o 1,3 mln zł w porównaniu do wyniku w analogicznym okresie roku 2020. Na zmianę wyniku EBITDA wpływa zaniechanie działalności w segmencie Biomasy oraz wyższe koszty operacyjne w Centrali.

W rezultacie opisanych powyżej zdarzeń skorygowana marża EBITDA z wyłączeniem segmentu obrotu i sprzedaży wyniosła 54,7% i była o 14,1 p.p. wyższa od marży rozpoznanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Natomiast w drugim kwartale wartość tego wskaźnika wyniosła 61,8% i była o 32,6 p.p. wyższa od marży rozpoznanej w analogicznym okresie poprzedniego roku.

Wynik z działalności finansowej w pierwszym półroczu 2021 roku był wyższy od wyniku ubiegłorocznego o 226,6 mln zł, na co miały wpływ przede wszystkim przychody finansowe z tytułu płatności dodatkowych (earn-out) w kwocie 225,8 mln zł otrzymanych w związku ze sprzedażą udziałów w spółkach MFW Bałtyk II Sp. z o.o. i MFW Bałtyk III Sp. z o.o. przeprowadzoną w 2018 r., wyższy wynik z tytułu różnic kursowych (o 0,2 mln zł), przychody z tytułu poręczeń (o 0,2 mln zł) i likwidacji spółki stowarzyszonej (o 0,3 mln zł), niższe koszty z tytułu odsetek (o 4,7 mln zł), częściowo skompensowane przez niższe przychody z tytułu odsetek od lokat (o 2,1 mln zł), wyceny kontraktów finansowych (o 0,6 mln zł) oraz wyższe koszty prowizji (o 0,6 mln zł) i wyceny instrumentów finansowych w segmencie gazu i czystych paliw (1,1 mln zł).

Wyższy poziom podatku dochodowego w obu analizowanych okresach jest efektem wyższego wyniku brutto Grupy w 2021 roku (wyższy zysk operacyjny i przychody finansowe) oraz wpływu braku utworzenia aktywa na rozliczanej stracie podatkowej w wybranych farmach wiatrowych.

Wpływ pandemii COVID-19

W związku z trwającą epidemią COVID-19 na bieżąco monitorowane i identyfikowane są czynniki ryzyka, które mogą mieć wpływ na działalność i wyniki finansowe Grupy Polenergia. Zarząd podejmuje kroki, aby złagodzić negatywne skutki oddziaływania koronawirusa, jednakże ich ostateczny wpływ i skala są trudne do oszacowania.

W ocenie Zarządu, Grupa Polenergia wykazuje dotychczas silną odporność na niesprzyjające otoczenie makroekonomiczne wywoływane przez epidemię COVID-19. Wysokie wyniki finansowe wypracowane w pierwszym półroczu 2021 roku, wskazują, iż trwająca pandemia nie wpłynęła w sposób istotny na funkcjonowanie spółek Grupy.

Pracownicy zatrudnieni w ramach Grupy w dalszym ciągu w większości kontynuowali pracę w trybie pracy zdalnej z wykorzystaniem środków komunikacji na odległość. Wszystkie istotne procesy operacyjne przebiegają zgodnie z wyznaczonymi harmonogramami, a istotne procesy zarządcze

prowadzone są w trybie zdalnym. Spółka identyfikuje czynniki ryzyka związane ze zmienną skalą zachorowań na COVID-19, w szczególności w przypadku działań i procesów, które nie mogą być prowadzone w całości w trybie zdalnym. Dotyczy to przede wszystkim segmentu gazu i czystych paliw uzależnionego w większym stopniu od ruchu osobowego pracowników produkcyjnych oraz realizowanych projektów farm wiatrowych będących w fazie budowy. W celu ograniczenia wpływu ryzyka na działalność Spółki Elektrociepłownia Nowa Sarzyna wprowadzono rygorystyczne zasady BHP dla działalności operacyjnej i prac remontowych. Dodatkowo przygotowano dla Spółki plan awaryjny utrzymania ciągłości produkcji w wariacie pracy w skoszarowaniu pracowników obsługi. Realizacja projektów farm wiatrowych będących w fazie budowy przebiega dotychczas bez istotnego negatywnego wpływu COVID-19. Na budowie wdrożone zostały procedury bezpieczeństwa oraz środki ochrony BHP, takie jak ankiety i oświadczenia potwierdzające dobry stan zdrowia oraz brak kontaktu z osobami zakażonymi, konieczność zachowania dystansu, pomiar temperatury, punkty dezynfekcji, cotygodniowe testy na obecność COVID-19 zespołu pracowników obsługujących budowę farmy wiatrowej Szymankowo, testy dla nowych pracowników oraz stałe zespoły obsługujące daną budowę (wprowadzono zakaz rotacji współpracowników pomiędzy budowami).

Do końca 1 kwartału 2021 wpływ epidemii COVID-19 na wyniki osiągane w segmencie dystrybucji był zauważalny poprzez spadek zapotrzebowania na energię elektryczną, mający swoje źródło między innymi w spadku zużycia energii w zakładach produkcyjnych i galeriach handlowych. W 2 kwartale 2021 r. w związku z ograniczeniem obostrzeń sanitarnych zaobserwowano stopniowy wzrost zużycia energii. W związku z przedłużającym się okresem pandemicznym w Polsce, a co za tym idzie wysokim poziomem niepewności Spółka prowadzi dokładny monitoring ściągalności należności oraz utrzymuje zwiększoną rezerwę na nieściągalne należności utworzoną w 2020 r.

W segmencie obrotu i sprzedaży w związku z epidemią COVID-19 oraz sytuacją związaną z niedoborami towarów i presją inflacyjną na rynkach jaka wystąpiła po okresie lock-downów utrzymuje się zwiększone ryzyko prowadzenia działalności handlowej. Przyczynia się do tego między innymi wysoki poziom zmienności cen uprawnień do emisji CO₂, energii elektrycznej i surowców oraz kursów walutowych. Dodatkowo na zwiększone ryzyko prowadzenia działalności handlowej wpływ ma wzrost ryzyka niewypłacalności kontrahentów. Wymienione czynniki ryzyka mogą także istotnie oddziaływać na płynność poprzez wzrost poziomu wymaganych depozytów zabezpieczających oraz poziom należności nieściągalnych. Z uwagi na wzrost prawdopodobieństwa materializacji wymienionych czynników ryzyka, zintensyfikowano bieżące monitorowanie i analizy w przedmiotowych obszarach oraz zastosowano bardziej restrykcyjne metody weryfikacji kontrahentów przy zawieraniu nowych transakcji.

Segment energetyki wiatrowej w 2021 i 2022 roku pozostaje w dużej mierze odporny na bieżącą zmienność cen energii elektrycznej z uwagi na fakt, iż dla większej części portfela ceny sprzedaży energii oraz zielonych certyfikatów zostały zabezpieczone na rynku terminowym. W sytuacji długotrwałego spadku cen energii elektrycznej i zielonych certyfikatów i w konsekwencji obniżek notowań kontraktów terminowych może zostać ograniczony potencjał wyniku finansowego segmentu w kolejnych latach.

Realizacja Strategii Grupy Polenergia na lata 2020-2024

Realizacja Strategii Grupy na lata 2020-2024 przebiega bez istotnych zakłóceń.

Grupa prowadzi prace w celu realizacji czterech projektów farm wiatrowych o łącznej mocy 199 MW, które uzyskały wsparcie w ramach aukcyjnego systemu wsparcia OZE.

Budowy farm wiatrowych Szymankowo, Dębisk i Kostomłoty przebiegają zgodnie z harmonogramem. W farmie wiatrowej Szymankowo zakończyły się prace budowlane związane z wykonywaniem dróg, placów montażowych i fundamentów, zakończona została budowa części elektrycznej (linie średniego napięcia i stacja), zmontowane i uruchomione zostały wszystkie turbiny (11/11). W dniu 23 czerwca 2021 r. podpisany został protokół zakończenia prac budowlanych. Złożone zostały wnioski o

pozwolenie na użytkowanie oraz o koncesję.

W przypadku farmy wiatrowej Dębok trwają prace budowlane. Wykonano fundamenty, place manewrowe i drogi do wszystkich turbin (55/55). Zakończono realizację linii wysokiego napięcia oraz linii średniego napięcia. Trwa przygotowywanie trasy dojazdu turbin – dostawy komponentów do turbin powinny rozpocząć się od września 2021 r.

W przypadku farmy wiatrowej Kostomłoty trwają prace budowlane. Wykonano 100% dróg serwisowych, zakończono prace palowe fundamentów (9/9), trwa przygotowanie do układania zbrojenia i betonowania fundamentów. Trwają prace związane z układaniem linii średniego napięcia oraz wysokiego napięcia.

W ramach grudniowej aukcji OZE w 2020 roku Spółka pozyskała 15-letnie wsparcie dla trzech portfeli projektów fotowoltaicznych: Sulechów II, Sulechów III oraz Buk I, zakładających budowę w sumie 29 instalacji PV o łącznej mocy ok. 28 MW. W maju 2021 wszystkie trzy spółki pozyskały finansowanie umożliwiające realizację projektów, podpisane zostały także wszystkie kluczowe umowy na ich realizację. Aktualnie projekty Sulechów II i Sulechów III są w fazie budowy. Budowa projektu Buk I zostanie rozpoczęta w sierpniu 2021. Zakończenie budowy tych projektów planowane jest na pierwszą połowę 2022 roku.

Zgodnie z Informacjami Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 25 czerwca 2021 r. spółki zależne Polenergia Farma Wiatrowa Olbrachcice sp. z o.o. rozwijająca projekty farm fotowoltaicznych Świebodzin o łącznej mocy 10,5 MW, Polenergia Obrót 2 sp. z o.o., rozwijająca projekt farmy fotowoltaicznej Strzelino o łącznej mocy 45,15 MW oraz Polenergia Farma Wiatrowa Grabowo sp. z o.o., rozwijająca projekt farmy wiatrowej o mocy 37,4 MW nie wygrały aukcji na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii. Grupa nie wyklucza alternatywnych form zabezpieczenia przychodów dla wymienionych projektów tj. zawarcia kontraktów typu PPA (Power Purchase Agreement) lub sprzedaży w oparciu o ryzyko rynkowe wspierane zabezpieczeniem na rynku terminowym, jak również udziału w kolejnych aukcjach.

Grupa prowadzi prace w zakresie dalszego rozwoju projektów wiatrowych oraz fotowoltaicznych, aby zrealizować cele przewidziane w Strategii Grupy na lata 2020-2024. W konsekwencji Grupa nie wyklucza udziału spółek zależnych rozwijających projekty farm wiatrowych i fotowoltaicznych w kolejnych aukcjach OZE. Dla poszczególnych projektów będą rozważane różne formy komercjalizacji ich produkcji w tym decyzje o udziale w aukcji, sprzedaży energii do klientów przemysłowych w kontraktach cPPA lub sprzedaży energii na rynku terminowym wraz z sukcesywnie rosnącym stadium zaawansowania projektów.

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. W dniu 4 maja 2021 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał na rzecz spółek projektowych MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o. decyzje o przyznaniu każdej ze spółek prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w odpowiednio – morskich farmach wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, o mocy 720 MW każda.

Od 1 stycznia 2021 roku Elektrociepłownia Nowa Sarzyna jako uczestnik Rynu Mocy wykonuje obowiązek mocy zgodnie z umową zawartą z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi oraz kontynuuje świadczenie usługi samostartu i odbudowy systemu dla PSE. ENS bierze również z powodzeniem udział we wtórnym rynku mocy, w ramach którego dochodzi do obrotu obowiązkami mocowymi oraz do realokacji obowiązków mocowych między dostawcami mocy. Ponadto na bazie umowy SLA EC Nowa Sarzyna pracuje na rynku energii w sposób dynamiczny dzięki zoptymalizowanemu modelowi operacyjnemu.

Na bazie listu intencyjnego zawartego przez Polenergię w czerwcu 2020 roku z Siemens Energy, trwają

prace w zakresie rozwoju gazowych projektów kogeneracyjnych oraz wodorowych. Polenergia wraz z Partnerem rozwija wielkoskalowy projekt produkcji i magazynowania wodoru wytwarzanego w procesie elektrolizy wody z udziałem własnej energii odnawialnej. We współpracy z Partnerami podejmowane są również kroki w celu przygotowania ENS do współspalania gazu ziemnego z wodorem.

Wielkoskalowy projekt wodorowy zgłoszony przez Polenergia SA w konkursie na projekty z obszaru technologii i systemów wodorowych (organizowanego w ramach mechanizmu IPCEI) po przejściu weryfikacji formalnej oraz oceny pod kątem zgodności z kryteriami (przez Ministra Rozwoju, Pracy i Technologii oraz Ministra Klimatu i Środowiska) został w maju 2021 zatwierdzony do dalszej realizacji.

Polenergia S.A. oraz ENS będą współtworzyć pierwszą w Polsce dolinę wodorową. Podpisany w czerwcu 2021 roku w Jasionce koło Rzeszowa list intencyjny na rzecz stworzenia Podkarpackiej Doliny Wodorowej ma pomóc zbudować skoordynowany i zintegrowany ekosystem powiązań, który stawia na rozwój technologii, wiedzy, badań i biznesu.

Ponadto w 2021 roku Elektrociepłownia Nowa Sarzyna – przystąpiła do międzynarodowego konsorcjum współpracującego na rzecz wykorzystania wodoru jako zeroemisyjnego paliwa w turbinach gazowych w istniejących instalacjach w Europie. W ENS pracują dwie turbiny gazowe Frame6B wyprodukowane przez Thomassen International, każda o mocy 40 MW, które w przyszłości zostaną zmodyfikowane w celu współspalania wodoru z gazem ziemnym, a docelowo przejścia na czyste paliwo wodorowe. Partnerami Umowy o wzajemnej współpracy oprócz Ansaldo Thomassen oraz ENS są również: Vattenfall, DOW, Nouryon, EmmTec, Hygear, TU Delft, TU Eindhoven, DLR and OPRA Turbines.

Grupa realizuje nową strategię w segmencie obrotu i sprzedaży poprzez rozwój nowych i istniejących obszarów biznesowych. W ramach optymalizacji działalności Elektrociepłowni Nowa Sarzyna podjęto decyzję o rozpoczęciu procesu “odwracania” transakcji terminowych zabezpieczających produkcję i sprzedaż ENS w 3 i 4 kwartale 2021 r. oraz 1 kwartale 2022 r. skutkującą rozpoznaniem efektu wyceny tych instrumentów finansowych w 2 kwartale 2021 r. Jednocześnie zabezpieczono ponad połowę optymalnej struktury produkcji energii elektrycznej na rok 2022. W ramach ekspansji geograficznej rozpoczęto działalność na rynkach energii ukraińskim i węgierskim. Trwają testowe działania w ramach obrotu na rynku gazu na Ukrainie i analizy opłacalności wejścia na rynki energii w krajach bałtyckich. W 2021 r. Spółka znacznie zwiększyła wolumeny sprzedaży do odbiorców przemysłowych i jednocześnie aktywnie pozyskuje kolejnych klientów na lata kolejne. W pierwszym półroczu Spółka pozyskała znaczących wolumenowo odbiorców na okres dostaw 2022-2023. Uruchomiona została sprzedaż energii odnawialnej do klientów końcowych przez spółkę Polenergia Sprzedaż. Zielona energia produkowana w aktywach wytwórczych Grupy sprzedawana jest jako produkt Energia 2051 poprzez stronę internetową oraz kanały telesprzedaży. Aktywnie rozwijana jest też działalność w zakresie agregacji zewnętrznych wytwórców OZE – utrzymano współpracę z wytwórcami w kolejnych okresach i pozyskano nowych na lata 2021-2022. Przygotowywane są produkty krótko i długoterminowe dla segmentu niezależnych wytwórców OZE oraz odbiorców. W ramach linii biznesowej usług elastyczności podpisano umowę na świadczenie usługi DSR z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi. Trwają intensywne prace nad rozwojem agregacji usług elastyczności i jednolitym podejściem dla aktywów zewnętrznych i wewnętrznych Grupy Polenergia do uczestnictwa we wtórnym rynku mocy.

W segmencie dystrybucji w dniu 21 października 2020 roku weszła w życie nowa taryfa na dystrybucję i sprzedaż energii elektrycznej dla spółki Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. z WRA na poziomie 109,6 mln zł. Trwa też realizacja zatwierdzonego III planu inwestycyjnego na lata 2019-2022 o łącznej wartości 51 mln zł. Do końca drugiego kwartału w 2021 r. podpisano 40 umów o przyłączenie. W roku 2021 zrealizowano umowy o przyłączenie oraz zgłoszono gotowość do przyłączenia dla 20 inwestycji / etapów inwestycji oraz uzyskano rozszerzenie koncesji dla 5 projektów oraz oczekiwane jest uzyskanie koncesji w odniesieniu do kolejnych 15.

Polenergia Dystrybucja po uzyskaniu zgody Rady Nadzorczej przystąpiła do realizacji IV planu

inwestycyjnego na lata 2021-2026 o łącznej wartości 105 mln zł. W dniu 15 stycznia 2021 r. spółka podpisała z bankiem ING Bank Śląski S.A aneks do umowy kredytu przyznający spółce finansowanie na realizację IV planu inwestycyjnego w kwocie 75,3 mln złotych. Plan przewiduje realizację inwestycji w zakresie zaprojektowania i wybudowania infrastruktury elektroenergetycznej służącej do zasilania nowych obiektów i odbiorców, głównie w odniesieniu do osiedli mieszkaniowych. Do końca II kwartału 2021 roku spółka podpisała 35 umów o przyłączenie, a łączny poziom nakładów wynikający z zaciągniętych zobowiązań wyniósł 29 mln zł, co stanowi 28 % IV portfela inwestycyjnego.

Pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy

W dniu 18 czerwca 2021 roku miało miejsce Zwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki w wyniku, którego powołało p. Grzegorza Stanisławskiego, p. Ignacio Paz-Ares Aldanondo oraz p. Thomasa O'Brien w skład Rady Nadzorczej Emitenta oraz odwołało p. Marjolein Helder z funkcji członka Rady Nadzorczej. Dodatkowo podjęto uchwały m.in. w zakresie: zmiany Statutu Spółki w celu upoważnienia Zarządu Spółki do podwyższania kapitału zakładowego w ramach kapitału docelowego wraz z możliwością wyłączenia przez Zarząd Spółki prawa poboru akcji emitowanych w ramach kapitału docelowego w całości lub części za zgodą Rady Nadzorczej Spółki.

W dniu 31 maja 2021 roku pan Sebastian Kulczyk zrezygnował z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej Emitenta.

W dniu 29 stycznia 2021 roku spółka realizująca projekt morskiej farmy wiatrowej MFW Bałtyk I podpisała z PSE umowę przyłączeniową. Zgodnie z umową całkowita moc osiągalna projektu ustalona została na poziomie 1560 MW.

W dniu 5 marca 2021 spółki MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o. (łącznie "Spółki Projektowe"), w których Polenergia S.A. posiada 50% udziałów, rozwijające – w ramach wspólnego przedsięwzięcia z grupą Equinor – projekty budowy dwóch morskich farm wiatrowych o planowanej mocy 720 MW każdy ("MFW"), złożyły, po przeprowadzeniu stosownych analiz oraz podjęciu niezbędnych decyzji korporacyjnych, wnioski do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („Prezes URE”), w ramach procedury przewidzianej w Ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych ("Ustawa MFW"), o przyznanie w drodze decyzji Prezesa URE prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci ("Wsparcie") ("Wnioski").

Wsparcie będzie dotyczyło energii elektrycznej wytwarzanej w MFW i będzie polegało na przyznaniu prawa do otrzymywania wyrównania ujemnego salda, stanowiącego różnicę pomiędzy ceną energii elektrycznej wskazaną dla danego projektu w decyzji Prezesa URE, która zostanie wydana na dalszym etapie procedury (waloryzowaną corocznie o poziom inflacji) („Cena Wsparcia”), a okresową ceną referencyjną wyznaczoną na zasadach określonych w Ustawie MFW.

W dniu 16 kwietnia 2021 roku, Polenergia S.A. wraz z Wind Power AS (grupa Equinor), podjęły uchwały wspólników Spółek Projektowych w sprawie wyrażenia zgody na podtrzymanie wniosków złożonych przez Spółki Projektowe w dniu 5 marca 2021 roku, do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o przyznanie Wsparcia. W następstwie uchwał podjętych przez wspólników, Spółki Projektowe podjęły decyzje o podtrzymaniu Wniosków.

Wskazane powyżej uchwały wspólników oraz decyzje Spółek Projektowych zostały podjęte w związku z wydaniem przez Ministra Klimatu i Środowiska („Minister”) rozporządzenia z dnia 30 marca 2021 roku w sprawie ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącej podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda, w którym Minister ustalił cenę maksymalną za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci na poziomie 319,6 złotych za 1 MWh („Cena Maksymalna”). Wobec tak określonego poziomu Ceny Maksymalnej, Emitent i Wind Power AS, jako wspólnicy Spółek

Projektowych, uznali, że spółki te powinny ubiegać się o Wsparcie.

Przyznanie Wsparcia będzie podlegać zatwierdzeniu przez Komisję Europejską („KE”). Po uzyskaniu stanowiska KE, Prezes URE określi w decyzji administracyjnej indywidualną cenę, która będzie podstawą rozliczania ujemnego salda dla każdej ze Spółek Projektowych („Cena Wsparcia”). Cena Wsparcia może zostać ustalona przez Prezesa URE na poziomie równym bądź niższym od Ceny Maksymalnej. W przypadku Ceny Wsparcia niższej niż Cena Maksymalna, Spółki Projektowe będą uprawnione do rezygnacji z przyznanego im prawa do pokrycia ujemnego salda. W razie zaistnienia takiej sytuacji, Emitent i Wind Power AS, jako wspólnicy Spółek Projektowych, będą analizować zasadność skorzystania z uprawnienia do rezygnacji z przyznanego Spółkom Projektowym prawa do pokrycia ujemnego salda w celu wyrażenia stosownych zgód korporacyjnych w tym zakresie.

Pozyskanie Wsparcia wiąże się z powstaniem po stronie Spółek Projektowych zobowiązania, do wytworzenia i wprowadzenia do sieci po raz pierwszy energii elektrycznej wytworzonej w ich morskich farmach wiatrowych lub ich części po uzyskaniu koncesji, w terminie 7 lat od dnia wydania przez Prezesa URE decyzji określających Cenę Wsparcia.

Realizacja powyższego zobowiązania wymaga poniesienia znacznych nakładów inwestycyjnych. Łączne szacowane nakłady inwestycyjne, do poniesienia przez Spółki Projektowe po uzyskaniu Wsparcia, związane z przygotowaniem obu projektów w okresie do podjęcia ostatecznej decyzji inwestycyjnej i rozpoczęcia budowy planowanego na 2023 rok, wynoszą od 307 mln zł do 385 mln zł. Natomiast dodatkowo w stosunku do wskazanych w poprzednim zdaniu kwot szacowane nakłady na budowę wynoszą od 16 130 mln zł do 18 220 mln zł, z czego dominująca część będzie ponoszona po podjęciu ostatecznej decyzji inwestycyjnej i rozpoczęciu fazy budowy. Emitent jako wspólnik Spółek Projektowych będzie zobowiązany do pokrycia części nakładów inwestycyjnych odpowiadającej jego udziałowi w Spółkach Projektowych z uwzględnieniem kredytu inwestycyjnego na sfinansowanie nakładów w okresie budowy, który planują pozyskać Spółki Projektowe.

W dniu 4 maja 2021 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał na rzecz spółek projektowych MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o. decyzje o przyznaniu każdej ze Spółek Projektowych prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w odpowiednio – morskich farmach wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, o mocy 720 MW każda.

W dniu 25 maja 2021 roku Emitent otrzymał od wspólnika Spółek Projektowych – Wind Power AS, dodatkowe płatności wynikające z umowy dotyczącej m.in. sprzedaży udziałów w Spółkach Projektowych zawartej w dniu 5 marca 2018 roku ze Statoil Holding Netherlands B.V., w wysokości 25 028 640 EUR w przypadku spółki MFW Bałtyk III sp. z o.o. oraz 25 200 000 EUR w przypadku spółki MFW Bałtyk II sp. z o.o.

W dniu 5 lutego 2021 roku Mansa Investments oraz BIF IV Europe Holdings Limited z siedzibą w Londynie zawarły aneksy do umowy inwestycyjnej z dnia 3 listopada 2020 r. Ponadto BIF IV Europe Holdings Limited poinformował o podwyższeniu ceny za jedną akcję Spółki w wezwaniu do zapisywania się na sprzedaż akcji Spółki z 47 zł na 63 zł. Okres przyjmowania zapisów upłynął w dniu 17 lutego 2021 r. W efekcie wezwania BIF IV Europe Holdings Limited objęła 10 370 213 akcji Spółki co stanowi 22,82% ogólnej liczby głosów w Spółce.

W dniu 20 lutego 2021 roku Zarząd Polenergii S.A. został poinformowany o tym, że akcjonariusze Spółki Mansa Investments Sp. z o.o. oraz BIF IV Europe Holdings Limited, zawarli dodatkowe porozumienie do umowy inwestycyjnej z dnia 3 listopada 2020 r. oraz umowy akcjonariuszy z tego samego dnia. Poinformowano m.in. o planowanym podwyższeniu kapitału zakładowego Spółki za pomocą emisji nowych akcji. Emisja akcji odbędzie się z prawem poboru albo w inny sposób zapewniający odpowiednią ochronę przed rozwodnieniem akcjonariatu.

W dniu 10 maja 2021 roku spółka zależna Polenergia Farma Wiatrowa 17 Sp. z o.o. zawarła z ING Bank Śląski S.A. umowę kredytu w formie kredytu inwestycyjnego w łącznej kwocie do 21,5 mln zł na

finansowanie budowy farm fotowoltaicznych Sulechów II oraz kredytu VAT w okresie budowy do 5,5 mln zł. Umowa kredytu przewiduje spłatę kredytu inwestycyjnego nie później niż do 30 czerwca 2036 roku, dla kredytu VAT nie później niż w ciągu pół roku od ukończenia budowy projektu.

W dniu 12 maja 2021 roku spółka zależna Polenergia Farma Wiatrowa Rudniki Sp. z o.o. zawarła z mBank S.A. umowę kredytu w formie kredytu inwestycyjnego w łącznej kwocie do 13 mln zł na finansowanie budowy farm fotowoltaicznych Buk I oraz kredytu VAT w okresie budowy do 3,2 mln zł. Umowa kredytu przewiduje spłatę kredytu inwestycyjnego nie później niż do 21 grudnia 2037 roku, dla kredytu VAT nie później niż do 31 stycznia 2023 roku.

W dniu 12 maja 2021 roku spółka zależna Polenergia Farma Fotowoltaiczna 9 Sp. z o.o. zawarła z mBank S.A. umowę kredytu w formie kredytu inwestycyjnego w łącznej kwocie do 18 mln zł na finansowanie budowy farm fotowoltaicznych Sulechów III. Umowa kredytu przewiduje spłatę kredytu inwestycyjnego nie później niż do 21 grudnia 2037 roku.

28 kwietnia 2021 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa Dębice/Kostomłoty Sp. z o.o. zawarła transakcję IRS zabezpieczającą 90% ryzyka zmiany stóp procentowych z bankiem mBank S.A.

W dniu 29 lipca 2021 roku zarząd Spółki poinformował o wydaniu na rzecz Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, ustalającej koszty zużycia odebranego gazu ziemnego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego za 2020 rok, w okresie korygowania od 1 stycznia 2020 r. do 1 czerwca 2020 r., należnych ENS na podstawie ustawy z dnia 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej na kwotę 30 366 227 zł.

Ponadto, zarząd Emitenta informuje o wydaniu na rzecz ENS decyzji Prezesa URE, ustalającej wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych dla roku 2020, w okresie korygowania od 1 stycznia 2020 r. do 1 czerwca 2020 r., na kwotę 3 964 267 zł.

6M 2021 (mPLN)	Ładowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	123,6	1,7	109,5	923,3	51,2	3,0	-	1 212,3
Koszty operacyjne, w tym	(60,6)	(1,0)	(51,5)	(886,4)	(43,4)	(4,4)	(0,4)	(1 047,7)
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(25,1)	-	-	-	-	-	-	(25,1)
amortyzacja	(31,8)	(0,4)	(8,8)	(0,1)	(3,1)	(1,2)	(0,4)	(45,8)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(3,8)	-	-	-	-	-	-	(3,8)
Zysk brutto ze sprzedaży	63,0	0,6	58,0	36,9	7,8	(1,3)	(0,4)	164,5
Marża zysku brutto ze sprzedaży	51,0%	37,8%	53,0%	4,0%	15,3%	"n/a"	"n/a"	13,6%
Koszty ogólnego zarządu	(1,8)	(0,1)	(3,4)	(8,6)	(3,0)	(7,8)	-	(24,7)
Pozostała działalność operacyjna	1,6	0,0	(1,0)	0,7	0,2	0,1	-	1,4
w tym odpisy aktualizujące	(0,1)	-	-	-	-	(0,0)	-	(0,1)
Zysk z działalności operacyjnej	62,8	0,5	53,6	28,9	4,9	(9,0)	(0,4)	141,3
EBITDA	94,7	0,9	62,4	29,0	8,0	(7,8)	-	187,2
Marża EBITDA	76,6%	54,2%	57,0%	"n/a"	15,7%	"n/a"	"n/a"	15,4%
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowana EBITDA	94,7	0,9	62,4	29,0	8,0	(7,8)	-	187,2
Marża skorygowana EBITDA	76,6%	54,2%	57,0%	"n/a"	15,7%	"n/a"	"n/a"	15,4%
Wynik na działalności finansowej	(15,5)	(0,3)	(1,2)	(1,8)	(1,5)	226,8	-	206,7
Zysk (Strata) brutto	47,3	0,2	52,4	27,1	3,5	217,8	(0,4)	347,9
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	(68,0)
Zysk (strata) netto z działalności kontynuowanej								279,9
Zysk z działalności operacyjnej zaniechanej	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk ze zbycia działalności zaniechanej	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk (strata) netto za okres								279,9
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	0,4
Różnice kursowe	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	-	-	-	-	-	-	-	0,7
Odpisy aktualizujące	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Wynik netto na sprzedaży aktywów	-	-	-	-	-	-	-	(186,1)
Skorygowany Zysk Netto								95,1
*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży								

6M 2020 (PLN m)	Ładowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	152,2	1,8	125,8	484,0	46,4	11,9	-	822,0
Koszty operacyjne, w tym	(57,0)	(0,8)	(124,2)	(467,0)	(39,1)	(12,6)	(4,3)	(704,9)
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(19,9)	-	-	-	-	-	-	(19,9)
amortyzacja	(31,7)	(0,4)	(9,5)	(0,1)	(2,7)	(1,2)	(4,3)	(49,9)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(5,3)	-	-	-	-	-	-	(5,3)
Zysk brutto ze sprzedaży	95,2	1,0	1,5	17,1	7,3	(0,7)	(4,3)	117,1
Marża zysku brutto ze sprzedaży	62,6%	56,2%	1,2%	3,5%	15,7%	"n/a"	"n/a"	14,2%
Koszty ogólnego zarządu	(1,3)	(0,1)	(3,3)	(6,9)	(2,6)	(7,3)	-	(21,6)
Pozostała działalność operacyjna	1,6	0,0	(0,7)	0,4	0,5	0,3	-	2,1
w tym odpisy aktualizujące	(0,1)	-	-	-	-	(0,1)	-	(0,2)
Zysk z działalności operacyjnej	95,5	0,9	(2,5)	10,5	5,2	(7,8)	(4,3)	97,6
EBITDA	127,3	1,3	7,0	10,6	7,9	(6,4)	-	147,7
Marża EBITDA	83,7%	73,4%	5,5%	2,2%	17,0%	"n/a"	"n/a"	18,0%
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowana EBITDA	127,3	1,3	7,0	10,6	7,9	(6,4)	-	147,7
Marża skorygowana EBITDA	83,7%	73,4%	5,5%	2,2%	17,0%	"n/a"	"n/a"	18,0%
Wynik na działalności finansowej	(20,6)	(0,3)	0,8	(1,1)	(1,2)	2,4	-	(20,0)
Zysk (Strata) brutto	75,0	0,6	(1,6)	9,5	3,9	(5,4)	(4,3)	77,6
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	(13,1)
Zysk (strata) netto za okres								64,5
Zysk z działalności operacyjnej zaniechanej	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk ze zbycia działalności zaniechanej	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk (strata) netto za okres								64,5
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	3,5
Różnice kursowe	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	-	-	-	-	-	-	-	0,7
Odpisy aktualizujące	-	-	-	-	-	-	-	0,2
Skorygowany Zysk Netto								69,0
Zmiana skorygowanej EBITDA rdr	(32,6)	(0,4)	55,4	18,4	0,1	(1,4)	-	39,4
*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży								

2Q 2021 (mPLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	57,7	1,2	61,8	427,5	25,6	1,5	-	575,3
Koszty operacyjne, w tym	(30,6)	(0,5)	(15,7)	(403,3)	(21,6)	(2,3)	(0,2)	(474,2)
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(14,7)	-	-	-	-	-	-	(14,7)
amortyzacja	(15,9)	(0,2)	(4,4)	(0,1)	(1,5)	(0,6)	(0,2)	(22,9)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk brutto ze sprzedaży	27,1	0,7	46,0	24,2	4,0	(0,8)	(0,2)	101,1
Marża zysku brutto ze sprzedaży	47,0%	55,1%	74,5%	5,7%	15,7%	"n/a"	"n/a"	17,6%
Koszty ogólnego zarządu	(0,9)	(0,1)	(1,4)	(4,5)	(1,7)	(4,6)	-	(13,1)
Pozostała działalność operacyjna	0,8	-	(0,5)	0,3	(0,1)	0,0	-	0,5
w tym odpisy aktualizujące	(0,0)	-	-	-	-	(0,0)	-	(0,0)
Zysk z działalności operacyjnej	27,1	0,6	44,2	20,0	2,3	(5,3)	(0,2)	88,5
EBITDA	43,0	0,8	48,6	20,1	3,8	(4,7)	-	111,5
Marża EBITDA	74,5%	64,1%	78,6%	4,7%	14,8%	-314,0%	-	19,4%
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	-	-	-	-	-	-	-	-
Efekt sprzedaży EC Zakrzów	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowana EBITDA	43,0	0,8	48,6	20,1	3,8	(4,7)	-	111,5
Marża skorygowana EBITDA	74,5%	64,1%	78,6%	4,7%	14,8%	-314,0%	"n/a"	19,4%
Wynik na działalności finansowej	(7,8)	(0,1)	(1,4)	(0,8)	(0,7)	226,5	-	215,8
Zysk (Strata) brutto	19,3	0,5	42,8	19,2	1,5	221,1	(0,2)	304,3
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	(58,6)
Zysk (strata) netto z działalności kontynuowanej	-	-	-	-	-	-	-	245,7
Zysk z działalności operacyjnej zamkniętej	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk ze zbycia działalności zamkniętej	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk (strata) netto za okres	-	-	-	-	-	-	-	245,7
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	0,2
Różnice kursowe	-	-	-	-	-	-	-	0,7
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	-	-	-	-	-	-	-	0,4
Odpisy aktualizujące	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Wynik netto na sprzedaży aktywów	-	-	-	-	-	-	-	(186,1)
Skorygowany Zysk Netto	-	-	-	-	-	-	-	60,8

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

2Q 2020 (PLN m)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	70,9	1,4	66,9	196,2	22,1	5,6	-	363,0
Koszty operacyjne, w tym	(42,8)	(0,4)	(65,8)	(187,6)	(18,6)	(6,0)	(1,8)	(323,1)
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(10,2)	-	-	-	-	-	-	(10,2)
amortyzacja	(15,9)	(0,2)	(4,7)	(0,0)	(1,4)	(0,6)	(1,8)	(24,6)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(16,8)	-	-	-	-	-	-	(16,8)
Zysk brutto ze sprzedaży	28,0	0,9	1,1	8,6	3,4	(0,4)	(1,8)	39,9
Marża zysku brutto ze sprzedaży	39,6%	"n/a"	1,7%	4,4%	15,5%	"n/a"	"n/a"	11,0%
Koszty ogólnego zarządu	(0,6)	(0,1)	(1,6)	(4,1)	(1,5)	(3,8)	-	(11,6)
Pozostała działalność operacyjna	0,8	0,0	(0,5)	0,4	(0,1)	0,1	-	0,6
w tym odpisy aktualizujące	(0,0)	-	-	-	-	(0,1)	-	(0,1)
Zysk z działalności operacyjnej	28,2	0,9	(1,0)	4,8	1,9	(4,1)	(1,8)	28,9
EBITDA	44,1	1,1	3,7	4,8	3,2	(3,4)	-	53,6
Marża EBITDA	62,3%	"n/a"	5,6%	"n/a"	14,6%	"n/a"	"n/a"	14,8%
Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	-	-	-	-	-	-	-	-
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowana EBITDA	44,1	1,1	3,7	4,8	3,2	(3,4)	-	53,6
Marża skorygowana EBITDA	62,3%	"n/a"	5,6%	2,5%	14,6%	"n/a"	"n/a"	14,8%
Wynik na działalności finansowej	(9,9)	(0,1)	(0,9)	(0,7)	(0,6)	0,9	-	(11,5)
Zysk (Strata) brutto	18,3	0,7	(1,9)	4,1	1,2	(3,2)	(1,8)	17,4
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	(2,9)
Zysk (strata) netto za okres	-	-	-	-	-	-	-	14,6
Zysk z działalności operacyjnej zamkniętej	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk ze zbycia działalności zamkniętej	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk (strata) netto za okres	-	-	-	-	-	-	-	14,6
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	1,5
Różnice kursowe	-	-	-	-	-	-	-	1,4
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	-	-	-	-	-	-	-	0,4
Odpisy aktualizujące	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Wynik netto na sprzedaży aktywów	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowany Zysk Netto	-	-	-	-	-	-	-	18,0
Zmiana skorygowanej EBITDA rdr	(1,2)	(0,3)	44,8	15,2	0,6	(1,3)	-	57,8

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

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

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

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

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

W omawianym okresie nie nastąpiły istotne zmiany w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej emitenta, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności, poza wydarzeniami, które zostały opisane poniżej:

Dnia 4 stycznia 2021 roku spółka Polenergia Farma Fotowoltaiczna 5 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 28 stycznia 2021 roku spółka Polenergia Farma Fotowoltaiczna 6 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 19 marca 2021 roku spółka Polenergia Farma Fotowoltaiczna 12 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 22 marca 2021 roku spółka Polenergia Farma Fotowoltaiczna 7 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 22 marca 2021 roku spółka Polenergia Farma Fotowoltaiczna 11 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 16 kwietnia 2021 roku spółka Polenergia Farma Fotowoltaiczna 8 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 16 kwietnia 2021 roku spółka Polenergia Farma Fotowoltaiczna 9 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 19 kwietnia 2021 roku spółka Polenergia Farma Fotowoltaiczna 10 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 21 maja 2021 roku spółka Polenergia Farma Fotowoltaiczna 13 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 21 maja 2021 roku spółka Polenergia Farma Fotowoltaiczna 15 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 27 maja 2021 roku spółka Polenergia Farma Fotowoltaiczna 14 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 29 stycznia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników podjęło uchwałę o rozwiązaniu spółki Energopep sp. z o.o. i postawieniu jej w stan likwidacji. Wpis do KRS w dniu 10 marca 2021 roku.

Dnia 30 listopada 2020 roku spółka Energopep sp. z o.o. sp. k. została wykreślona z KRS. Wpis uprawomocnił się w dniu 29 stycznia 2021 roku.

Dnia 15 stycznia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników podjęło uchwałę o rozwiązaniu spółki Polenergia Biomasa Energetyczna Północ sp. z o.o. i postawieniu jej w stan likwidacji. Wpis do KRS w dniu 17 lutego 2021 roku.

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

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

Podstawowe Wielkości Ekonomiczno-Finansowe [mln PLN]	6M 2021	6M 2020	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	1 212,3	822,0	390,3
EBITDA	187,2	147,7	39,4
Skorygowana EBITDA z eliminacją efektu alokacji ceny nabycia	187,2	147,7	39,4
Zysk (strata) netto	279,9	64,5	215,4
Skorygowany zysk netto z eliminacją efektu alokacji ceny nabycia, niezrealizowanych różnic kursowych, odpisów aktualizujących, wyceny kredytów oraz wyniku netto na sprzedaży aktywów	95,1	69,0	26,1

Na wyniki za pierwsze półrocze 2021 roku w porównaniu do rezultatów za analogiczny okres roku poprzedniego wpływ miały następujące czynniki:

a) Na poziomie EBITDA (wzrost o 39,4 mln zł):

- Niższy wynik segmentu lądowych farm wiatrowych (o 32,6 mln zł), co jest głównie konsekwencją niższego wolumenu produkcji oraz nieznacznie wyższych kosztów operacyjnych farm wiatrowych;
- Niższy o 0,4 mln zł wynik segmentu fotowoltaiki w związku ze wzrostem kosztów związanych z rozwojem kolejnych projektów PV w Grupie. Wynik EBITDA wygenerowany w ramach portfela 8 operacyjnych projektów fotowoltaicznych (Sulechów I), na zbliżonym poziomie w porównaniu do pierwszego półrocza 2020 – spadek o 0,1 mln zł w związku z mniejszym nasłonecznieniem;
- Wyższy wynik segmentu gazu i czystych paliw (o 55,4 mln zł) w efekcie (i) procesu optymalizacji pracy ENS (podjęcie decyzji o rozpoczęciu procesu “odwracania” transakcji terminowych zabezpieczających produkcję i sprzedaż ENS w 3 i 4 kwartale 2021 r. oraz 1 kwartale 2022 r.) skutkującej zaklasyfikowaniem tychże transakcji jako instrumenty finansowe podlegające wycenie (ii) przychodów z rynku mocy (realizacja obowiązku mocowego rozpoczęła się od stycznia 2021 r.), (iii) częściowo skompensowany przez brak przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (koniec systemu rekompensat w maju 2020 roku);
- Wyższy wynik segmentu obrotu i sprzedaży (o 18,4 mln zł) z uwagi na: i) wynik na optymalizacji przeprowadzony w ramach umowy SLA skutkujący wyceną transakcji terminowych zabezpieczających produkcję i sprzedaż ENS w 3 i 4 kwartale 2021 r. oraz 1 kwartale 2022 r., ii) wzrost wyniku na handlu energią z farm wiatrowych m.in. wskutek optymalizacji średnio i krótkoterminowego zabezpieczenia wolumenu, iii) efekt wdrożenia nowej strategii w zakresie sprzedaży do klientów strategicznych. Wzrost ten został częściowo skompensowany przez: i) spadek wyniku na handlu zielonymi certyfikatami rozpoznany w 1 kwartale 2021 r. wskutek niższej podaży certyfikatów oraz niższy wpływ wyceny magazynu zielonych certyfikatów, ii) niższy wynik na portfelu handlowym poprzez rozpoznanie zdarzeń o charakterze jednorazowym, iii) niższego wyniku w ramach działalności agregacji OZE, iv) wyższe koszty operacyjne wynikające ze wzrostu skali działalności oraz wyższe koszty prowizji;
- Wyższy wynik segmentu dystrybucji (o 0,1 mln zł) w konsekwencji wyższej marży dystrybucyjnej co przede wszystkim wynika z wyższego wolumenu sprzedaży oraz wejścia w życie nowej taryfy dystrybucyjnej, jak również wyższej marży na usługach dodatkowych świadczonych klientom Spółki. Wynik został częściowo skompensowany przez niższą marżę na sprzedaży energii i niższy wynik Polenergii Kogeneracja na

dystrybucji gazu (głównie ze względu na niższy wolumen), a także koszty poniesione na realizację pilotażowego projektu w zakresie elektromobilności

- Niższy wynik pozycji Niealokowane (o 1,4 mln zł) jest głównie konsekwencją zaniechania działalności biomasowej (spadek wyniku o 1,2 mln zł) oraz wyższych kosztów Centrali (wzrost kosztów o 0,3 mln zł).

b) Na poziomie skorygowanej EBITDA (wzrost o 39,4 mln zł):

- Wpływ EBITDA opisany powyżej (wynik wyższy o 39,4 mln zł);

c) Na poziomie Zysku Netto (wzrost o 215,4 mln zł):

- Wpływ wyniku EBITDA (wynik wyższy o 39,4 mln zł);
- Niższa amortyzacja (o 4,2 mln zł) wynikająca przede wszystkim z zakończenia amortyzacji aktywa z tytułu rekompensat gazowych i kosztów osieroconych rozpoznanego w Rozliczeniu Ceny Nabycia, niższej amortyzacji w segmencie gazu i czystych paliw (niższa stawka amortyzacji w związku z dłuższym okresem amortyzowania remontów) oraz zaniechania działalności w Biomacie Wschód częściowo skompensowane przez oddanie do użytkowania środków trwałych w dystrybucji i środków trwałych w leasingu w Centrali;

Powyższe pozycje łącznie przyczyniły się do wzrostu zysku operacyjnego o 43,7 mln zł.

- Wyższe przychody finansowe (o 223,6 mln zł) w konsekwencji dodatkowych płatności (earn-out) w kwocie 225,8 mln zł z tytułu sprzedaży udziałów w projektach MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III przeprowadzonej w 2018 r., wzrostu przychodów z tytułu różnic kursowych (o 0,1 mln zł), opłat z tytułu poręczeń (0,2 mln zł), przychodu z likwidacji spółki powiązanej, w której Grupa posiadała 20% udziałów (0,3 mln zł) częściowo skompensowane przez niższe przychody z tytułu odsetek od lokat (spadek o 2,1 mln zł), niższej wyceny instrumentów finansowych (o 0,6 mln zł),
- Niższe koszty finansowe (o 3,0 mln zł) wynikające głównie z niższych kosztów z tytułu odsetek (4,7 mln zł) oraz niższych kosztów z tytułu różnic kursowych (o 0,1 mln zł), częściowo skompensowane wyższymi kosztami z tytułu prowizji (o 0,6 mln zł), wzrostem kosztów z wyceny instrumentów finansowych w segmencie gazu i czystych paliw (1,1 mln zł) oraz kosztami z tytułu likwidacji spółki zależnej (0,1 mln zł);
- Wyższy poziom podatku dochodowego (o 54,9 mln zł) głównie w związku z wyższym wynikiem brutto Grupy w 2021 roku (wyższy zysk operacyjny i przychody finansowe) oraz wpływem braku utworzenia aktywa na rozliczanej stracie podatkowej w niektórych farmach wiatrowych.

d) Na poziomie skorygowanego zysku netto (wzrost o 26,1 mln zł):

- Wpływ zysku netto (wzrost o 215,4 mln zł);
- Eliminacja efektu rozliczenia ceny nabycia (spadek o 3,2 mln zł);
- Odwrócenie efektu odpisów aktualizujących (spadek o 0,1 mln zł).
- Eliminacja wyniku netto na sprzedaży aktywów (spadek o 186,1 mln zł).

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

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

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

Spółka nie publikuje prognozy wyników finansowych.

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

Brak istotnych zmian w stosunku do ryzyk przedstawionych w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej Polenergia za rok zakończony dnia 31 grudnia 2020 roku, z zastrzeżeniem poniższych zmian i aktualizacji:

Ryzyko zmiany kursów walutowych

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania Grupa nie posiada istotnych umów sprzedaży zakładających płatności w walutach obcych.

W ramach segmentu lądowych farm wiatrowych, obejmującego również projekty znajdujące się w fazie rozwoju i budowy, część zobowiązań denominowana jest w Euro. Dotyczy to głównie zobowiązań inwestycyjnych w spółkach Polenergia Farma Wiatrowa Szymankowo Sp. z o.o., Polenergia Farma Wiatrowa 3 Sp. z o.o. oraz Polenergia Farma Wiatrowa Dębice/Kostomłoty Sp. z o.o. realizujących budowę projektów Szymankowo, Dębsk i Kostomłoty. Ryzyko walutowe w projektach zostało w pełni zabezpieczone na rynku finansowym przed uruchomieniem kredytu inwestycyjnego za pomocą transakcji terminowych FX Forward.

W ramach segmentu fotowoltaiki, obejmującego między innymi projekty które uzyskały wsparcie dla OZE w 2020 roku (portfele projektów Sulechów II, Sulechów III oraz Buk I) znajdujące się w fazie rozwoju i budowy, część zobowiązań inwestycyjnych denominowana jest w Euro. Grupa zabezpieczyła część ryzyka walutowego poprzez zakup waluty na rachunek oraz na bieżąco analizuje ryzyko zmiany kursów walutowych i dopuszcza możliwość dalszego zabezpieczenia kursu celem ograniczenia kosztów obsługi posiadanych zobowiązań.

Ponadto Polenergia Obrót narażona jest na ryzyko walutowe wskutek prowadzenia handlu energią elektryczną na rynkach zagranicznych oraz w związku z uczestnictwem w rynku praw do emisji 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 Polenergii Obrót w walucie obcej, zawierane są transakcje zabezpieczające kurs wymiany walut. Kwestie zarządzania ryzykiem w Polenergii Obrót uregulowane są w Polityce zarządzania ryzykiem spółki i odbywają się zgodnie z zasadami opisanymi w tym dokumencie.

Ryzyko zmiany stóp procentowych

Udział długu w strukturze finansowania grupy kapitałowej jest znaczący. Zgodnie ze strategią Grupy Polenergia, zakładającą maksymalizację stopy zwrotu z kapitału własnego, projekty inwestycyjne są finansowane długiem w ponad 50%. W myśl postanowień umów kredytów zawartych przez poszczególne podmioty z grupy kapitałowej, odsetki należne z tytułu udzielonych kredytów ustalane są w oparciu o zmienne stopy procentowe. Znaczny wzrost rynkowych stóp procentowych ponad wartości prognozowane przez Grupę Polenergia i uwzględnione w budżetach projektów może mieć negatywny wpływ na wyniki finansowe osiągnięte przez Grupę. Grupa Polenergia ma świadomość istnienia takiego ryzyka i stara się mu przeciwdziałać oraz zapobiegać ewentualnym negatywnym skutkom poprzez zabezpieczenie poziomu stóp procentowych w transakcjach IRS, ciągły monitoring sytuacji na rynku pieniężnym oraz efektywne zarządzanie finansami.

19 czerwca 2015 roku spółka zależna Polenergia Farma Wiatrowa Mycielin Sp. z o.o. zawarła z Alior Bank SA transakcję zabezpieczającą ryzyko zmiany stóp procentowych. Instrument zabezpiecza 60% przepływów z tytułu odsetek i wszedł w życie w drugim kwartale 2016 roku. Dodatkowo 30 kwietnia 2020 roku spółka podjęła decyzję o zwiększeniu poziomu zabezpieczenia do 90% wykonując dodatkową transakcję IRS.

18 marca 2020 roku spółki Dipol Sp. z o.o. oraz Polenergia Farma Wiatrowa 23 Sp. z o.o. zabezpieczyły 95% ryzyka zmiany stóp procentowych. Transakcje IRS zostały zawarte z bankiem mBank S.A.

19 maja 2020 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 17 Sp. z o.o. zawarła transakcję IRS zabezpieczającą 95% ryzyka zmiany stóp procentowych z bankiem ING Bank Śląski S.A.

30 czerwca 2020 roku Polenergia Farma Wiatrowa 4 Sp. z o.o. zawarła z BOŚ Bankiem S.A. transakcję IRS zabezpieczającą 80% ryzyka zmiany stóp procentowych.

6 sierpnia 2020 roku spółki Polenergia Farma Wiatrowa 1 Sp. z o.o. oraz Polenergia Farma Wiatrowa 6 Sp. z o.o. zawarły z bankiem EBRD transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej odpowiadające 80% wartości zaciągniętych kredytów.

W dniu 18 sierpnia 2020 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa Szymankowo Sp. z o.o. zawarła transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej w bankach ING Bank Śląski S.A. oraz mBank S.A., odpowiadające 90% wartości zaciągniętego kredytu.

Od 2 listopada 2020 roku w spółce Polenergia Farma Wiatrowa 3 Sp. z o.o. działa zabezpieczenie ryzyka stopy procentowej w bankach ING Bank Śląski S.A. oraz mBank S.A. oraz Santander Bank Polska S.A., odpowiadające 90% wartości zaciągniętego kredytu za pomocą transakcji IRS.

28 kwietnia 2021 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa Dębice / Kostomłoty Sp. z o.o. zawarła transakcję zabezpieczającą ryzyko stopy procentowej w banku mBank S.A., odpowiadające 90% wartości zaciągniętego kredytu.

Jednocześnie Grupa na bieżąco analizuje poziom rynkowych stóp procentowych i dopuszcza możliwość zabezpieczenia poziomu stóp procentowych celem ograniczenia kosztów obsługi posiadanych zobowiązań finansowych w innych projektach - w sytuacji, gdy takie rozwiązanie będzie atrakcyjne i zagwarantuje oczekiwany zwrot na realizowanych projektach.

Oszacowana przez Grupę Polenergia wrażliwość wyniku finansowego brutto (w związku ze zmianą wartości godziwej aktywów i zobowiązań pieniężnych) na wahania stóp procentowych przy założeniu niezmienności innych czynników została przedstawiona w nocie 44 do Skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Ryzyko zmienności rynkowych cen energii elektrycznej

Wyniki finansowe Grupy są uzależnione od poziomu rynkowych cen energii elektrycznej. Grupa na bieżąco analizuje sytuację na 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 także działalność polegającą na obrocie energią elektryczną i gazem 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 przyznaných mandatów ryzyka na poszczególne produkty i portfele oraz badania ekspozycji na ryzyko przy wykorzystaniu metodologii VaR.

Zmienność cen energii elektrycznej wpływa pośrednio na koszty profilu produkcji energii elektrycznej przez farmy wiatrowe Grupy (dalej koszty profilowania). Zmienność kosztów profilowania jest w dużej mierze ryzykiem pozostającym poza kontrolą Grupy, które może mieć istotny wpływ na wyniki osiągnięte przez Grupę.

Jednocześnie wsparcie udzielane w ramach systemu aukcyjnego dla OZE, 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.

Od 2022 roku w ramach implementacji regulacji europejskich zmieni się szereg zasad dotyczących funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce, co może wywołać ryzyka zwiększonej zmienności cen na rynku bieżącym i zmiany podejścia uczestników rynku w kwestii kreowania ofert na hurtowym rynku energii elektrycznej oraz rynku bilansującym. Jest to ryzyko systemowe, które dotyczy wszystkich uczestników rynku energii elektrycznej w Polsce.

Segment lądowych farm wiatrowych pozostanie w 2021 i 2022 roku w dużej mierze odporny na bieżącą zmienność cen energii elektrycznej z uwagi na fakt, iż dla znacznej części portfela cena sprzedaży energii w tym oraz w przyszłym roku została zabezpieczona na rynku terminowym. Należy jednak zauważyć, że w przypadku utrzymywania się niskiej wietrzności skorelowanej z wysokimi cenami na rynku SPOT może pojawić się konieczność odkupu energii elektrycznej po niekorzystnych cenach. Taka sytuacja może negatywnie wpłynąć na zrealizowany wynik finansowy. W sytuacji długotrwałego spadku cen energii elektrycznej i w konsekwencji obniżek notowań kontraktów terminowych może zostać ograniczony potencjał wyniku finansowego segmentu w kolejnych latach. Również wzrost ilości źródeł wiatrowych może w kolejnych latach negatywnie wpływać na przychody segmentu lądowych farm wiatrowych z uwagi na spadki cen energii w okresach dużej generacji energii ze źródeł wiatrowych, co przyczynia się do wzrostu kosztu profilowania.

Ryzyko zmienności rynkowych cen gazu ziemnego

Wzrost cen kontraktów terminowych na gaz ziemny wraz z wysokimi cenami uprawnień za emisję dwutlenku węgla pociąga za sobą ryzyko negatywnych spreadów Clean Spark Spread (CSS). W przypadku niekorzystnych spreadów CSS istnieje ryzyko utraty marży w przyszłości podczas 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 w odniesieniu do okresów, dla których rozpoczęto odwracanie wcześniej zawartych transakcji terminowych.

Ryzyko zmienności rynkowych cen zielonych certyfikatów

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.

Z dniem 25 września 2017 r. weszły w życie regulacje ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2017 r., poz. 1593), skutkujące zmianą sposobu obliczania jednostkowej opłaty zastępczej poprzez jej powiązanie z uśrednionymi rynkowymi cenami praw majątkowych, wynikającymi ze świadectw pochodzenia, publikowanymi corocznie przez Towarową Giełdę Energii S.A., zgodnie z art. 47 ust. 3 pkt 2 tej ustawy. W świetle znowelizowanego brzmienia art. 56 ust. 1 ustawy OZE, jednostkowa opłata zastępcza dla świadectw pochodzenia „zielonych” obliczana jest jako iloczyn wskaźnika 125% i rocznej ceny

średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia innych niż wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia 1 lipca 2016 r., jednakże nie więcej niż 300,03 złotych za 1 MWh (Ozjo).

Na rynku w dalszym ciągu utrzymuje się nadpodaż zielonych certyfikatów, która może negatywnie wpływać na poziom cen rynkowych.

Na dzień powstawania niniejszego dokumentu w fazie opiniowania jest projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska ws. zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2022 r. Zgodnie z postanowieniami projektu udziały dla tzw. zielonych oraz błękitnych certyfikatów zostaną obniżone w stosunku do roku 2021. Oznacza to udziały na poziomie odpowiednio 18,5% oraz 0,5%. Jeśli powyższa zmiana zostanie zaimplementowana może zmienić się relacja popytu i podaży na rynku zielonych certyfikatów. Byłaby to realizacja zapowiadanego przez resort korygowania poziomu obowiązków -ich stopniowego zmniejszania związanego z wychodzeniem po 15 latach z systemu certyfikatowego kolejnych instalacji.

Zapowiedziana możliwość ewentualnego obniżenia poziomu obowiązków w kolejnych latach w wymiarze większym niż spadek podaży certyfikatów związanych z zakończeniem wsparcia dla najstarszych projektów może spowodować spadki cen zielonych certyfikatów i doprowadzić do osiągnięcia przez Grupę gorszych wyników finansowych i niespełnienia wskaźników finansowych określonych w umowach kredytu na finansowanie poszczególnych projektów wiatrowych. W przypadku długoterminowego utrzymywania się cen zielonych certyfikatów na niskim poziomie mogą wystąpić okresowe problemy w realizacji zobowiązań wynikających z niektórych umów kredytów, a w części projektów może się także pojawić konieczność uruchomienia gwarancji udzielonych przez Polenergia S.A. Grupa ogranicza na bieżąco ekspozycję na ryzyko spadku ceny zielonych certyfikatów poprzez wcześniejsze zabezpieczenie ceny sprzedaży certyfikatów odpowiadających produkcji energii w kolejnych latach.

Ryzyko związane z aukcjami dla odnawialnych źródeł energii

Nowy system wsparcia OZE (tzw. system aukcyjny) uzależnia uzyskanie i wysokość wsparcia dla wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych od wygrania aukcji. W konsekwencji istnieje ryzyko, że projekty farm wiatrowych oraz farm fotowoltaicznych realizowane przez Grupę nie otrzymają wsparcia. Jednocześnie wsparcie udzielone w ramach systemu aukcyjnego, co do zasady, uniezależnia wytwórcę na okres 15 lat od ryzyka rynkowego. Wejście w życie nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii otwiera drogę do organizacji kolejnych aukcji.

Zgodnie z Informacjami Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 25 czerwca 2021 r. spółki zależne rozwijające projekty farm fotowoltaicznych Świebodzin o łącznej mocy 10,5 MW, projekt farmy fotowoltaicznej Strzelino o łącznej mocy 45,15 MW oraz projekt farmy wiatrowej Grabowo o mocy 37,4 MW nie wygrały aukcji na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii.

Realizowane projekty w przypadku niewygrania aukcji, będą mogły uczestniczyć w aukcji w kolejnym roku o ile takowa zostanie ogłoszona.

W sytuacji, gdy projekt farmy wiatrowej bądź farmy fotowoltaicznej nie uzyskuje wsparcia w drodze aukcji, sposób jego dalszej realizacji podlega weryfikacji, w szczególności możliwa jest jego realizacja w oparciu o alternatywne formy zabezpieczenia przychodów tj. zawarcie kontraktów typu PPA (Power Purchase Agreement) lub sprzedaż w oparciu o ryzyko rynkowe wspierane zabezpieczeniem na rynku terminowym.

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

Działalność gospodarcza prowadzona przez Polenergia S.A. oraz poszczególne spółki jej grupy kapitałowej poddana jest szeregowi regulacji prawnych z zakresu ochrony środowiska. W szczególności istnieje lub może powstać obowiązek uzyskania pozwoleń zintegrowanych, czy pozwoleń sektorowych (na emisję gazów lub pyłów do powietrza, wodnoprawnych pozwoleń na wytwarzanie odpadów) oraz właściwej i terminowej sprawozdawczości związanej m.in. z korzystaniem ze środowiska. Spełnienie wymagań przewidzianych przepisami dotyczącymi ochrony środowiska może wiązać się z nakładami finansowymi na opracowanie dokumentacji i przystosowanie instalacji do spełnienia wymagań. Na dzień zatwierdzenia niniejszego raportu Polenergia S.A. oraz podmioty zależne od niej uzyskały wszelkie pozwolenia wymagane w związku z ochroną środowiska.

Ponadto w związku ze wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji CO₂, koniecznym stało się uzyskanie zezwoleń na uczestnictwo w tym systemie handlu instalacji wykorzystywanych w działalności prowadzonej przez Polenergia S.A. lub podmiotów należących do jej grupy kapitałowej.

Handel emisjami to jeden z instrumentów polityki ekologicznej, służący ograniczaniu emisji zanieczyszczeń. Obowiązek udziału Polski w systemie wynika z realizacji postanowień protokołu z Kioto oraz zobowiązań wynikających z członkostwa w Unii Europejskiej. Mechanizm handlu emisjami zapoczątkowany został 1 stycznia 2005 r. Dyrektywą 2003/87/WE, transponowaną na grunt prawa polskiego Ustawą z 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji. W okresie 2013-2020, regulowany był Ustawą z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

Obiekty należące do Grupy Polenergia:

- a. EL Mercury (numer KPRU: PL 0879 05) i
- b. EC Nowa Sarzyna (numer KPRU: PL 0472 05)

to instalacje spalania o nominalnej mocy cieplnej powyżej 20 MW uczestniczące we wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji.

Od 2021 rozpoczął się kolejny okres EU ETS, w którym tylko EC Nowa Sarzyna otrzymała przydziały uprawnień, jako instalacja wytwarzająca energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem. Instalacje objęte systemem, ale wytwarzające tylko energię elektryczną nie wnioskowały o darmowe przydziały.

W maju 2019 roku EC Nowa Sarzyna złożyła wniosek o przydział bezpłatnych uprawnień na okres 2021-2025. W lipcu 2021 Minister właściwy do spraw klimatu ogłosił wykaz instalacji wraz z ostateczną liczbą uprawnień do emisji przydzieloną na lata 2021-2025, zgodnie z art. 26e ust. 3 ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. z 2021 r. poz. 332 i 1047). EC Nowa Sarzyna otrzymała następujące przydziały:

2021	- 10 347
2022	- 10 081
2023	- 9 815
2024	- 9 550
2025	- 9 284

Powyższe instalacje co roku przedkładają raporty w elektronicznej krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji oraz zweryfikowane roczne raporty wielkości emisji CO₂.

Przydziały uprawnień do emisji są corocznie przekazywane na rachunek prowadzącego Instalację na podstawie zweryfikowanego Raportu z emisji CO₂ za poprzedni rok.

Ryzyko niezrealizowania lub wystąpienia opóźnień w realizacji planów inwestycyjnych

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

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.

W myśl przepisów znowelizowanej w dniu 29 sierpnia 2019 r. ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, w odniesieniu do pozwoleń na budowę dotyczących elektrowni wiatrowych, wydanych przed dniem wejścia ww. ustawy w życie (16 lipca 2016 r.), dla których nie wydano pozwolenia na użytkowanie w okresie 5 lat od dnia 16 lipca 2016 r., tj. do dnia 16 lipca 2021 r., trzyletni termin, w którym inwestor zobowiązany jest do rozpoczęcia robót budowlanych, należy liczyć od 16 lipca 2021 r.

Spółki rozwijające cztery projekty elektrowni wiatrowych na lądzie o łącznej mocy 199 MW zostały w 2019 i 2020 roku zakwalifikowane jako wytwórcy, których oferty wygrały aukcję OZE. W dniu 29 lipca 2020 roku spółka zależna Polenergia Farma Wiatrowa Szymankowo Sp. z o.o. zawarła umowę zmieniającą i ujednolicającą dotychczasową umowę kredytu, na podstawie której zostanie udzielony kredyt inwestycyjny na finansowanie budowy farmy wiatrowej. W dniu 10 lipca 2020 roku Spółka zależna Polenergia Farma Wiatrowa 3 Sp. z o.o. zawarła umowy kredytów na finansowanie budowy farmy wiatrowej Dębsk. W dniu 30 września 2020 roku Spółka zależna Polenergia Farma Wiatrowa Dębice/Kostomłoty Sp. z o.o. zawarła umowy kredytów na finansowanie budowy farmy wiatrowej Kostomłoty. Farmy wiatrowe Szymankowo i Dębsk są w zaawansowanej fazie budowy. W farmie wiatrowej Szymankowo dniu 23 czerwca 2021 r. podpisany został protokół zakończenia prac budowlanych. Złożone zostały wnioski o pozwolenie na użytkowanie oraz koncesję. Budowa farmy wiatrowej Dębsk przebiega zgodnie z przyjętym harmonogramem. W przypadku farmy wiatrowej Kostomłoty trwają prace budowlane w zakresie konstrukcyjnym i elektrycznym. Budowa jest realizowana zgodnie z harmonogramem. Trwają prace przygotowawcze do rozpoczęcia budowy farmy wiatrowej Piekło.

Dnia 29 czerwca 2020 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał postanowienie na rzecz spółki Polenergia Farma Wiatrowa 3 Sp. z o.o., realizującej projekt farmy wiatrowej Dębsk, zgodnie z którym termin spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. A ustawy OZE (zobowiązanie się uczestnika do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego, w terminie 42 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii) został wydłużony o dodatkowy okres 12 miesięcy, tj. nie później niż do dnia 5 września 2023 roku oraz okres, o którym mowa w art. 74 ust. 1 ustawy OZE (energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii wytworzona po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacji odnawialnego źródła energii lub w zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii, może zostać sprzedana w drodze aukcji wyłącznie w przypadku, gdy urządzenia wchodzące w skład tych instalacji, służące do wytwarzania i przetwarzania tej energii elektrycznej, zamontowane w czasie budowy albo modernizacji, zostały wyprodukowane w okresie 42 miesięcy) został przedłużony o dodatkowy okres 12 miesięcy.

Spółka zależna Polenergia Farma Wiatrowa Dębice / Kostomłoty sp. z o.o. wystąpiła z wnioskiem do Prezesa URE o wydanie postanowienia wydłużającego o 12 miesięcy termin na sprzedaż energii elektrycznej wyprodukowanej przez farmę wiatrową Kostomłoty. Trwa procedowanie wniosku.

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

Spółki zależne Spółki – Amon Sp. z o.o. oraz Talia Sp. z o.o., każda z osobna, złożyły 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.

Następnie Spółki Amon Sp. z o.o. i Talia Sp. z o.o. zmieniły powództwa w ten sposób, iż wystąpiły z nowym roszczeniem obok pierwotnego o ustalenie, wnosząc o zapłatę odszkodowania za niewykonanie, względnie nienależyte wykonanie ww. Umów, a następnie rozszerzyły to żądanie o kolejne okresy niewykonywania przez Polską Energię – Pierwszą Kompanię Handlową Sp. z o.o. (zwaną dalej „PKH”) tych umów.

W efekcie Amon Sp. z o.o. obecnie dochodzi zapłaty kwoty 69.478 tys. złotych, a Talia Sp. z o.o. kwoty 46.078 tys. złotych.

W dniu 25 lipca 2019 r. Sąd Okręgowy w Gdańsku wyrokiem częściowym i wstępnym uwzględnił powództwo Amon w części dotyczącej ustalenia bezskuteczności oświadczeń o wypowiedzeniu przez PKH umów sprzedaży energii i praw majątkowych., a w dniu 6 marca 2020 r. Sąd Okręgowy w Gdańsku wyrokiem częściowym i wstępnym uwzględnił powództwo Talia w takiej samej części.

Wypowiedzenia te zatem nie wywołują skutku prawnego w postaci rozwiązania obu umów, skutkiem czego umowy te po okresie wypowiedzenia, tj. po dniu 30 kwietnia 2015 r. pozostają w mocy co do wszystkich postanowień i wiążą strony. Jednocześnie Sąd uznał za usprawiedliwione co do zasady roszczenia odszkodowawcze dochodzone przez Amon względem PKH z tytułu niewykonywania przez PKH Umowy Sprzedaży Praw Majątkowych. Od obu wskazanych wyżej Wyroków Sadu Okręgowego w Gdańsku PKH wniosło apelacje. Obecnie sprawy czekają na rozstrzygnięcie przez Sąd Apelacyjny w Gdańsku.

Ryzyko związane z ewentualnym oddaleniem powództw Amon Sp. z o.o. i Talia Sp. z o.o. skutkować będzie brakiem możliwości uzyskania odszkodowania od PKH, bądź w przypadku częściowego oddalenia powództw, z możliwością uzyskania odszkodowania w niższej niż zakładana wysokość.

Amon Sp. z o.o. oraz Talia sp. z o.o. z końcem kwietnia 2018 r. wniosły pozew przeciwko Tauron Polska Energia S.A. w związku z zerwaniem długoterminowych umów sprzedaży energii i praw majątkowych zawartych przez spółkę zależną Tauron – Polska Energia-Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o. z Amon oraz Talia.

W przypadku Amon kwota roszczeń wyniosła 47.556.025,51 zł tytułem odszkodowania wraz z odsetkami i kosztami procesu oraz ustalenia odpowiedzialności Tauron za szkody przyszłe, których wysokość została oszacowana na kwotę ponad 158 mln zł. W przypadku Talia kwota roszczeń wyniosła 31.299.188,52 zł tytułem odszkodowania wraz z odsetkami i kosztami procesu oraz ustalenia odpowiedzialności Tauron za szkody przyszłe, których wysokość została oszacowana na kwotę niecałych 107 mln zł.

Spółki Amon Sp. z o.o. i Talia Sp. z o.o. w dniu 29 grudnia 2020 roku wniosły do Sądu Okręgowego w Katowicach, zmianę powództwa przeciwko Tauron Polska Energia S.A. obejmującą roszczenia odszkodowawcze powstałe po dniu 31 grudnia 2017 roku. Podstawą deliktowej odpowiedzialności odszkodowawczej Tauron jest zaprzestanie wykonywania przez Polską Energię - Pierwszą Kompanię Handlową Sp. z o.o. – spółkę zależną Tauron długoterminowych umów sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach odnawialnych oraz długoterminowych umów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w źródłach odnawialnych zawartych ze spółkami Amon i Talia. Na mocy przedmiotowej modyfikacji dochodzone roszczenia z tytułu odszkodowania wraz z odsetkami wzrosły i wynoszą w przypadku Amon 78.204.905,55 zł (wzrost o kwotę 30.648.880,04 zł), a w przypadku Talia 53.127.847,08 zł (wzrost o kwotę 21.828.658,56 zł.). Wartość przedmiotu sporu uwzględniając szacunki co do ustalenia odpowiedzialności Tauron za szkody przyszłe z dnia wytoczenia powództwa w przypadku Amon Sp. z o.o. wynosi ponad 236 mln zł a w przypadku Talia Sp. z o.o. ponad 160 mln zł.

Ryzyko związane z ewentualnym oddaleniem powództwa Amon Sp. z o.o. i Talia Sp. z o.o. skutkować będzie brakiem możliwości uzyskania odszkodowania od Tauron Polska Energia S.A., lub w przypadku częściowego oddalenia powództwa, z możliwością uzyskania odszkodowania w niższej wysokości.

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

Spółka Eolos dochodzi pozewem o zapłatę, solidarnie od spółek zależnych Spółki: Certyfikaty Sp. z o.o. i Polenergia Obrót S.A. oraz od Spółki Polenergia Usługi Sp. z o.o. kar umownych z tytułu rozwiązania umów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz o zapłatę należności z tytułu kosztów bilansowania w łącznej kwocie 27.895.009 złotych. Powód wskazuje w pozwie, że jego roszczenie może być większe z uwagi na fakt, że w kolejnych latach dochodzona przez niego kara umowna ulegnie zwiększeniu. Spółki w całości odrzucają powództwo. Ponadto Polenergia Obrót S.A. uważa za błędną wskazaną przez Eolos Polska Sp. z o.o. podstawę jej rzekomej solidarnej odpowiedzialności za zobowiązania Certyfikaty Sp. z o.o.

W sprawie z powództwa Eolos Polska Sp. z o.o. odbyły się przed Sądem Okręgowym w Warszawie dwie rozprawy w dniach 27 września i 13 grudnia 2019 r., na których zostali przesłuchani świadkowie. Ostatnia rozprawa odbyła się w dniu 24 marca 2021 r. – w formie przesłuchania stron on-line. Sąd postanowił o kontynuowaniu postępowania dowodowego. Termin zostanie wyznaczony z urzędu.

Ryzyko dotyczące działań kontrahenta

Polenergia Elektrownia Północ Sp. z o.o., w dniu 21 września 2020 r. Sąd Okręgowy w Gdańsku doręczył spółce zależnej Spółki - odpowiedź pozwanego na wniesione przez ww. spółkę w grudniu 2019 roku powództwo o zapłatę 500 tys. zł. z tytułu kary umownej. W listopadzie 2020 r. sprawa za zgodą obu stron została przekazana do postępowania mediacyjnego. W wyniku mediacji zawarto ugodę, na podstawie której Spółka zrzekła się roszczeń zawartych w pozwie a Strona Pozwana wycofała w innej sprawie skargę kasacyjną.

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. Przygotowana jest odpowiedź na pozew.

Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o., w dniu 4 stycznia 2021 r. Sąd Apelacyjny w Gdańsku doręczył spółce zależnej Spółki – skargę kasacyjną jednego z dostawców energii elektrycznej od wyroku Sądu Apelacyjnego w Gdańsku z dnia 7 listopada 2019 r. oddalającej apelację tego podmiotu wobec ww. spółki w sprawie o zwrot nadpłaty za dostarczoną energię i konieczność zapłaty przez dostawcę energii elektrycznej ww. spółce kwoty 548 tys. zł., z czego część niezaskarżona apelacją została już uiszczona.

Ryzyko wynikające ze stosowania rachunkowości zabezpieczeń do zabezpieczania przepływów środków pieniężnych

Na dzień 30 czerwca 2021 roku, Grupa rozpoznała w innych całkowitych dochodach stanowiących część kapitałów własnych 22 634 tys. zł (31 grudnia 2020: 12 609 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 2021 roku, Grupa posiadała następujące instrumenty zabezpieczające dla celów stosowania zasad rachunkowości zabezpieczeń.

Transakcje zabezpieczające ryzyko zmian stóp procentowych.

Data zapadalności instrumentu zabezpieczającego	Wartość zabezpieczenia w tys. PLN	Wysokość zabezpieczonej stopy procentowej	Instrument
2027.02	13 969,6	1,25%	IRS
2025.09	76 154,2	0,52%	IRS
2035.09	31 500,0	1,20%	IRS
2028.03	152 402,4	0,79%	IRS
2026.06	39 202,0	0,56%	IRS
2034.06	13 661,9	0,89%	IRS
2027.02	3 142,8	1,25%	IRS
2036.03	1 800,0	2,22%	IRS
2027.12	125 966,7	0,75%	IRS
2035.06	150 300,0	1,10%	IRS
Razem	608 099,6		

Transakcje zabezpieczające ryzyko zmian kursów walutowych.

Data zapadalności instrumentu zabezpieczającego	Wartość zabezpieczenia zakupu waluty w tys. EUR	Kurs zabezpieczenia	Instrument
2021.08	2 797,0	4,4916	Cash
2021.08	724,8	4,4368	Forward
2021.09	28 629,6	4,4401	Forward
2021.10	19 750,8	4,4436	Forward
2021.11	9 513,0	4,4464	Forward
2021.12	21 113,4	4,4998	Forward
2022.01	7 429,2	4,4532	Forward
2022.02	10 852,5	4,5426	Forward
2022.03	1 087,2	4,4600	Forward
2022.06	774,9	4,5734	Forward
2022.07	516,5	4,5752	Forward
Razem	103 188,9		

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

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

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

Informacje na temat akcjonariatu Emitenta zostały przedstawione w nocy 16 do Śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Polenergia S.A.

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

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

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

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

- 12. Informacje o zawarciu przez emitenta lub jednostkę od niego zależnej jednej lub wielu transakcji z podmiotami powiązanymi, jeżeli pojedynczo lub łącznie są one istotne i zostały zawarte na innych niż rynkowe warunkach, z wyjątkiem transakcji zawieranych przez emitenta będącego funduszem z podmiotem powiązaniem, wraz ze wskazaniem ich wartości, przy czym informacje dotyczące poszczególnych transakcji mogą być zgrupowane według rodzaju, z wyjątkiem przypadku, gdy informacje na temat poszczególnych transakcji są niezbędne dla zrozumienia ich wpływu na sytuację majątkową, finansową i wynik finansowy emitenta**

Informacje na temat transakcji z podmiotami powiązanymi 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 Prospekcie Emisyjnym, 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 jednego kwartału**

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

- sytuacja makroekonomiczna Polski,
- ostateczny kształt regulacji prawnych mających wpływ na działalność Emitenta,
- ceny energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów,
- poziom wietrzności w rejonie lokalizacji farm wiatrowych Puck, Łukaszów, Modlikowice, Rajgród, Gawłowice, Skurpie, Mycielin, Krzęcin i Szymankowo
- poziom nasłonecznienia w rejonie lokalizacji farm fotowoltaicznych Sulechów I,
- wahania cen uprawnień do emisji CO₂, gazu ziemnego i dostępności tych surowców,
- kondycja finansowa klientów Spółki,
- możliwość pozyskania finansowania na projekty,
- poziom kursu EUR i stopy procentowej WIBOR.