



Informacja do skróconego skonsolidowanego raportu Grupy Energa za III kwartał 2021 roku

Gdańsk, dnia 8 listopada 2021 roku

Spis treści

1. PODSUMOWANIE	3
2. PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE ENERGA	6
2.1. Charakterystyka działalności i struktura Grupy	6
2.2. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego i po dniu bilansowym	7
2.3. Nakłady inwestycyjne i realizacja kluczowych projektów	8
3. SYTUACJA FINANSOWO-MAJĄTKOWA	12
3.1. Zasady sporządzania kwartalnego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	12
3.2. Omówienie wielkości ekonomiczno-finansowych ujawnionych w półrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym	12
3.3. Charakterystyka struktury aktywów i pasywów skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej	18
3.4. Opis istotnych pozycji pozabilansowych	19
3.5. Prognozy wyników finansowych	19
3.6. Czynniki wpływu na wyniki Grupy Energa w perspektywie co najmniej jednego kwartału	20
4. DZIAŁALNOŚĆ SEGMENTÓW GRUPY ENERGA	22
4.1. Linia Biznesowa Dystrybucja	22
4.2. Linia Biznesowa Wytwarzanie	25
4.3. Linia Biznesowa Sprzedaż	29
5. OTOCZENIE REGULACYJNO-BIZNESOWE	33
5.1. Sytuacja makroekonomiczna	33
5.2. Rynek energii elektrycznej w Polsce	35
5.3. Otoczenie regulacyjne	39
6. AKCJE I AKCJONARIAT	43
6.1. Informacje o akcjach i akcjonariacie Spółki Energa	43
6.2. Notowania akcji Spółki i rekomendacje	43
6.3. Oceny ratingowe	44
6.4. Zestawienie stanu akcji w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących	44
7. POZOSTAŁE INFORMACJE O GRUPIE	46
7.1. Informacje o istotnych umowach	46
7.2. Zarządzanie ryzykiem	46
7.3. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	47
7.4. Zatrudnienie	54
7.5. Spory zbiorowe i zwolnienia grupowe	54
Spis tabel	57
Spis rysunków	57
Słownik skrótów i pojęć	58

1. PODSUMOWANIE

GRUPA ENERGA PO 9 MIESIĄCACH 2021 ROKU



Jedna z wiodących grup energetycznych oraz niezawodny dostawca energii i usług dla 1/4 kraju, z 37% udziałem produkcji z OZE w produkcji własnej.

Wyniki finansowe

Przychody	EBITDA	Marża EBITDA
9 986 mln zł	2 109 mln zł	21,1%

Odnawialne źródła energii

Moc zainstalowana	Produkcja OZE									
534 MWe	1 098 GWh	<table><tr><td>Wiatr</td><td>46%</td></tr><tr><td>EI. przepływowe</td><td>38%</td></tr><tr><td>Biomasa</td><td>15%</td></tr><tr><td>PV</td><td>1%</td></tr></table>	Wiatr	46%	EI. przepływowe	38%	Biomasa	15%	PV	1%
Wiatr	46%									
EI. przepływowe	38%									
Biomasa	15%									
PV	1%									

Dane operacyjne

Wolumen dostarczonej energii	Produkcja ee brutto	Sprzedaż detaliczna ee
17,2 TWh	3,0 TWh	13,7 TWh

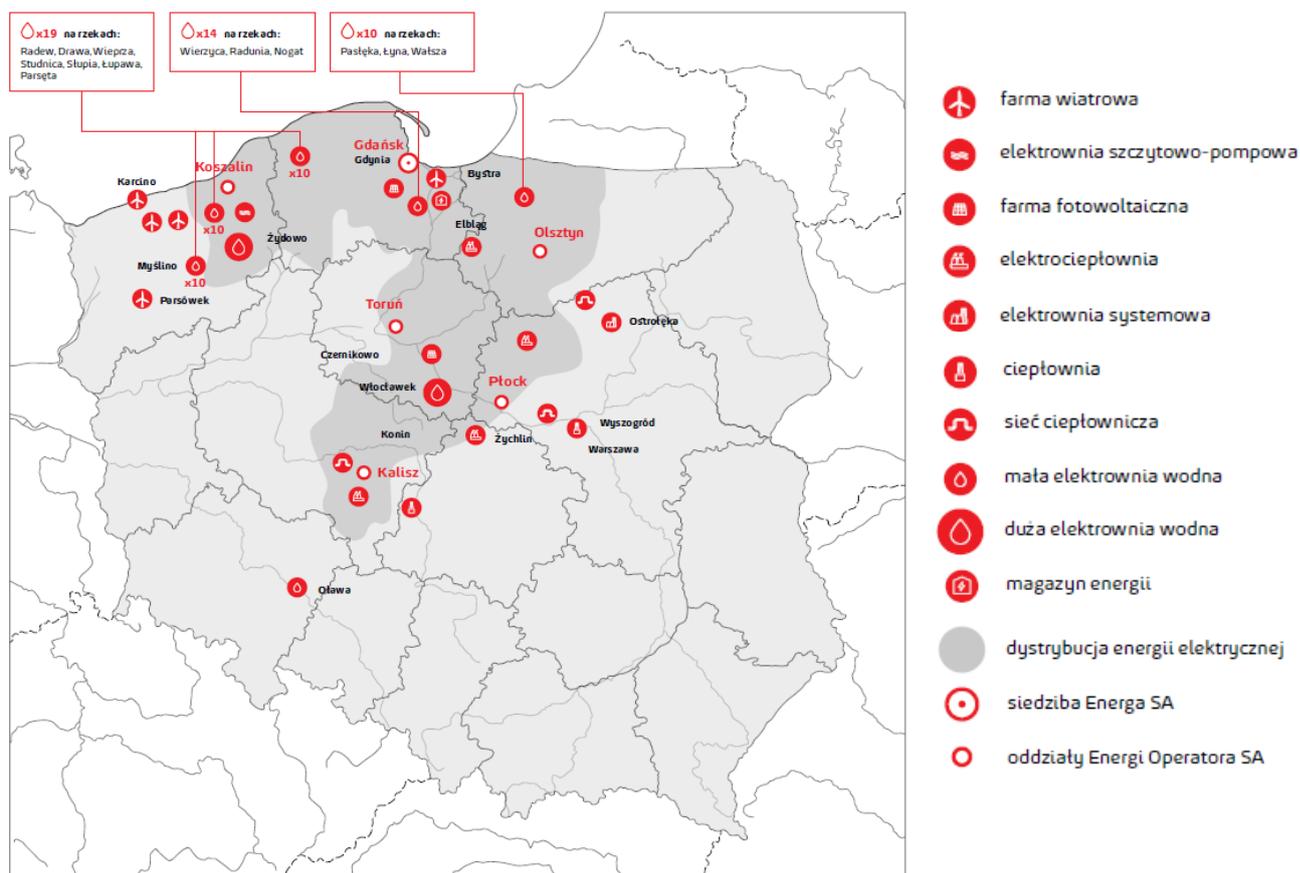
Niezbędnik inwestora*

Kapitalizacja	Cena akcji	Rating Fitch Energi	Rating Moody's
3,38 mld zł	8,16 zł	BBB-	Baa2

* Stan na 30 września 2021 roku

Kluczowe zasoby

Sieć dystrybucji	Moc zainstalowana	Liczba klientów	Liczba pracowników
192 tys. km 	1,38 GWe z czego 39% stanowią OZE 	Dystrybucja: 3,2 mln Sprzedaż 3,2 mln 	9,3 tys. 



Kluczowe Linie Biznesowe

Dystrybucja	Wytwarzanie	Sprzedaż
 Energa GRUPA ORLEN	 Energa GRUPA ORLEN	 Energa GRUPA ORLEN
EBITDA: 1 503 mln zł	EBITDA: 163 mln zł	EBITDA: 474 mln zł

Inwestycje

1 365 mln zł	Nowoprzyłączeni klienci	Modernizacja linii WN, ŚN i NN	Nowe źródła OZE
Z czego Dystrybucja: 1 022 mln zł	51 tys.	2 048 km	965 MW



Elektrownia Wodna Żelkovo

Podstawowe informacje o Grupie Energa

2. PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE ENERGIA

2.1. Charakterystyka działalności i struktura Grupy

Podstawowa działalność Grupy Kapitałowej Energa („Grupa”) obejmuje dystrybucję, wytwarzanie oraz sprzedaż energii elektrycznej i ciepłej. Na dzień 30 września 2021 roku w skład Grupy Energa, łącznie z podmiotem dominującym – Energa SA („Spółka”), wchodziło 26 spółek.

Działalność Grupy koncentruje się w następujących liniach biznesowych:

Linia Biznesowa Dystrybucja to podstawowa dla rentowności Grupy Linia Biznesowa zajmująca się dystrybucją energii elektrycznej, która jest w Polsce działalnością regulowaną, prowadzoną w oparciu o taryfy zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Funkcję podmiotu wiodącego Linii pełni spółka Energa Operator SA. Grupa Energa pozostaje naturalnym monopolistą na terenie północnej i środkowej Polski, gdzie znajdują się jej aktywa dystrybucyjne, za pomocą których dostarcza energię elektryczną do 3,2 mln klientów, z czego około 3,0 mln stanowią klienci z umowami kompleksowymi, a 177 tys. to klienci TPA (ang. Third Party Access). Na koniec III kw. 2021 roku łączna długość linii energetycznych eksploatowanych przez Grupę wynosiła 192 tys. km i obejmowała swoim zasięgiem obszar blisko 75 tys. km², co stanowiło około 24% powierzchni kraju.

Linia Biznesowa Wytwarzanie działa w oparciu o cztery Obszary Wytwarzania: Elektrownia w Ostrołęce, Woda, Wiatr i Pozostałe (w tym kogeneracja - CHP). Całkowita zainstalowana moc wytwórcza w elektrowniach Grupy wynosiła na koniec września 2021 roku około 1,38 GW. Podmiotem wiodącym tej Linii Biznesowej jest spółka Energa OZE SA.

Grupa Energa zawdzięcza wiodącą pozycję pod względem udziału energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych w energii wytworzonej ogółem głównie produkcji energii w hydroelektrowniach i elektrowniach wiatrowych. Zielona energia powstaje w 46-ciu elektrowniach wodnych, 6-ciu farmach wiatrowych, a także w instalacjach spalających biomasę (Energa Kogeneracja) oraz w 2-óch instalacjach fotowoltaicznych.

Linia Biznesowa Sprzedaż, której podmiotem wiodącym jest Energa Obrót SA, prowadzi sprzedaż energii elektrycznej, gazu i dodatkowych usług zarówno jako odrębnych produktów oraz w ramach pakietów do wszystkich segmentów klientów - od przemysłu poprzez duży, średni i mały biznes, a na gospodarstwach domowych kończąc. Na koniec III kw. 2021 roku Grupa Energa obsługiwała około 3,2 mln odbiorców, z czego przeszło 2,9 mln stanowili klienci taryfy G, a na pozostałą część składali się klienci grup taryfowych C, B i A, w porządku malejącym.

Zmiany w strukturze i organizacji Grupy

W III kw. 2021 roku nastąpiły zmiany w strukturze Grupy:

Sprzedaż spółki ENERGA OCHRONA sp. z o.o. spółce ORLEN Ochrona sp. z o.o.

W dniu 30 czerwca 2021 roku Energa SA podpisała z ORLEN Ochrona sp. z o.o. umowę sprzedaży 100% udziałów spółki ENERGA OCHRONA sp. z o.o. za kwotę 4,1 mln zł. Tytuł prawny do udziałów przeszedł na ORLEN Ochrona sp. z o.o. ze skutkiem na dzień 31 lipca br. Transakcja była realizowana w ramach Programu Integracji i Transformacji Biznesowej PKN ORLEN i Grupy Energa.

ElectroMobility Poland

W dniu 2 sierpnia 2021 roku Skarb Państwa podpisał z ElectroMobility Poland S.A. umowę inwestycyjną, która zakłada objęcie przez Skarb Państwa nowych akcji spółki o wartości 250 mln zł. Dotychczasowi akcjonariusze pozostaną w mniejszościowym akcjonariacie.

30 września 2021 r. Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy w Warszawie zarejestrował w Krajowym Rejestrze Sądowym podwyższenie kapitału zakładowego ElectroMobility Poland S.A. w drodze emisji nowych akcji objętych przez Skarb Państwa oraz zmiany w statucie tej spółki. Obecny kapitał zakładowy spółki wynosi 302.296.890 zł i został wpłacony w całości. Wobec powyższych zmian, Energa SA w ElectroMobility Poland S.A. posiada 2 500 akcji o łącznej nominalnej wartości 13 075 125 zł co daje 4,325% łącznej liczby głosów na walnym zgromadzeniu.

2.2. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego i po dniu bilansowym

Najważniejsze zdarzenia I półrocza 2021 roku zostały przedstawione w *Sprawozdaniu Zarządu Energi SA z działalności Grupy Kapitałowej Energa w I półroczu 2021 roku*. Istotne zdarzenia w III kw. 2021 roku oraz po dniu bilansowym zostały przedstawione poniżej.

Częściowe rozwiązanie rezerwy utworzonej na rozliczenie Projektu Węglowego w ramach Projektu Ostrołęka C

W ramach prac nad przygotowaniem skonsolidowanego i jednostkowego sprawozdania finansowego za I półrocze 2021 roku, w dniu 9 lipca 2021 roku zidentyfikowana została możliwość częściowego rozwiązania rezerwy do poziomu 107 mln zł utworzonej pierwotnie w kwocie 218 mln zł na finansowanie spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. dla celów rozliczenia Projektu Węglowego. O utworzeniu ww. rezerwy Spółka informowała w raporcie bieżącym nr 60/2020 z 23 lipca 2020 roku.

Częściowe rozwiązanie rezerwy nastąpiło w związku z planowanym rozliczeniem Projektu Węglowego na zasadach wskazanych w raportach bieżących nr 24/2021 i nr 25/2021 z 25 czerwca 2021 roku.

Wpływ powyższego zdarzenia na skonsolidowany wynik netto Grupy Energa oraz jednostkowy wynik netto Energa SA za I półrocze 2021 roku wyniósł ok. 111 mln zł. Było to zdarzenie o charakterze niegotówkowym, powiększającym wynik netto bez wpływu na wynik EBITDA.

Zmiany w Zarządzie Energa SA

W dniu 16 lipca 2021 roku Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę o odwołaniu z dniem 16 lipca 2021 roku ze składu Zarządu Spółki VI Kadencji Pana Jacka Golińskiego, pełniącego funkcję Prezesa Zarządu. Jednocześnie Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę o powierzeniu z dniem 16 lipca 2021 roku pełnienia obowiązków Prezesa Zarządu Spółki, Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych Pani Iwonie Waksmundzkiej-Olejniczak, do czasu powołania nowego Prezesa Zarządu.

W dniu 27 października 2021 roku Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę o powierzeniu Pani Iwonie Waksmundzkiej-Olejniczak z dniem 27 października 2021 roku funkcji Prezesa Zarządu Spółki VI Kadencji, w miejsce dotychczas sprawowanej funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Korporacyjnych.

W dniu 4 listopada 2021 roku Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę o powołaniu z dniem 15 listopada 2021 roku Pana Janusza Szurskiego w skład Zarządu Spółki VI kadencji, powierzając mu funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Korporacyjnych.

Zawarcie porozumienia dotyczącego współpracy w zakresie wydzielenia aktywów węglowych i ich integracji w ramach NABE

Dnia 23 lipca 2021 r. Spółka, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. („PGE”), ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. (łącznie „Spółki energetyczne”) oraz Skarb Państwa (łącznie zwane „Stronami”) zawarły porozumienie dotyczące współpracy w zakresie wydzielenia aktywów węglowych i ich integracji w ramach Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego („Porozumienie”).

W dokumencie „Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce. Wydzielenie aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa” („Transformacja”), opracowanym przez Ministerstwo Aktywów Państwowych, który następnie został poddany konsultacjom publicznym, przedstawiona została koncepcja wydzielenia z grup kapitałowych poszczególnych Spółek energetycznych aktywów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w konwencjonalnych jednostkach węglowych („Aktywa węglowe”). Założenia Transformacji przewidują m.in. integrację Aktywów węglowych w ramach jednego podmiotu, tj. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. - spółki zależnej PGE, która będzie docelowo działała pod firmą Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego („NABE”).

Mając powyższe na uwadze, Strony Porozumienia dostrzegają potrzebę koordynacji współpracy w procesie wydzielenia Aktywów węglowych i ich integracji w NABE. W ramach Porozumienia Strony deklarują wzajemną wymianę niezbędnych informacji, w tym dotyczących struktur organizacyjnych, realizowanych procesów i założeń dla kierunku Transformacji, których przekazanie nie narusza przepisów prawa. Porozumienie pozwoli na sprawną i efektywną realizację procesu mającego na celu utworzenie NABE.

Porozumienie z PKN ORLEN S.A. dotyczące finansowania elektrowni CCGT w Grudziądzu oraz aktualizacja Wieloletniego Planu Inwestycji Strategicznych Grupy Energa na lata 2021-2030

31 sierpnia 2021 roku Spółka zawarła z PKN ORLEN S.A. („PKN ORLEN”) porozumienie w sprawie finansowania budowy elektrowni gazowo-parowej w Grudziądzu („Projekt”). W przypadku podjęcia decyzji inwestycyjnej dotyczącej Projektu, PKN ORLEN zobowiązał się do pokrycia do 100% nakładów inwestycyjnych związanych z realizacją Projektu, ale nie więcej niż 1,8 mld zł, pod warunkiem zawarcia przez spółkę CCGT Grudziądz Sp. z o.o. (spółka celowa realizująca Projekt w 100% zależna od Energi SA) umowy mocowej. Pokrycie wskazanych nakładów inwestycyjnych nastąpi poprzez udzielenie środków pieniężnych Enerdze lub spółce CCGT Grudziądz Sp. z o.o. na kapitał własny lub obcy. Porozumienie określa również zasady nadzoru nad spółką CCGT Grudziądz Sp. z o.o. oraz kierowania Projektem.

Jednocześnie w dniu 31 sierpnia 2021 roku Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę o aktualizacji „Wieloletniego Planu Inwestycji Strategicznych Grupy Energa na lata 2021-2030” („WPIS”), o którym Spółka informowała w raporcie bieżącym nr 10/2021 z 27 kwietnia 2021 roku. Zgodnie aktualną wersją WPIS łączne nakłady na inwestycje podstawowe i dodatkowe Grupy Energa planowane na lata 2021-2030 wynoszą ok. 31,5 mld zł (w tym ok. 13,6 mld zł na Linie Biznesową Wytwarzanie), z czego ok. 15,2 mld zł w latach 2021-2025. Kwoty przeznaczone w latach 2021-2030 na Linie Biznesową Dystrybucja (ok. 16,9 mld zł) oraz Linie Biznesową Sprzedaż i pozostałe spółki (ok. 1,1 mld zł) nie uległy zmianie.

Potwierdzenie ratingu dla Energa SA przez agencję ratingową Moody's

W dniu 23 września 2021 roku agencja ratingowa Moody's wydała opinię kredytową, w której potwierdziła długoterminową ocenę ratingową w walucie krajowej dla Spółki na poziomie "Baa2" z perspektywą stabilną.

Agencja uzasadnia rating niskim ryzykiem biznesowym Linii Biznesowej Dystrybucja, która ma dominujący udział w EBITDA Grupy Energa i prowadzi działalność w ugruntowanym obszarze regulacyjnym, oraz prognozowanym, umiarkowanym poziomem dźwigni finansowej. Jednocześnie Moody's wskazuje, iż wpływ powyższych czynników na przyznany rating równoważy wyższy profil ryzyka biznesowego Linii Biznesowej Wytwarzanie i Linii Biznesowej Sprzedaż oraz plan inwestycyjny na lata 2021-2030, który, w ocenie Agencji, prawdopodobnie będzie w coraz wyższym stopniu obciążał obecny, silny profil finansowy Spółki. Ocena ratingu Spółki uwzględni również profil kredytowy jej akcjonariusza strategicznego, tj. PKN ORLEN. Rating został przyznany na zlecenie Spółki.

2.3. Nakłady inwestycyjne i realizacja kluczowych projektów

W ciągu pierwszych 9 miesięcy 2021 roku nakłady inwestycyjne w Grupie Energa wyniosły 1 365 mln zł i były o 175 mln zł, tj. 15% wyższe niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Inwestycje Linii Biznesowej Dystrybucja stanowiły 75% wszystkich nakładów poniesionych przez Grupę i wyniosły 1 022 mln zł.

Inwestycje w Linii Biznesowej Dystrybucja obejmowały rozbudowę sieci w celu przyłączenia nowych odbiorców i wytwórców, a także modernizacje, których zadaniem jest poprawa niezawodności dostaw energii elektrycznej. Poniesiono także nakłady na innowacyjne technologie i rozwiązania sieciowe, takie jak m.in. projekt przebudowy sieci do standardów Smart Grid.

W Linii Biznesowej Wytwarzanie nakłady na inwestycje wyniosły 120 mln zł, z czego istotny udział stanowiły zadania związane z rozwojem aktywów ciepłowniczych w Elblągu oraz nowymi mocami PV.

Natomiast w Linii Biznesowej Sprzedaż przeznaczono na inwestycje 35 mln zł, z czego najwięcej na prace związane z majątkiem oświetleniowym.

Stan realizacji programu inwestycyjnego za 9 miesięcy 2021 roku

Opis projektu	Nakłady inwestycyjne za 9 miesięcy 2021 roku (mln zł)
Linia Biznesowa Dystrybucja	1 022
Modernizacja sieci dystrybucyjnej w celu poprawy niezawodności dostaw	245
Rozbudowa sieci w związku z przyłączeniem nowych odbiorców	447

Rozbudowa sieci w związku z przepływami w sieci WN i przyłączeniem źródeł ee	101
Nakłady na inteligentne opomiarowanie i inne elementy wdrażania sieci inteligentnych	110
Pozostałe nakłady inwestycyjne, kolizje i korekty	119
Linia Biznesowa Wytwarzanie	120
Energa Kogeneracja Sp. z o.o. Kotły KRS3x38 MWt (Elbląg)	30
Energa Kogeneracja Sp. z o.o. Modernizacja bloku BB20 (Elbląg)	9
Energa OZE Sp. z o.o. Zakup PV Wielbark	18
ENERGA OZE S.A Budowa PV Gryf	13
Modernizacja Hydro (MEW i Włocławek)	5
Pozostałe inwestycje	45
Linia Biznesowa Sprzedaż	35
Nakłady inwestycyjne na majątek oświetleniowy	26
Pozostałe nakłady inwestycyjne	9
Pozostałe spółki, projekty i korekty	188
Razem	1 365

Program inwestycyjny w obszarze aktywów ciepłowniczych

Kluczowym celem programu inwestycyjnego jest dostosowanie jednostek kogeneracyjnych i ciepłych do zaostrzających się wymogów środowiskowych oraz zwiększenie efektywności funkcjonowania spółek z obszaru CHP poprzez generowanie akceptowalnej przez właściciela stopy zwrotu z prowadzonej działalności wyrażonej przez wynik EBITDA.

Maksymalizacja EBITDA zostanie osiągnięta poprzez realizację programu rozwoju ciepłownictwa dla EC Elbląg i EC Kalisz (a także w lokalizacji Ostrołęka w ramach odrębnej inicjatywy), w wyniku którego nastąpi zmiana paliwa z węgla kamiennego na gaz ziemny przy utrzymaniu co najmniej dotychczasowej pozycji na rynkach ciepła w Elblągu i Kaliszu.

Na przełomie 2020/2021 roku w Elblągu uruchomiono budowę kotłowni rezerwowo-szczytowej (kotły zostały dostarczone na teren elektrociepłowni, zamontowane w budynku kotłowni, wykonano przyłącze gazowe, trwa rozruch nowej kotłowni), zakontraktowano kotły mobilne dla zabezpieczenia dostaw ciepła na kolejny sezon grzewczy. W lokalizacji Kalisz zawarty został kontrakt na budowę kotłowni rezerwowo-szczytowej oraz stacji uzdatniania wody, wykonawca rozpoczyna prace. Prowadzone jest także postępowanie przetargowe na wybór wykonawcy układu kogeneracyjnego. Uruchomiono również zadanie związane z migracją dwóch kotłów wodnych, węglowych, pod regulację Dyrektywy MCP, celem zabezpieczenia nieprzerwanych dostaw ciepła w Kaliszu w sezonie grzewczym 2022/2023.

W trzecim kwartale 2021 r. realizowane były także inwestycje rozwojowe i modernizacyjne w obszarze sieci ciepłowniczych.

CCGT Grudziądz i CCGT Gdańsk - nowe bloki gazowo-parowe

Projekty dotyczą budowy nowych elektrowni gazowo-parowych. Nowoczesna infrastruktura energetyczna umożliwi rozwój niskoemisyjnej bazy wytwórczej oraz świadczenie usługi mocowej i sprzedaż energii elektrycznej. W przypadku CCGT Gdańsk, czyli jednostki planowanej do pracy w układzie kogeneracyjnym (CHP), dodatkowym źródłem przychodów będzie sprzedaż ciepła w postaci pary technologicznej na potrzeby rafinerii Grupy LOTOS S.A.

Status prac jest następujący:

CCGT Gdańsk - spółka posiada decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla bloku CCGT oraz dla linii 400 kV, która połączy elektrownię CCGT ze stacją systemową NN (najwyższych napięć) Gdańsk „Błonia” (wyprowadzenie mocy). Prowadzone są prace projektowe zmierzające do uzyskania decyzji o pozwoleniu na budowę dla przedmiotowej linii 400 kV. W dniu 30 października 2020 roku podpisano list intencyjny z PKN ORLEN i Grupą LOTOS S.A. Energa, PKN ORLEN oraz Grupa LOTOS S.A., zgodnie z treścią zawartego listu intencyjnego, kontynuują działania mające na celu wypracowanie możliwości wspólnej realizacji elektrowni gazowo-parowej w Gdańsku. Na obecnym etapie prace koncepcyjne osiągnęły etap

zaawansowanych uzgodnień. Termin ich zakończenia i podjęcie wiążących decyzji będzie się zawierał w okresie obowiązywania listu intencyjnego, który - jak to zostało zakomunikowane wcześniej – określony został do końca 2021 roku. Strony zawartego listu intencyjnego w dalszym ciągu podtrzymują założenie dotyczące harmonogramu projektu, zakładające zakończenie realizacji bloku CCGT w 2026 roku. Zgodnie z posiadanymi warunkami przyłączenia do sieci elektroenergetycznej moc bloku może być pochodną zastosowania turbiny gazowej klasy H, tj. ok. 456-600 MW.

CCGT Grudziądz - przeprowadzono prace projektowe oraz uzyskano kluczowe decyzje administracyjne dla osiągnięcia gotowości realizacyjnej projektu. W zakresie prac projektowych finalizowany jest obecnie ostatni kluczowy projekt budowlany obejmujący aktualizację dokumentacji linii wyprowadzenia mocy 400kV oraz przebudowy linii 110kV. Uzyskanie ostatecznej decyzji o pozwoleniu na budowę dla tych zakresów prac przewidywane jest na 1 kw. / 2 kw. 2022 roku. W harmonogramie realizacji projektu przyjęto założenie, że oddanie bloku CCGT do eksploatacji będzie miało miejsce w 2025 roku, a rozpoczęcie świadczenia usługi mocowej nastąpi od 1 stycznia 2026 roku. Zgodnie z posiadaną decyzją o środowiskowych uwarunkowaniach w lokalizacji Grudziądz można zrealizować elektrownię o sumarycznej mocy do 1200 MW, przy czym zakłada się tam realizację jednostki opartej na turbinie gazowej klasy F, co przełoży się na moc elektrowni na poziomie ok. 500 MW.

Smart Grid

Projekt Smart Grid, który ma na celu zapewnienie stabilności i elastyczności systemu dystrybucyjnego poprzez wdrożenie rozwiązań inteligentnej sieci energetycznej, jest współfinansowany z UE w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko.

W ramach projektu zostanie rozwinięty system sterowania ruchem sieci elektroenergetycznej SCADA o moduł lokalizacji awarii, co spowoduje skrócenie czasu trwania przerw w dostawie energii elektrycznej.

Elementem projektu jest także budowa magazynu energii, którego zadaniem będzie stabilizacja pracy systemu dystrybucyjnego w obszarze przyłączenia farmy fotowoltaicznej o mocy 4 MW w Czernikowie. Magazyn wykonany zostanie w technologii baterii litowo-jonowych i będzie dysponował mocą 1 MW oraz pojemnością 2 MWh.

Projekt budowy nowej elektrowni w Ostrołęce

W ciągu pierwszych 9 miesięcy 2021 roku projekt budowy elektrowni w Ostrołęce był w trakcie konwersji w związku ze zmianą źródła zasilania z węglowego na gazowe. 25 czerwca 2021 roku Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. zawarła z CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. umowę sprzedaży przedsiębiorstwa, obejmującą aktywa niezbędne do realizacji projektu gazowego. Tego samego dnia CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. podpisała Aneks Gazowy z Konsorcjum spółek z Grupy GE (GE Power Sp. z o.o. i General Electric Global Services GmbH) oraz Umowę Serwisową z General Electric Global Services GmbH. Przedmiotem aneksu gazowego jest budowa elektrowni gazowo-parowej (CCGT) o mocy 745 MWe netto za szacunkową kwotę ok. 2,5 mld zł, która zlokalizowana będzie w Ostrołęce na terenie pierwotnie wykorzystanym w projekcie budowy bloku węglowego. 21 września 2021 roku CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. przystąpiła do certyfikacji do aukcji głównej rynku mocy na okres dostaw od 2026 roku.

Projekt PV Gryf

Celem projektu jest budowa farmy fotowoltaicznej o mocy 19,83 MW. Zgodnie z ogłoszonymi w grudniu 2020 roku wynikami aukcji OZE spółka Energa OZE wygrała aukcję zwykłą dla instalacji. Dnia 30 grudnia 2020 roku spółka wydała NTP. Projekt jest w fazie realizacji. Przewidywany termin oddania do eksploatacji projektu to koniec 2021 roku. Farma powstaje w gminie Przykona, na terenach zrehabilitowanych po kopalni odkrywkowej węgla brunatnego Adamów.

Projekt PV Mitra

Celem projektu jest przygotowanie, budowa i oddanie do eksploatacji instalacji fotowoltaicznej składającej się z zespołu elektrowni fotowoltaicznych o łącznej mocy zainstalowanej ok. 100 MW, 50 stacji elektroenergetycznych 30/0,8kV, elektroenergetycznego przyłącza WN 110 kV wraz z traktem światłowodowym, stacji GPO 110/30 kV, linii kablowych SN 30 kV i telekomunikacyjnych, uziemienia oraz wewnętrznego układu drogowego wraz z pełną infrastrukturą towarzyszącą. Na obecnym etapie są prowadzone prace, których celem jest uzyskanie pozwolenia na budowę (w dwóch etapach po 50 MW) dla farmy fotowoltaicznej o mocy ok. 100 MW (moc sumaryczna), wraz z wyprowadzeniem mocy.



Farma fotowoltaiczna – Bystra gm. Gdańsk

Sytuacja finansowo-majątkowa

3. SYTUACJA FINANSOWO-MAJĄTKOWA

3.1. Zasady sporządzania kwartalnego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej Energa za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2021 roku zostało sporządzone:

- zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, które zostały zatwierdzone przez Unię Europejską,
- zgodnie z zasadą kosztu historycznego, z wyjątkiem instrumentów finansowych wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy oraz instrumentów pochodnych zabezpieczających,
- w milionach złotych („mln zł”),

przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez Grupę w dającej się przewidzieć przyszłości. Na dzień sporządzenia sprawozdania finansowego nie stwierdza się istnienia okoliczności wskazujących na zagrożenie kontynuowania działalności Grupy Energa.

Zasady (polityka) rachunkowości zastosowane do sporządzenia Skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego zostały przedstawione w nocie 7 Skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Energa za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2021 roku.

3.2. Omówienie wielkości ekonomiczno-finansowych ujawnionych w półrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym

Tabela 1: Skonsolidowane sprawozdanie z zysków lub strat (mln zł)

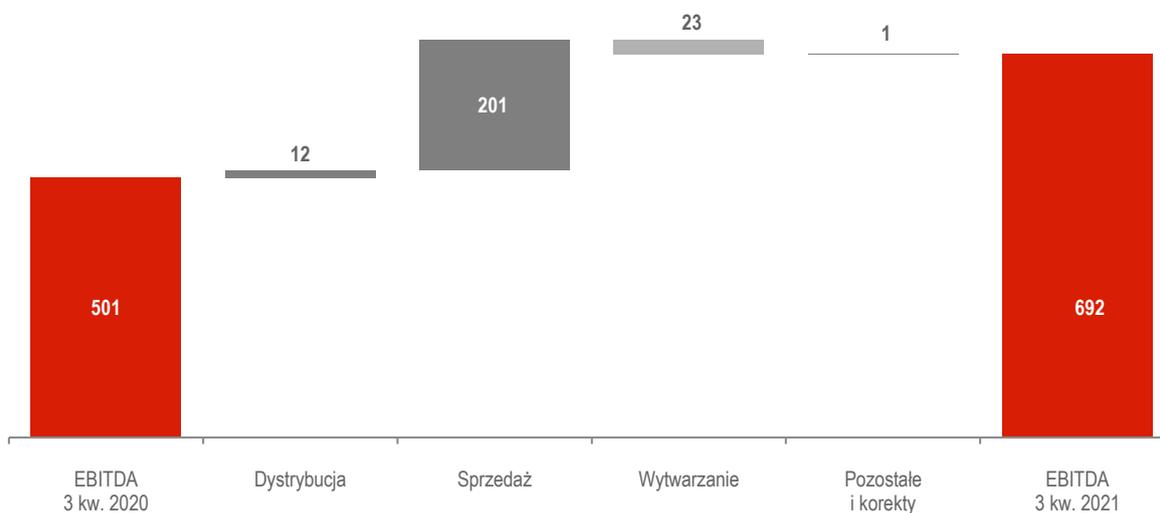
w mln zł	III kw. 2020*	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody ze sprzedaży	3 013	3 317	304	10%
Przychody z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny	-	-	-	-
Koszt własny sprzedaży	(2 493)	(2 565)	(72)	3%
Zysk brutto ze sprzedaży	520	752	232	45%
Pozostałe przychody operacyjne	66	42	(24)	-36%
Koszty sprzedaży	(223)	(215)	8	-4%
Koszty ogólnego zarządu	(88)	(91)	(3)	3%
Pozostałe koszty operacyjne	(39)	(58)	(19)	49%
Zysk z działalności operacyjnej	236	430	194	82%
Wynik na działalności finansowej	(105)	(60)	45	-43%
Udział w zysku/(stracie) jednostek wykazywanych metodą praw własności	2	8	6	> 100%
Zysk lub strata brutto	133	378	245	> 100%
Podatek dochodowy	(48)	(83)	(35)	73%
Zysk lub strata netto za okres	85	295	210	> 100%
EBITDA	501	692	191	38%

* dane przekształcone

w mln zł	9M 2020*	9M 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody ze sprzedaży	9 105	9 986	881	10%
Przychody z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny	3	-	(3)	-100%
Koszt własny sprzedaży	(7 538)	(7 745)	(207)	3%
Zysk brutto ze sprzedaży	1 570	2 241	671	43%
Pozostałe przychody operacyjne	284	145	(139)	-49%
Koszty sprzedaży	(681)	(670)	11	-2%
Koszty ogólnego zarządu	(277)	(241)	36	-13%
Pozostałe koszty operacyjne	(597)	(238)	359	-60%
Zysk z działalności operacyjnej	299	1 237	938	> 100%
Wynik na działalności finansowej	(563)	(116)	447	-79%
Udział w zysku/(stracie) jednostek wykazywanych metodą praw własności	(269)	121	390	< -100%
Zysk lub strata brutto	(533)	1 242	1 775	< -100%
Podatek dochodowy	(149)	(279)	(130)	87%
Zysk lub strata netto za okres	(682)	963	1 645	< -100%
EBITDA	1 556	2 109	553	36%

* dane przekształcone

Rysunek 1: EBITDA bridge w podziale na linie biznesowe (mln zł)



EBITDA Grupy w III kwartale 2021 roku wyniosła 692 mln zł i była wyższa o 191 mln zł, tj. 38% w porównaniu do analogicznego okresu 2020 roku. Najwyższy wzrost odnotowała Linia Biznesowa Sprzedaż. Przyczyną tego wzrostu była wyższa marża na sprzedaży energii elektrycznej. Jest to w głównej mierze efekt ogólnej poprawy marżowości sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w porównaniu do ubiegłego roku. Na tę poprawę marżowości wpływ miało m.in. zanotowanie korzystnego wyniku finansowego na wyprzedaży nadwyżek energii w sierpniu i wrześniu br. (wysoka produkcja energii z OZE na rynku lokalnym) po wysokich cenach rynkowych. Ponadto, występuje także efekt niskiej bazy. W 2020 roku obowiązywała niekorzystna taryfa Prezesa URE dla gospodarstw domowych rozliczanych na jej podstawie, a także wyniki 2020 roku były obniżone na skutek pandemii – zanotowano wówczas nieplanowaną stratę na wyprzedaży nadwyżek energii wynikającą ze

zmniejszenia zapotrzebowania klientów na energię elektryczną. W Linii Biznesowej Dystrybucja wzrost EBITDA wynikał przede wszystkim z wyższej marży na dystrybucji (ze stratami sieciowymi), co było konsekwencją wzrostu wolumenu dystrybucji, wyższych przychodów z przyłączy przy niekorzystnym saldzie pozostałej działalności operacyjnej w związku ze stratami losowymi związanymi z lipcową nawałnicą. Z kolei spadek EBITDA r/r w Linii Biznesowej Wytwarzanie wynikał przede wszystkim z wyższego kosztu zakupu uprawnień do emisji, który nie został pokryty wyższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej, pozytywnym wpływem nieodpłatnie otrzymanych świadectw pochodzenia oraz wyższymi przychodami z usług systemowych świadczonych dla Operatora Sieci Przesyłowej.

Największy udział w EBITDA Grupy w III kwartale 2021 roku miała Linia Biznesowa Dystrybucja (61%). Udział Linii Biznesowej Sprzedaż oraz Linii Biznesowej Wytwarzanie wyniósł odpowiednio 38% i 2%. Zysk z działalności operacyjnej („EBIT”) w III kwartale 2021 roku wyniósł 430 mln zł i był wyższy o 194 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu 2020 roku. Największy wpływ na wzrost wyniku EBIT r/r miały czynniki operacyjne opisane powyżej wpływające na EBITDA.

W III kwartale 2021 roku przychody Grupy ze sprzedaży wyniosły 3 317 mln zł i były wyższe od przychodów osiągniętych w III kwartale 2020 roku o 10%, tj. o 304 mln zł. Za wzrost przychodów odpowiada w głównej mierze Linia Biznesowa Wytwarzanie, co jest efektem wyższych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w związku z wyższą produkcją energii przez elektrownię w Ostrołęce oraz źródła wodne i wiatrowe, jak również wyższych poziomów cen sprzedaży energii elektrycznej. Wyższe były także przychody z usług systemowych, co było efektem wdrożenia z początkiem 2021 roku mechanizmu rozliczeniowego w postaci Rynku Mocy, z którego korzystają źródła Grupy. Ponadto istotny wzrost przychodów zanotowała Linia Biznesowa Sprzedaż, co było efektem wzrostu cen sprzedaży energii na rynku hurtowym (skutek wzrostu cen energii na rynku).

Przychody Grupy Energa z Rynku Mocy w III kwartale 2021 roku wyniosły 58 mln zł (177 mln zł w okresie 9 miesięcy 2021 roku).

W ciągu 9 miesięcy 2021 roku Grupa wypracowała EBITDA w wysokości 2 109 mln zł, tj. o 553 mln zł (36%) więcej niż w analogicznym okresie 2020 roku. Wszystkie główne Linie Biznesowe Grupy wypracowały wyższy wynik EBITDA w ujęciu narastającym r/r. Największy wzrost zanotowała Linia Biznesowa Sprzedaż (EBITDA wyższa o 360 mln zł), co przede wszystkim wynika z wyższej marży na sprzedaży energii elektrycznej. Wyższy poziom EBITDA Linii Biznesowej Dystrybucja za 9 miesięcy 2021 roku (o 151 mln zł r/r) był w głównej mierze spowodowany wyższą marżą na dystrybucji (ze stratami sieciowymi) i przychodami z przyłączy oraz niższymi kosztami operacyjnymi tej Linii. Na niekorzyść zadziałało z kolei niższe saldo na pozostałej działalności operacyjnej (efekt korzystnej bazy – saldo poprzedniego roku poprawiało istotne zdarzenie jednorazowe). Wyższa była także EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie (o 28 mln zł), co w głównej mierze było spowodowane wyższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej oraz wyższym przychodem z usług systemowych (pozytywny wpływ tych czynników został częściowo obniżony wyższym kosztem zużycia kluczowych paliw do produkcji oraz wyższym kosztem zakupu uprawnień do emisji).

Poniżej zaprezentowano wpływ znaczących zdarzeń o nietypowym charakterze wpływających na wynik EBITDA (kryterium istotności przyjęto na poziomie 25 mln zł).

Tabela 2: Poziom EBITDA skorygowany o wpływ istotnych zdarzeń jednorazowych* (mln zł)

EBITDA (mln PLN)	
III kw. 2021	
EBITDA	692
Skorygowana EBITDA	690
III kw. 2020	
EBITDA	501
Skorygowana EBITDA	516
<i>w tym:</i>	
<i>Rezerwa na umowy rodzące obciążenia</i>	<i>(28)</i>
<i>Ubytek przychodów wynikający z Taryfy G</i>	<i>44</i>

EBITDA (mln PLN)	
9 m-cy 2021	
EBITDA	2 109
Skorygowana EBITDA	2 064
<i>w tym:</i>	
<i>Rezerwy aktuarialne</i>	<i>(40)</i>
9 m-cy 2020	
EBITDA	1 556
Skorygowana EBITDA	1 632
<i>w tym:</i>	
<i>Rezerwa na umowy rodzące obciążenia</i>	<i>(95)</i>
<i>Ubytek przychodów wynikający z Taryfy G</i>	<i>140</i>
<i>Szacunkowy wpływ COVID-19</i>	<i>100</i>
<i>Zmiana ujęcia infrastruktury otrzymanej nieodpłatnie (uspójnienie polityki rachunkowości z Grupą PKN Orlen)</i>	<i>(87)</i>

* W tabeli przedstawiono zdarzenia jednorazowe określone na podstawie kryterium istotności, za które przyjęto 25 mln zł.

Tabela 3: Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł)

	Stan na dzień 31 grudnia 2020*	Stan na dzień 30 września 2021	Zmiana	Zmiana (%)
AKTYWA				
Aktywa trwałe				
Rzeczowe aktywa trwałe	14 565	14 906	341	2%
Aktywa niematerialne	926	1 157	231	25%
Aktywa z tytułu prawa do użytkowania	907	1 021	114	13%
Wartość firmy	11	11	-	-
Inwestycje w jednostki stowarzyszone i we wspólne przedsięwzięcia wyceniane metodą praw własności	105	123	18	17%
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	207	265	58	28%
Pozostałe długoterminowe aktywa finansowe	77	172	95	> 100%
Pozostałe aktywa długoterminowe	141	226	85	60%
	16 939	17 881	942	6%
Aktywa obrotowe				
Zapasy	140	103	(37)	-26%
Należności z tytułu podatku dochodowego	30	7	(23)	-77%
Należności z tytułu dostaw i usług	1 941	1 820	(121)	-6%
Pozostałe krótkoterminowe aktywa finansowe	60	35	(25)	-42%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	221	331	110	50%
Pozostałe aktywa krótkoterminowe	337	217	(120)	-36%
	2 729	2 513	(216)	-8%

Aktywa zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży	-	98	98	-
SUMA AKTYWÓW	19 668	20 492	824	4%
PASYWA				
Kapitał własny				
Kapitał podstawowy	4 522	4 522	-	-
Różnice kursowe z przeliczenia jednostki zagranicznej	5	6	1	20%
Kapitał rezerwowý	1 018	821	(197)	-19%
Kapitał zapasowy	1 661	1 661	-	-
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających	(96)	(34)	62	65%
Zyski zatrzymane	1 669	2 810	1 141	68%
Kapitał własny przypadający właścicielom jednostki dominującej	8 779	9 786	1 007	11%
Udziały niekontrolujące	(36)	(49)	(13)	-36%
	8 743	9 737	994	11%
Zobowiązania długoterminowe				
Kredyty i pożyczki	1 690	1 406	(284)	-17%
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	2 520	2 511	(9)	-0%
Rezerwy długoterminowe	923	907	(16)	-2%
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	777	819	42	5%
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje długoterminowe	214	284	70	33%
Zobowiązania z tytułu leasingu	704	797	93	13%
Pozostałe zobowiązania finansowe długoterminowe	22	17	(5)	-23%
Zobowiązania z tytułu umów	11	10	(1)	-9%
	6 861	6 751	(110)	-2%
Zobowiązania krótkoterminowe				
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	792	786	(6)	-1%
Zobowiązania z tytułu umów	131	227	96	73%
Bieżąca część kredytów i pożyczek	1 742	1 198	(544)	-31%
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	41	24	(17)	-41%
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	-	41	41	-
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje	187	154	(33)	-18%
Rezerwy krótkoterminowe	763	1 170	407	53%
Pozostałe zobowiązania finansowe	249	212	(37)	-15%
Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	159	159	-	-
	4 064	3 971	(93)	-2%
Zobowiązanie bezpośrednio związane z aktywami zaklasyfikowanymi jako przeznaczone do sprzedaży	-	33	33	-
Zobowiązania razem	10 925	10 755	(170)	-2%
SUMA PASYWÓW	19 668	20 492	824	4%

* dane przekształcone

Na dzień 30 września 2021 roku suma bilansowa Grupy Energa wyniosła 20 492 mln zł i była wyższa o 824 mln zł w stosunku do stanu na koniec 2020 roku.

W ramach aktywów najistotniejsza zmiana dotyczyła aktywów trwałych, w szczególności pozycji Rzeczowe aktywa trwałe. Wzrost dotyczył głównie nakładów pomniejszonych o amortyzację w Linii Biznesowej Dystrybucja (nakłady na rozbudowę i modernizację sieci) oraz w działalności pozostałej (transakcja zbycia aktywów związanych z procesem budowy elektrowni gazowej zawartej pomiędzy Elektrownią Ostrołęka Sp. z o.o. a CCGT Ostrołęka Sp. z o.o.). W ramach Aktywów niematerialnych największa zmiana dotyczyła wartości świadectw pochodzenia energii.

Przyczyny zmiany stanu środków pieniężnych zostały opisane w dalszej części dotyczącej przepływów pieniężnych.

Kapitał własny Grupy Energa na dzień 30 września 2021 roku wyniósł 9 737 mln zł i finansował Grupę w 48%.

W stosunku do końca 2020 roku zmianie uległa struktura pozyskanego finansowania. W pierwszym półroczu 2021 roku uruchomione zostało finansowanie z PKN ORLEN, zmniejszeniu uległo natomiast zadłużenie z tytułu kredytu konsorcjalnego oraz kredytu z Banku Gospodarstwa Krajowego. Dodatkowo w ramach zobowiązań krótkoterminowych istotna zmiana dotyczyła pozycji Rezerwy krótkoterminowe. Na wzrost wartości tej pozycji wpłynęły w szczególności wzrost rezerwy na zobowiązania z tytułu emisji gazów oraz obowiązek dotyczący praw majątkowych. Wzrost ww. pozycji został częściowo skompensowany rozwiązaniem rezerwy z tytułu rozliczenia projektu węglowego w Ostrołęce.

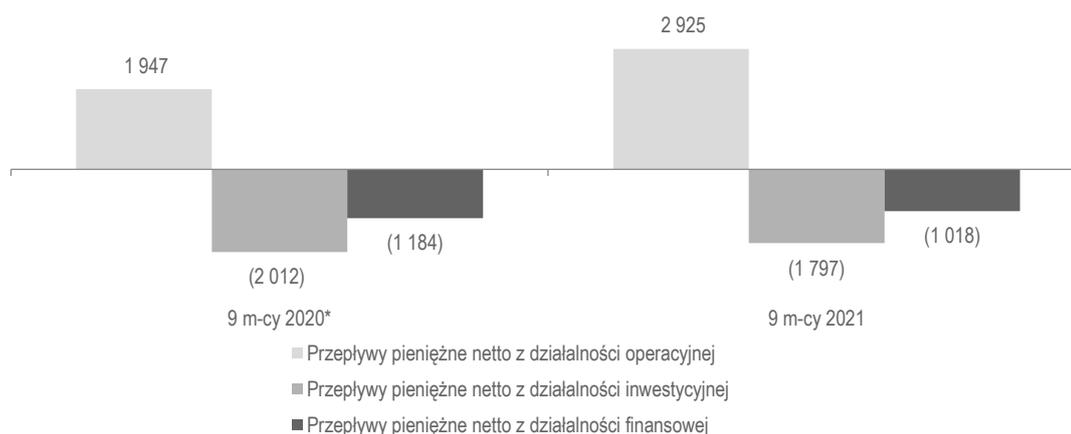
Na dzień 30 września 2021 roku w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej wyodrębnione zostały pozycje: Aktywa zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży oraz Zobowiązanie bezpośrednio związane z aktywami zaklasyfikowanymi jako przeznaczone do sprzedaży co związane jest z podjętymi przez Grupę działaniami zmierzającymi do sprzedaży udziałów w jednostkach zależnych Energa Centrum Usług Wspólnych Sp. z o.o. oraz Energa Invest Sp. z o.o.

Tabela 4: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

w mln zł	9 m-cy 2020*	9 m-cy 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przeplwy pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 947	2 925	978	50%
Przeplwy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(2 012)	(1 797)	215	11%
Przeplwy pieniężne netto z działalności finansowej	(1 184)	(1 018)	166	14%
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	(1 249)	110	1 359	> 100%

* dane przekształcone

Rysunek 2: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)



Łączne przepływy netto środków pieniężnych z działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej Grupy w III kwartale 2021 roku były dodatnie i wyniosły 110 mln zł, wobec ujemnych przepływów w kwocie (1 249) mln zł w analogicznym okresie 2020 roku.

Wartość przepływów z działalności operacyjnej wyniosła 2 925 mln zł wobec 1 947 mln zł w III kwartale 2020 roku. Wzrost przepływów z działalności operacyjnej wynikał głównie z wypracowanego zysku brutto w kwocie 1 242 mln zł zysku wobec (533) mln straty w III kwartale 2020 roku przy jednoczesnym spadku stanu należności handlowych, spadku zapasów oraz

wzroście stanu zobowiązań z tytułu otrzymanych zaliczek. Pozycje te przewyższyły pozostałe ujemne przepływy, z których najistotniejsza dotyczyła zapłaty podatku dochodowego (237) mln zł wobec (82) mln zł zapłaconych w III kwartale 2020 roku.

Przepływy netto z działalności inwestycyjnej w III kwartale 2021 roku wyniosły (1 797) mln zł i były niższe o 215 mln zł w porównaniu do wydatków w III kwartale roku ubiegłego, co wynikało przede wszystkim z udzielenia w 2020 roku pożyczki spółce Elektrownia Ostrołęka SA w wysokości (180) mln zł. Wydatki na zakup rzeczowych aktywów trwałych ukształtowały się w obu okresach na porównywalnym poziomie i wyniosły (1 847) mln w III kwartale 2021 wobec (1 848) mln zł w analogicznym okresie 2020 roku.

Przepływy pieniężne z działalności finansowej wyniosły (1 018) mln zł i wynikały głównie z harmonogramu spłat obecnych instrumentów dłużnych w kwocie (2 271) mln zł wobec wpływów wynikających z zaciągnięcia nowych zobowiązań finansowych w kwocie 1 434 mln zł, spłaty zadłużenia leasingowego (65) mln zł, bieżących płatności odsetkowych (170) mln zł oraz wydatków z tytułu prowizji w wysokości (9) mln zł. W analogicznym okresie ubiegłego roku również wystąpiły ujemne przepływy pieniężne z działalności finansowej w kwocie (1 184) mln zł, które wynikały głównie z wyższego salda wykupu dłużnych papierów wartościowych jak również spłaty zadłużenia kredytowego oraz leasingowego wraz z odsetkami (5 275) mln zł wobec pozyskania zewnętrznego kredytowania w kwocie 4 048 mln zł. Spłaty zaciągniętego zadłużenia w rozpatrywanych okresach zostały zrealizowane zgodnie z obowiązującymi harmonogramami.

3.3. Charakterystyka struktury aktywów i pasywów skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej

Rysunek 3: Struktura aktywów i pasywów

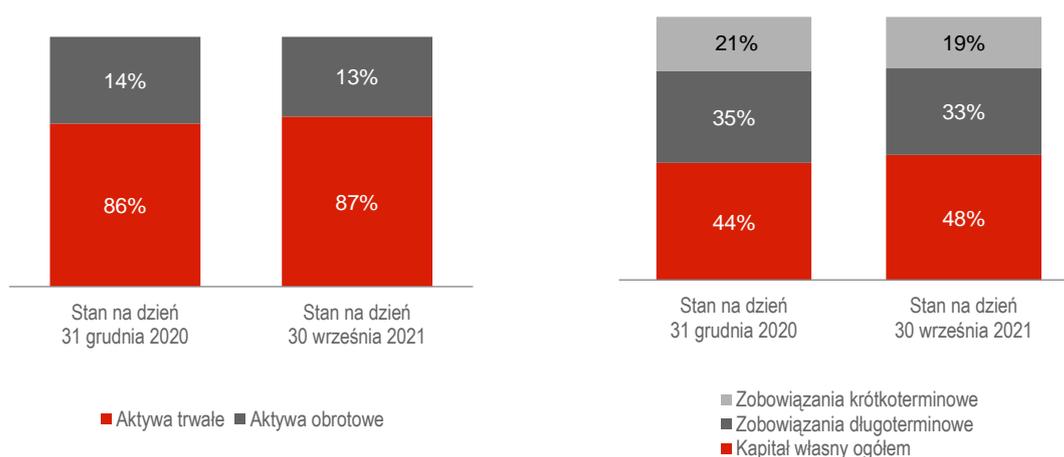


Tabela 5: Wskaźniki finansowe Grupy Energa

Wskaźnik	Definicja	9M 2020	9M 2021
Rentowność			
marża EBITDA	wynik na działalności operacyjnej + amortyzacja + odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych / przychody ze sprzedaży (z uwzględnieniem przychodów z Funduszu Wypląt Różnicy Ceny)	17,1%	21,1%
rentowność kapitałów własnych (ROE)	zysk netto za okres*/ kapitał własny na koniec okresu	-24,0%	12,3%
rentowność sprzedaży (ROS)	zysk netto za okres / przychody ze sprzedaży (z uwzględnieniem przychodów z Funduszu Wypląt Różnicy Ceny)	-7,5%	9,6%
rentowność majątku (ROA)	zysk netto za okres*/ aktywa ogółem na koniec okresu	-10,4%	5,9%

* zysk netto za ostatnie 12 miesięcy

Wskaźnik	Definicja	Stan na dzień 31 grudnia 2020	Stan na dzień 30 września 2021
Płynność			
wskaźnik płynności bieżącej	aktywa obrotowe/zobowiązania krótkoterminowe	0,7	0,6
Zadłużenie			
zobowiązania finansowe (mln zł)	suma zobowiązań z tytułu kredytów i pożyczek, dłużnych papierów wartościowych oraz leasingu, zarówno długo- i krótkoterminowych	6 736	5 972
zobowiązania finansowe netto (mln zł)	zobowiązania finansowe - środki pieniężne i ich ekwiwalenty	6 515	5 641
wskaźnik długu netto**/EBITDA*	zobowiązania finansowe netto/EBITDA	2,3	1,5

* EBITDA za ostatnie 12 miesięcy

** wartość zobowiązań finansowych netto uwzględniona w kalkulacji wskaźnika dług netto / EBITDA kluczowe elementy zdefiniowane w umowach o finansowanie

Zarówno przychody ze sprzedaży jak i EBITDA odnotowały wzrost w ciągu 9 miesięcy 2021 roku w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego (czynniki wpływające na te zmiany zostały opisane w części dotyczącej omówienia wielkości finansowych). W związku z wyższą dynamiką wzrostu EBITDA niż przychodów, wskaźnik marża EBITDA uległ poprawie. Czynniki operacyjne wpływające na poprawę EBITDA, pozytywny udział w zysku/stracie jednostek wykazywanych metodą praw własności oraz wyższe saldo działalności finansowej wpłynęły także na poprawę wyniku netto r/r, a co za tym idzie poprawę wskaźników rentowności.

Wskaźnik bieżącej płynności zmniejszył się w stosunku do stanu z końca 2020 roku i wyniósł 0,6 na koniec września 2021 roku, co było efektem spadku aktywów obrotowych, przy mniejszym spadku zobowiązań krótkoterminowych.

Na spadek wskaźnika dług netto/EBITDA wpłynął niższy poziom zobowiązań finansowych oraz wyższy poziom środków pieniężnych i ich ekwiwalentów na dzień 30 września 2021 roku w stosunku do 31 grudnia 2020 roku, a także wyższa EBITDA uroczniona na koniec września 2021 roku w stosunku do EBITDA za 2020 rok.

3.4. Opis istotnych pozycji pozabilansowych

Informacje w tym zakresie znajdują się w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym – nota 21: *Aktywa i zobowiązania warunkowe*.

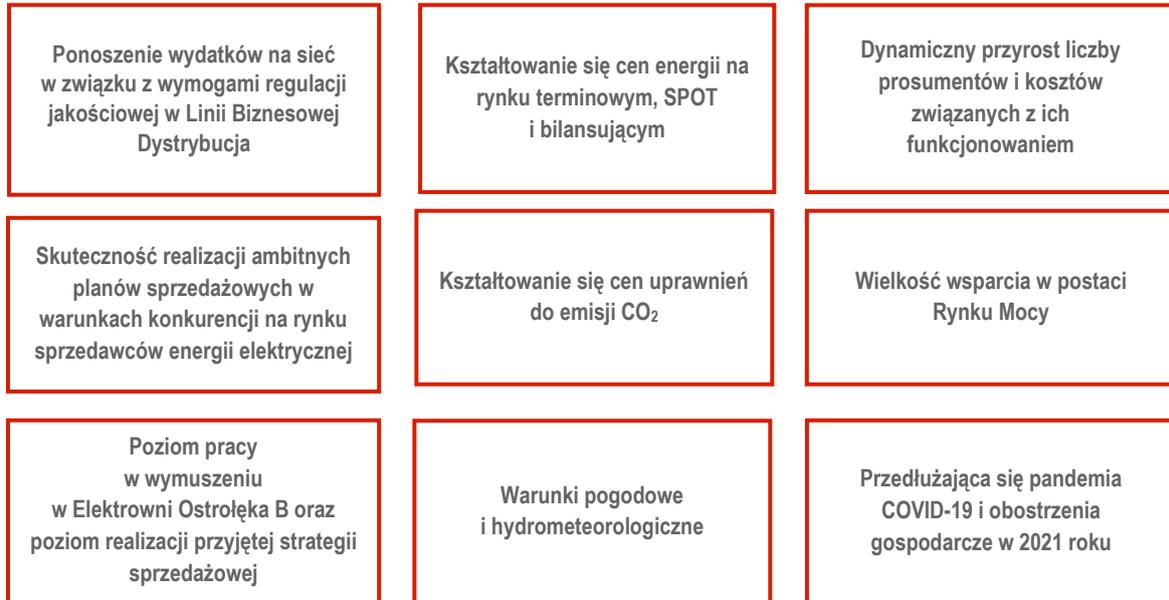
3.5. Prognozy wyników finansowych

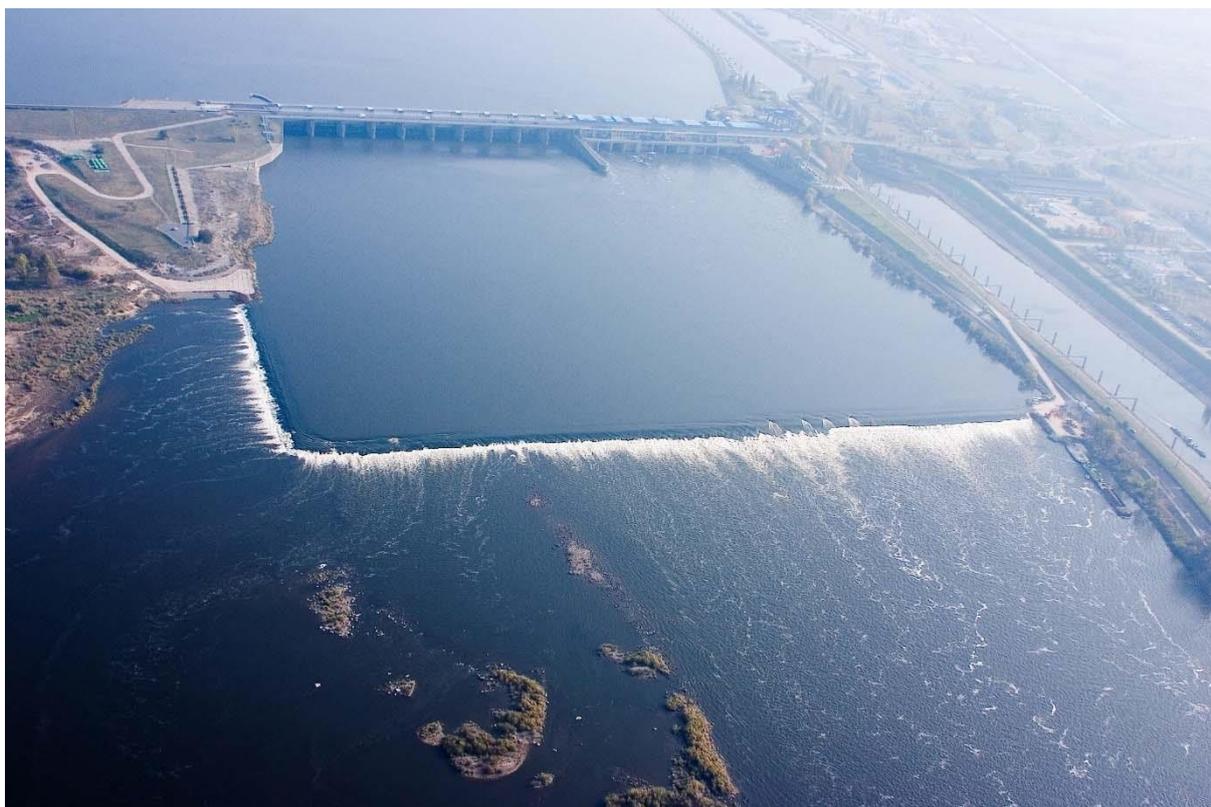
Zarząd Spółki nie publikował prognoz dla jednostkowych i skonsolidowanych wyników finansowych za rok obrotowy 2021.

3.6. Czynniki wpływu na wyniki Grupy Energa w perspektywie co najmniej jednego kwartału

Zdaniem Zarządu Spółki, następujące czynniki będą oddziaływać na wyniki i na działalność Spółki oraz Grupy Energa w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału.

Rysunek 4: Czynniki wpływu na wyniki Grupy Energa w perspektywie kolejnego kwartału





Elektrownia wodna we Włocławku

Działalność Segmentów Grupy Energa

4. DZIAŁALNOŚĆ SEGMENTÓW GRUPY ENERGA

Wyniki finansowe Grupy Energa w podziale na Linie Biznesowe przedstawiały się następująco:

Tabela 6: Wyniki EBITDA Grupy Energa w podziale na Linie Biznesowe (mln zł)

EBITDA w mln zł	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
DYSTRYBUCJA	412	424	12	3%
WYTWARZANIE	37	14	(23)	-62%
SPRZEDAŻ	62	263	201	> 100%
POZOSTAŁE oraz wyłączenia i korekty konsolidacyjne	(10)	(9)	1	10%
EBITDA Razem	501	692	191	38%

EBITDA w mln zł	9M 2020	9M 2021	Zmiana	Zmiana (%)
DYSTRYBUCJA	1 352	1 503	151	11%
WYTWARZANIE	135	163	28	21%
SPRZEDAŻ	114	474	360	> 100%
POZOSTAŁE oraz wyłączenia i korekty konsolidacyjne	(45)	(31)	14	31%
EBITDA Razem	1 556	2 109	553	36%

4.1. Linia Biznesowa Dystrybucja

4.1.1. Działalność biznesowa i operacyjna

Tabela 7: Dystrybucja energii elektrycznej według grup taryfowych (GWh)

Dystrybucja energii elektrycznej wg grup taryfowych (sprzedaż zafakturowana) w GWh	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)	9M 2020	9M 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Grupa taryfowa A (WN)	846	892	46	5%	2 362	2 629	267	11%
Grupa taryfowa B (SN)	2 217	2 306	89	4%	6 309	6 766	458	7%
Grupa taryfowa C (nN)	976	1 042	67	7%	3 035	3 169	134	4%
Grupa taryfowa G (nN)	1 404	1 386	(18)	-1%	4 404	4 630	226	5%
Dystrybucja energii razem	5 443	5 627	184	3%	16 110	17 194	1 084	7%

W ciągu 9 miesięcy 2021 roku wolumen dostarczonej energii elektrycznej wyniósł 17 194 GWh i był wyższy o 7% niż w analogicznym okresie roku ubiegłego. Podobna tendencja wystąpiła w III kwartale 2021 roku, w którym wolumen dystrybucji energii elektrycznej wyniósł 5 627 GWh i był wyższy o 3% r/r. Wzrosty wolumenu zanotowano we wszystkich grupach taryfowych (jedynie grupa G zanotowała spadek w III kwartale r/r) i był to przede wszystkim efekt lockdownu w analogicznym okresie 2020 roku związanego z pandemią COVID-19 (nastąpił wtedy spadek r/r wolumenu w grupach A, B i C oraz jednoczesny wzrost wolumenu na taryfie G z uwagi na zwiększone zużycie energii w gospodarstwach domowych wynikające z pracy i nauki zdalnej).

Tabela 8: Wielkość wskaźników SAIDI i SAIFI

	SAIDI			SAIFI		
	Nieplanowane z katastrofalnymi	Planowane	Razem	Nieplanowane z katastrofalnymi	Planowane	Razem
	Liczba minut na odbiorcę we wskazanym okresie			Zakłócenia na odbiorcę we wskazanym okresie		
III kw. 2020	23,6	6,0	29,7	0,5	0,0	0,5
III kw. 2021	103,8	5,7	109,5	0,8	0,0	0,9
Zmiana	80,1	(0,4)	79,8	0,4	(0,0)	0,4
Zmiana (%)	> 100%	-6%	> 100%	82%	-0%	76%
9M 2020	74,1	15,0	89,1	1,3	0,1	1,4
9M 2021	139,8	16,4	156,2	1,6	0,1	1,7
Zmiana 2021/2020	65,7	1,5	67,2	0,3	0,0	0,3
Zmiana 2021/2020 (%)	89%	10%	75%	22%	17%	21%

Spółka Energa Operator osiągnęła za 9 miesięcy 2021 roku wskaźniki SAIDI i SAIFI na poziomie odpowiednio 156,2 min./odb. i 1,7 przerwy/odb., tj. wyższym niż w analogicznym okresie roku ubiegłego. Był to efekt dużej nawałnicy i związanej z nią awarii masowej w lipcu br. a także wicher we wrześniu br.

4.1.2. Wyniki finansowe

Rysunek 5: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja Grupy Energa (mln zł)

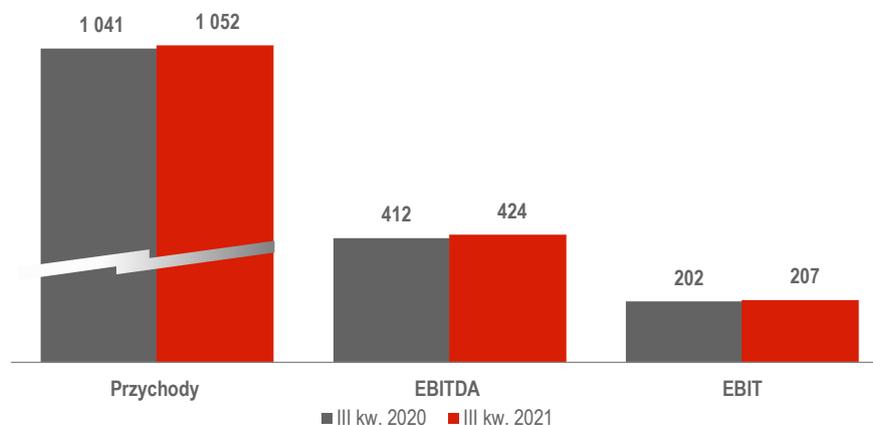
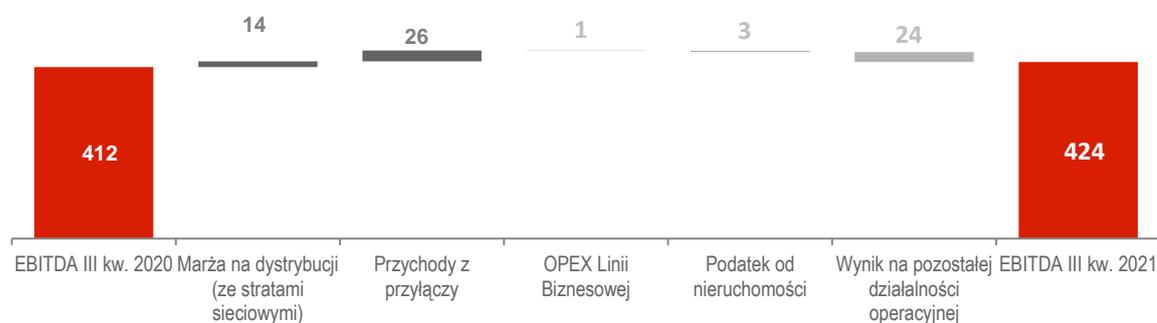


Tabela 9: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)

w mln zł	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	1 041	1 052	11	1%
EBITDA	412	424	12	3%
amortyzacja	210	217	7	3%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	202	207	5	2%
Wynik netto	135	132	(3)	-2%
CAPEX	318	352	34	11%

w mln zł	9M 2020	9M 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	3 189	3 285	96	3%
EBITDA	1 352	1 503	151	11%
amortyzacja	628	650	22	4%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	724	853	129	18%
Wynik netto	479	553	74	15%
CAPEX	897	1 022	125	14%

Rysunek 6: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)



Linia Biznesowa Dystrybucja wypracowała w III kwartale 2021 roku 61% EBITDA Grupy Energa (w okresie porównywalnym 2020 roku było to 82% EBITDA Grupy).

Przychody ze sprzedaży w III kwartale 2021 roku wyniosły 1 052 mln zł, czyli ukształtowały się na poziomie zbliżonym do analogicznego okresu roku ubiegłego. Na poziom przychodów wpływ miał korzystny wolumen usługi dystrybucyjnej (wzrost o 3% r/r) oraz wyższe o 26 mln zł przychody z przyłączy. W przeciwną stronę działała natomiast niższa stawka za usługę dystrybucyjną (należną OSD) o 3%.

EBITDA Linii za III kwartał 2021 roku wyniosła 424 mln zł, tj. o 12 mln zł więcej niż w analogicznym okresie roku ubiegłego. Istotny wpływ na ukształtowanie się EBIT miała wyższa o 14 mln zł marża na dystrybucji (ze stratami sieciowymi), głównie jako efekt korzystnego wolumenu sprzedaży usługi dystrybucyjnej. Wzrost przychodów z przyłączy o 26 mln zł został skompensowany niekorzystnym saldem na pozostałej działalności, które było pod wpływem strat losowych związanych z lipcową nawałnicą. Koszty OPEX Linii w analizowanym okresie były na poziomie analogicznym r/r.

Zysk netto Linii Biznesowej Dystrybucja w III kwartale 2021 roku wyniósł 132 mln zł, wobec 135 mln zł w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Nakłady inwestycyjne tej Linii wyniosły 352 mln zł i były o 11% wyższe niż w III kwartale 2020 roku.

W ciągu 9 miesięcy 2021 roku EBITDA Linii Biznesowej Dystrybucja wyniosła 1 503 mln zł i była o 151 mln zł wyższa niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Natomiast EBIT osiągnął poziom 853 mln zł (tj. o 18% więcej r/r). Istotny wpływ na ukształtowanie się wyniku operacyjnego miała wyższa o 115 mln zł marża na dystrybucji (ze stratami sieciowymi), wyższe o 51 mln zł przychody z przyłączy oraz niższy o 69 mln zł OPEX Linii. Na niekorzyść zadziałały wyższy koszt podatku od nieruchomości (o 9 mln zł r/r) oraz niższe saldo na pozostałej działalności operacyjnej (spadek o 76 mln zł r/r) pomimo podpisania korzystnej umowy w sprawie spornej o odszkodowanie z tytułu opłaty przesyłowej. Saldo pozostałej działalności operacyjnej r/r pogorszyło inne zdarzenie jednorazowe z 2020 roku - w II kwartale 2020 roku zmieniono ujęcie infrastruktury otrzymanej nieodpłatnie (rozliczanej wcześniej poprzez rozliczenia międzyokresowe przychodów) w związku z ujednoczeniem polityki rachunkowości z Grupą ORLEN, co poprawiło wyniki Linii w tamtym okresie o 73 mln zł.

4.2. Linia Biznesowa Wytwarzanie

4.2.1. Działalność biznesowa i operacyjna

Tabela 10: Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh)

Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh)	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)	9M 2020	9M 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Elektrownie - węgiel kamienny	490	710	220	45%	1 075	1 800	724	67%
Elektrownie - współspalanie biomasy	11	-	(11)	-100%	105	-	(105)	-100%
Elektrociepłownie - węgiel kamienny	4	6	2	51%	66	22	(44)	-66%
Elektrociepłownie - biomasa	17	16	(1)	-7%	36	60	24	67%
Elektrownie - woda	171	212	40	23%	538	721	184	34%
Elektrownia szczytowo-pompowa	9	11	2	24%	37	45	8	22%
Elektrownie - wiatr	78	85	7	9%	346	312	(34)	-10%
Elektrownie - fotowoltaika	2	2	(0)	-11%	5	4	(0)	-4%
Produkcja energii razem	783	1 042	259	33%	2 207	2 964	757	34%
<i>w tym z OZE</i>	<i>279</i>	<i>314</i>	<i>35</i>	<i>13%</i>	<i>1 029</i>	<i>1 098</i>	<i>68</i>	<i>7%</i>

Aktywa wytwórcze w Grupie Energa w III kwartale 2021 roku wyprodukowały ok. 1,0 TWh energii elektrycznej wobec 0,8 TWh w analogicznym okresie roku ubiegłego (tj. więcej o 33%). Tendencja wzrostowa dotyczyła głównie Elektrowni w Ostrołęce oraz elektrowni wodnych. W tym okresie 69% wytworzonej przez Grupę energii elektrycznej brutto pochodziło z węgla kamiennego, 21% z wody, 8% z wiatru i 2% z biomasy.

Poziom produkcji w elektrowni w Ostrołęce wynikał z poziomu pracy w wymuszeniu na rzecz Operatora Systemu Przesyłowego w Polsce, kontraktacji na rynku hurtowym oraz dyspozycyjności tych bloków. Produkcja energii w źródłach wodnych to efekt występujących warunków hydrologicznych, natomiast poziom produkcji z wiatru wynikał z panujących warunków pogodowych. Produkcja energii w elektrociepłowniach Grupy to pochodna produkcji ciepła, która była głównie zależna od zapotrzebowania na ciepło przez odbiorców lokalnych Grupy oraz dyspozycyjności posiadanych bloków kogeneracyjnych.

W okresie 9 miesięcy 2021 roku odnotowano wzrost r/r produkcji w Elektrowni w Ostrołęce oraz w elektrowniach wodnych. Niższa produkcja dotyczyła elektrociepłowni Grupy, elektrowni wiatrowych oraz PV.

Tabela 11: Produkcja ciepła brutto (TJ)

Produkcja ciepła brutto w TJ	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)	9M 2020	9M 2021	Zmiana	Zmiana (%)
ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o.	228	260	32	14%	1 490	1 626	137	9%
ENERGA Elektrownie Ostrołęka S.A.	141	170	29	21%	801	858	58	7%
Ciepło Kaliskie Sp. z o.o.	4	2	(3)	-63%	162	195	34	21%
Produkcja ciepła brutto razem	374	432	58	16%	2 452	2 680	228	9%

W III kwartale 2021 roku Grupa wyprodukowała 432 TJ energii cieplnej (tj. więcej o 16% r/r), na co wpływ miała m.in. temperatura powietrza kształtująca zapotrzebowanie na ciepło u odbiorców lokalnych Grupy w miastach Ostrołęka, Elbląg i Kalisz.

Podobnie odnotowano wyższą produkcję ciepła w ciągu 9 miesięcy 2021 roku w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego. Grupa wyprodukowała o 228 TJ (tj. o 9%) więcej ciepła r/r, na co wpływ miały warunki pogodowe.

Tabela 12: Wolumen i koszt zużycia kluczowych paliw *

Zużycie paliw*	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)	9M 2020	9M 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Węgiel kamienny								
Ilość (tys. ton)	227	331	104	46%	569	875	306	54%
Koszt (mln zł)	66	90	24	36%	174	246	73	42%
Biomasa								
Ilość (tys. ton)	24	19	(5)	-23%	97	64	(33)	-34%
Koszt (mln zł)	12	9	(3)	-29%	48	27	(21)	-43%
Zużycie paliw razem (mln zł)	79	99	20	26%	222	273	52	23%

* łącznie z kosztem transportu

W III kwartale 2021 roku wytwórcy Grupy zużyli o 104 tys. ton więcej węgla kamiennego oraz o 5 tys. ton mniej biomasy w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego. Obniżenie produkcji z biomasy to głównie efekt zakończenia produkcji ze współspalania w Elektrowni w Ostrołęce. Wyższe zużycie węgla wynikało z większej produkcji energii elektrycznej głównie przez elektrownię w Ostrołęce. Jednocześnie odnotowano niższe koszty jednostkowe zakupu węgla oraz biomasy. Podobne tendencje r/r odnotowano także w okresie 9 miesięcy 2021 roku.

4.2.2. Wyniki finansowe

Rysunek 7: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa (mln zł)

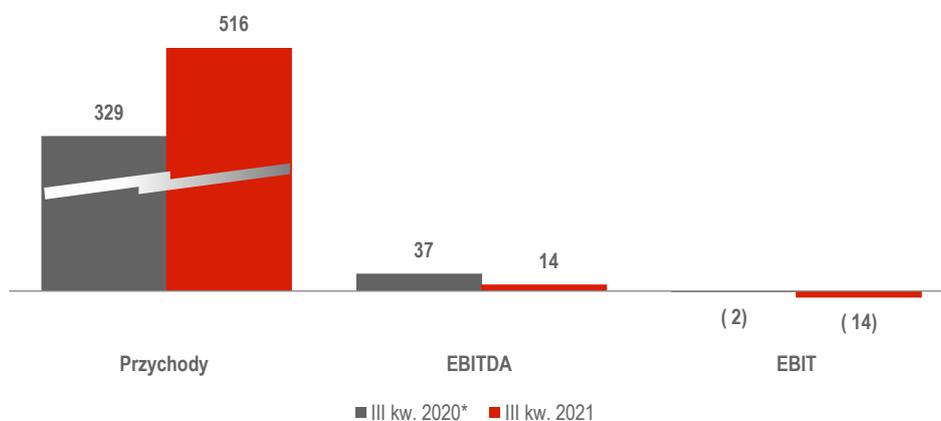


Tabela 13: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa (mln zł)

w mln zł	III kw. 2020*	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	329	516	187	57%
EBITDA	37	14	(23)	-62%
amortyzacja	37	34	(3)	-8%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	2	(6)	(8)	< -100%
EBIT	(2)	(14)	(12)	< -100%
Wynik netto	(28)	(28)	-	0%
CAPEX	35	50	15	43%

w mln zł	9M 2020*	9M 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	828	1 562	734	89%
EBITDA	135	163	28	21%
amortyzacja	108	104	(4)	-4%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	472	66	(406)	-86%
EBIT	(445)	(7)	438	98%
Wynik netto	(504)	(61)	443	88%
CAPEX	232	120	(112)	-48%

* dane przekształcone

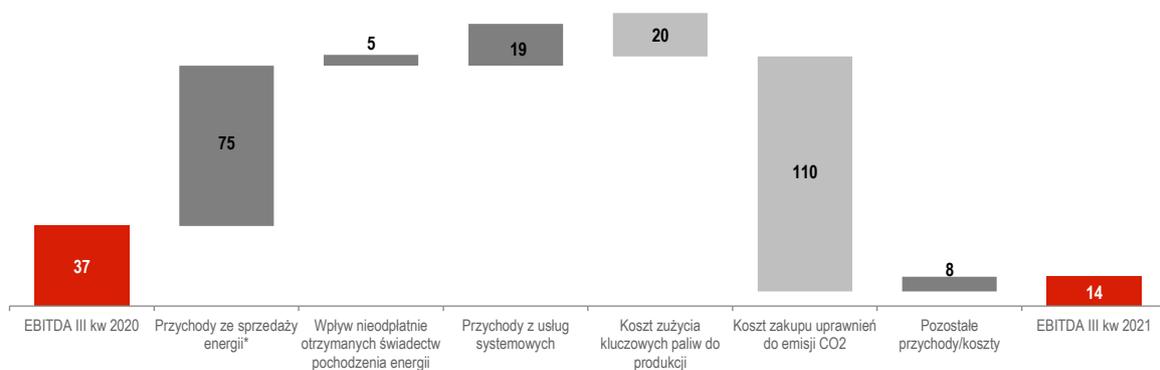
Poniższa tabela prezentuje podział EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie na poszczególne Obszary Wytwarzania. Zestawienie zawiera dane jednostkowe z uwzględnieniem eliminacji transakcji wzajemnych pomiędzy obszarami biznesowymi oraz korekt konsolidacyjnych.

Tabela 14: EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie w podziale na Obszary Wytwarzania (mln zł)

EBITDA w mln zł	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Woda	31	45	15	48%
Wiatr	17	28	11	64%
Elektrownia w Ostrołęce	(14)	(53)	(39)	< -100%
Pozostałe i korekty	3	(7)	(10)	< -100%
Razem Wytwarzanie	37	14	(23)	-62%

EBITDA w mln zł	9M 2020	9M 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Woda	91	155	64	70%
Wiatr	74	88	13	18%
Elektrownia w Ostrołęce	(33)	(73)	(40)	< -100%
Pozostałe i korekty	3	(7)	(10)	< -100%
Razem Wytwarzanie	135	163	28	21%

Rysunek 8: EBITDA bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie (w mln zł)



* uwzględnia trading energii elektrycznej netto (przychód minus koszt)

Udział Linii Biznesowej Wytwarzanie w łącznym wyniku EBITDA Grupy wyniósł 2% w III kwartale 2021 roku (7% w analogicznym okresie roku ubiegłego).

Niższy poziom EBITDA Linii (o 23 mln zł r/r) był w głównej mierze spowodowany wyższym kosztem zakupu uprawnień do emisji, który nie został pokryty wyższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej, pozytywnym wpływem nieodpłatnie otrzymanych świadectw pochodzenia oraz wyższymi przychodami z usług systemowych świadczonych dla Operatora Sieci Przesyłowej.

Wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej to wynik głównie wyższej produkcji energii przez elektrownię w Ostrołęce oraz źródła wodne i wiatrowe, jak również wyższych poziomów cen sprzedaży energii elektrycznej.

Wyższy wpływ nieodpłatnie otrzymanych świadectw pochodzenia energii był efektem przede wszystkim wyższych cen rynkowych tego produktu pomimo niższego wolumenu produkcji (m.in. zaprzestanie współpalania w elektrowni w Ostrołęce).

Wyższe przychody z usług systemowych wynikały głównie z wdrożenia z początkiem 2021 roku mechanizmu rozliczeniowego w postaci Rynku Mocy, z którego korzystają źródła Grupy. Łączne przychody z usług systemowych w III kwartale 2021 roku wyniosły 48 mln zł wobec 29 mln zł w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Koszt zużycia kluczowych paliw do produkcji był pochodną głównie wyższego wolumenu produkcji energii elektrycznej w elektrowni w Ostrołęce, niższego kosztu jednostkowego zużycia paliw oraz sprawności obiektów wytwórczych.

Wzrost kosztu zakupu uprawnień do emisji CO₂ był spowodowany wzrostem rynkowych cen uprawnień do emisji, wielkością emisji źródeł Grupy oraz mniejszą liczbą posiadanej puli darmowych uprawnień do emisji.

Nakłady inwestycyjne Linii w III kwartale 2021 roku były wyższe o 15 mln zł r/r, a ich poziom wynikał głównie z zadań związanych z budową nowych mocy PV.

Wyższy poziom EBITDA Linii za 9 miesięcy 2021 roku w ujęciu r/r (o 28 mln zł) był w głównej mierze spowodowany wyższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej oraz wyższym przychodem z usług systemowych. Pozytywny wpływ powyższych czynników został tylko częściowo obniżony wyższym kosztem zużycia kluczowych paliw do produkcji oraz wyższym kosztem zakupu uprawnień do emisji.

Tabela 15: Wyniki Obszaru Wytwarzania Woda (mln zł)

w mln zł	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)	9M 2020	9M 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	54	70	16	29%	165	232	67	41%
EBITDA	31	45	15	48%	91	155	64	70%
EBIT	22	37	14	64%	65	129	64	98%
CAPEX	3	5	1	43%	7	6	(1)	-12%

Tabela 16: Wyniki Obszaru Wytwarzania Wiatr (mln zł)

w mln zł	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)	9M 2020	9M 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	26	(11)	(36)	< -100%	101	67	(34)	-33%
EBITDA	17	28	11	64%	74	88	13	18%
EBIT	1	12	11	> 100%	30	38	8	27%
CAPEX	(1)	1	3	> 100%	130	4	(126)	-97%

Tabela 17: Wyniki Obszaru Wytwarzania Elektrownia w Ostrołęce (mln zł)

w mln zł	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)	9M 2020	9M 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	237	381	144	61%	508	1 105	597	> 100%
EBITDA	(14)	(53)	(39)	< -100%	(33)	(73)	(40)	< -100%
EBIT	(16)	(47)	(31)	< -100%	(519)	(126)	393	76%
CAPEX	12	7	(5)	-41%	60	13	(47)	-79%

Tabela 18: Wyniki Obszaru Wytwarzania Pozostałe i korekty (mln zł)

w mln zł	III kw. 2020*	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)	9M 2020*	9M 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	12	76	63	> 100%	54	158	104	> 100%
EBITDA	3	(7)	(10)	< -100%	3	(7)	(10)	< -100%
EBIT	(9)	(16)	(7)	-79%	(21)	(48)	(27)	< -100%
CAPEX	21	38	17	81%	35	98	63	> 100%

* dane przekształcone

4.3. Linia Biznesowa Sprzedaż

4.3.1. Działalność biznesowa i operacyjna

Tabela 19: Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż (GWh)

Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż w GWh	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)	9M 2020	9M 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Sprzedaż energii detaliczna	4 611	4 407	(204)	-4%	13 886	13 723	(164)	-1%
Sprzedaż energii na rynku hurtowym, w tym:	702	678	(24)	-3%	3 316	2 196	(1 120)	-34%
<i>Sprzedaż energii na rynek bilansujący</i>	242	133	(110)	-45%	947	1 096	149	16%
<i>Sprzedaż energii na pokrycie strat sieciowych do Energi Operatora</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Pozostała sprzedaż hurtowa</i>	460	545	85	19%	2 369	1 099	(1 269)	-54%
Sprzedaż energii razem	5 314	5 085	(228)	-4%	17 203	15 919	(1 284)	-7%

W III kwartale 2021 roku łączny wolumen sprzedanej energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż był niższy o 4% (tj. o 0,2 TWh) w porównaniu do analogicznego okresu 2020 roku. To głównie skutek mniejszej sprzedaży na rynku detalicznym.

Wolumen sprzedaży na rynku detalicznym wyniósł 4,4 TWh w III kwartale 2021 roku, co oznacza spadek o 0,2 TWh, tj. 4% w porównaniu do III kwartału 2020 roku. W ramach sprzedaży detalicznej nastąpił zauważalny spadek wolumenu sprzedaży do klientów biznesowych (o 5%), przy zbliżonym poziomie sprzedaży do gospodarstw domowych. Spadek sprzedaży detalicznej jest związany w głównej mierze z warunkami pogodowymi panującymi w sierpniu br. (niższe od średniej temperatury), a także z utrzymującą się pandemią COVID (większa skala pracy zdalnej), co przełożyło się na niższe zużycie energii wśród klientów biznesowych.

Na koniec III kwartału 2021 roku liczba odbiorców końcowych energii elektrycznej (Punkt Poboru Energii) Linii Biznesowej Sprzedaż wynosiła 3,2 mln, co oznacza wzrost o ok. 14 tys. klientów w ujęciu r/r. Za przyrost bazy klientów w głównej mierze odpowiada grupa taryfowa C (mikro i mały biznes).

Wolumen sprzedaży energii na rynku hurtowym zanotował niewielki spadek (o 0,02 TWh, tj. 3%) w porównaniu z III kwartałem 2020 roku, co jest sytuacją odmienną od silnego trendu spadkowego w ujęciu narastającym. Powodem tej odmienności były: wysoka produkcja energii ze źródeł OZE w sierpniu i wrześniu br. na skutek warunków atmosferycznych (wysoka wietrzność), a także dynamiczny wzrost prosumenckich instalacji fotowoltaicznych, co wymusiło wyprzedzić nadwyżek energii na rynku hurtowym.

W 2021 roku, podobnie jak w 2020 roku, nie jest realizowana przez Energa Obrót SA sprzedaż energii na pokrycie strat sieciowych do Energi Operatora SA – został wyłoniony inny sprzedawca.

W okresie 9 miesięcy 2021 roku trend był analogiczny jak w ujęciu kwartalnym tj. wolumen sprzedaży energii także był niższy r/r (w tym ujęciu o 1,3 TWh, tj. 7%). Wolumen sprzedaży na rynku detalicznym wyniósł 13,7 TWh w okresie 9 miesięcy br., a spadek był mniejszy niż w ujęciu kwartalnym (0,16 TWh, tj. 1%). Z kolei duża różnica występuje w zakresie dynamiki sprzedaży energii na rynku hurtowym. W ujęciu narastającym spadek tego wolumenu w ciągu 9 miesięcy 2021 roku wyniósł aż 1,1 TWh,

tj. 34%. Przyczyną spadku było ograniczenie skali działań realizowanych na portfelu energii, a także niższa produkcja farm wiatrowych na rynku lokalnym, co wpłynęło na niższą skalę zjawiska polegającego na konieczności odbioru tej energii i jej dalszej odsprzedaży w przypadku nadmiaru. Przyczyny wyhamowania dynamicznego spadku sprzedaży na rynku hurtowym w III kwartale br. zostały opisane wyżej.

4.3.2. Wyniki finansowe

Rysunek 9: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż Grupy Energa (w mln zł)

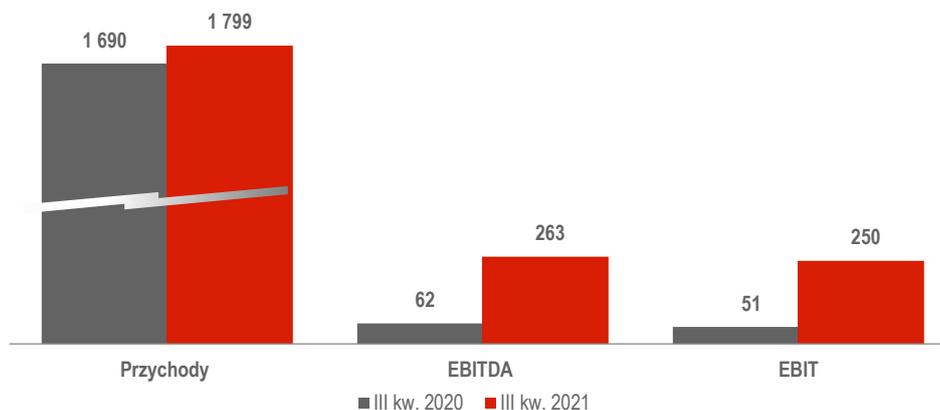
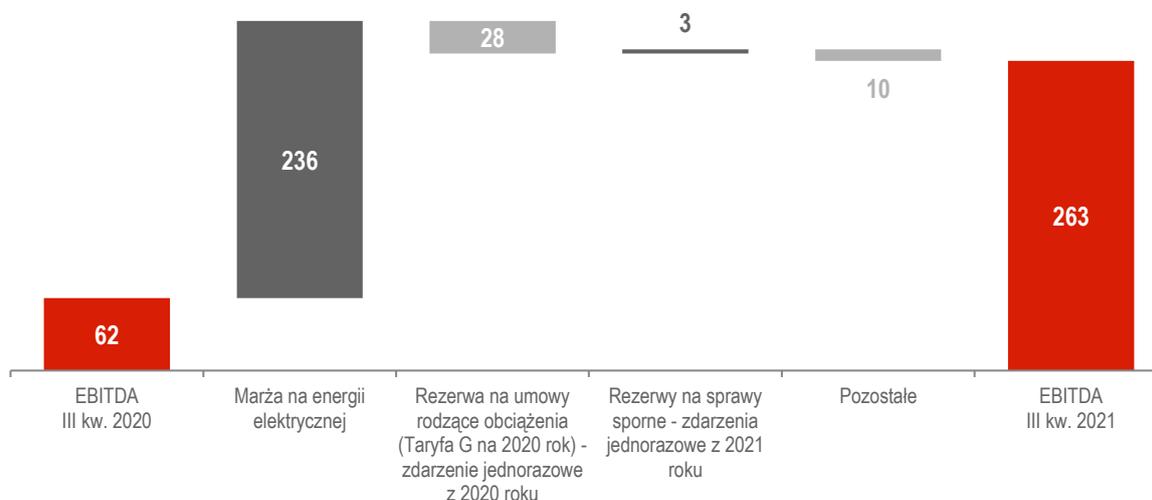


Tabela 20: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż Grupy Energa (w mln zł)

w mln zł	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	1 690	1 799	109	6%
EBITDA	62	263	201	> 100%
amortyzacja	11	13	2	18%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	51	250	199	> 100%
Wynik netto	42	195	153	> 100%
CAPEX	10	12	2	20%

w mln zł	9M 2020	9M 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	5 268	5 365	97	2%
EBITDA	114	474	360	> 100%
amortyzacja	38	37	(1)	-3%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	76	437	361	> 100%
Wynik netto	54	347	293	> 100%
CAPEX	33	35	2	6%

Rysunek 10: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Sprzedaż (w mln zł)



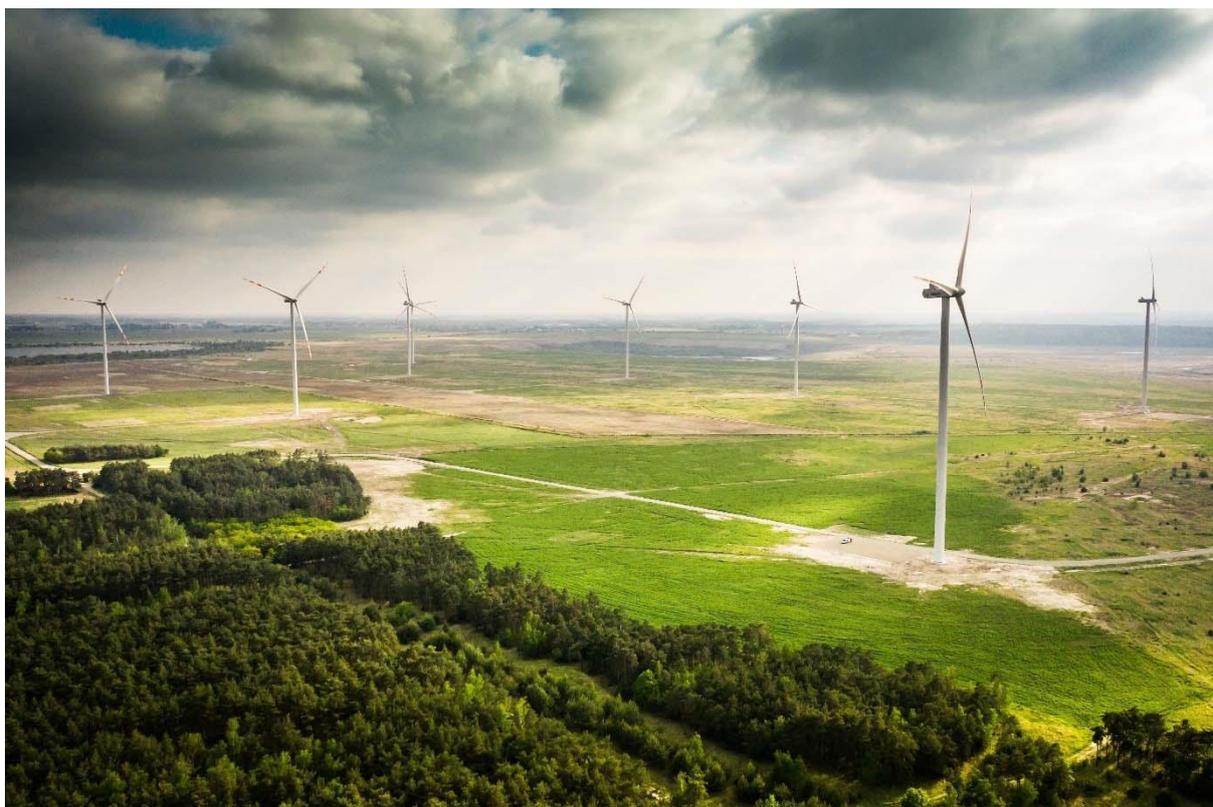
W III kwartale 2021 roku EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż wyniosła 263 mln zł i była wyższa o 201 mln zł w porównaniu z wynikiem osiągniętym w analogicznym okresie 2020 roku. EBITDA Linii w sprawozdawanym okresie stanowiła 38% EBITDA Grupy, podczas gdy rok temu udział ten wynosił 12%.

Przychody Linii Biznesowej Sprzedaż w III kwartale 2021 roku wyniosły 1 799 mln zł i były o 109 mln zł wyższe w porównaniu z III kwartałem 2020 roku. Wzrost przychodów wynikał głównie ze wzrostu cen sprzedaży energii na rynku hurtowym (skutek wzrostu cen energii na rynku).

Na dynamiczny wzrost EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż w ujęciu r/r kluczowy wpływ miał wzrost marży na sprzedaży energii elektrycznej (o 236 mln zł). Jest to w głównej mierze efekt ogólnej poprawy marżowości sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w porównaniu do ubiegłego roku. Na tę poprawę marżowości wpływ miało m.in. zanotowanie korzystnego wyniku finansowego na wyprzedzący nadwyżek energii w sierpniu i wrześniu br. (wysoka produkcja energii z OZE na rynku lokalnym) po wysokich cenach rynkowych. Ponadto, występuje także efekt niskiej bazy. W 2020 roku obowiązywała niekorzystna taryfa Prezesa URE dla gospodarstw domowych rozliczanych na jej podstawie, a także wyniki 2020 roku były obniżone na skutek pandemii – zanotowano wówczas nieplanowaną stratę na wyprzedzący nadwyżek energii wynikającą ze zmniejszenia zapotrzebowania klientów na energię elektryczną – jednak skala tego zjawiska w III kwartale ubiegłego roku była słabsza niż w poprzednich kwartałach.

Na zmianę EBITDA Linii Biznesowej istotny wpływ miało także zdarzenie o charakterze jednorazowym, tj. rezerwa na kontrakty rodzące obciążenia dotyczące taryfy G w związku z zatwierdzeniem taryfy na 2020 rok przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Rezerwa ta, utworzona na koniec 2019 roku, była w 2020 roku sukcesywnie rozwiązywana z uwagi na materializację tego zdarzenia w ramach marży na sprzedaży energii (osiąganie niższych przychodów ze sprzedaży energii od klientów rozliczanych w oparciu o taryfę G). W następstwie powyższego, w III kwartale 2020 roku rozwiązano 28 mln zł tej rezerwy, natomiast w sprawozdawanym okresie takie zdarzenie nie miało miejsca, co wygenerowało negatywny wpływ na zmianę EBITDA w ujęciu r/r.

W okresie 9 miesięcy 2021 roku EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż wyniosła 474 mln zł i była wyższa o 360 mln zł w porównaniu z analogicznym okresem 2020 roku. Przyczyny zmiany EBITDA r/r w ujęciu narastającym są zbliżone do przyczyn przedstawionych w ujęciu kwartalnym powyżej, tj. najistotniejszy wpływ na wzrost wyniku miała wyższa marża na sprzedaży energii elektrycznej (o 483 mln zł). Negatywny wpływ na zmianę EBITDA wywarły w głównej mierze zdarzenia jednorazowe, to opisane powyżej (-95 mln zł), a także rezerwa na sprawy sporne z 2021 roku (-11 mln zł).



Farma wiatrowa w Przykonia

Otoczenie regulacyjno-biznesowe

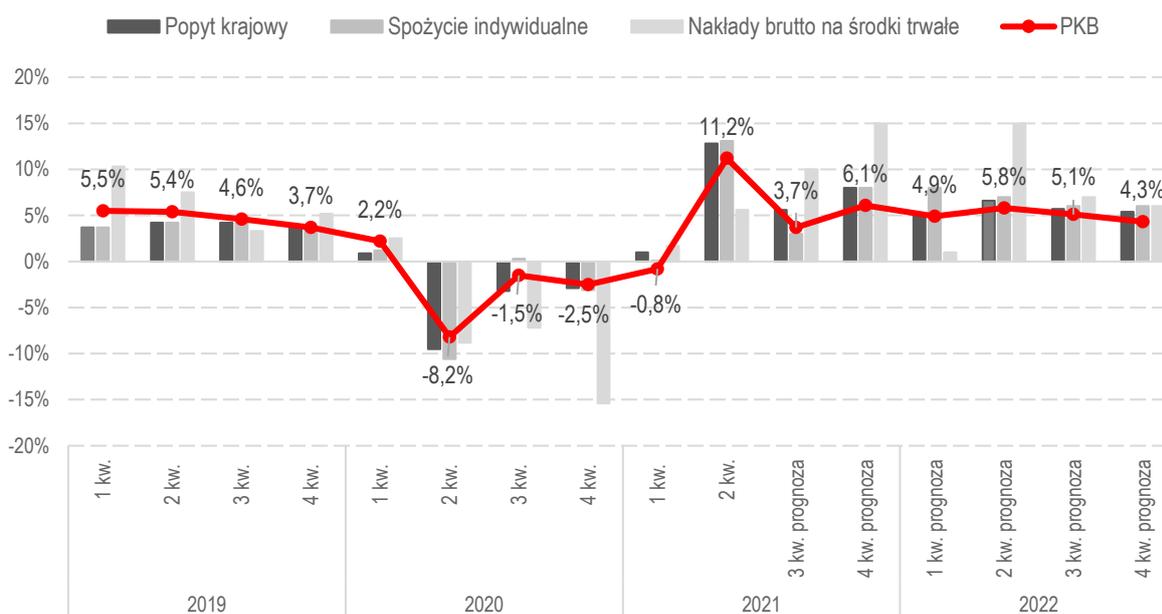
5. OTCZENIE REGULACYJNO-BIZNESOWE

5.1. Sytuacja makroekonomiczna

Podstawowym rynkiem działalności podmiotów wchodzących w skład Grupy Energa jest rynek krajowy. Stąd też wahania koniunktury, wyrażane za pomocą tempa zmian produktu krajowego brutto (PKB), inflacji czy też stopy bezrobocia, przekładają się na ceny energii elektrycznej, gazu i ciepła oraz kształtowanie popytu na produkty dostarczane klientom.

Zgodnie ze zaktualizowanym szacunkiem Głównego Urzędu Statystycznego (GUS), PKB w Polsce w II kw. 2021 r. wzrósł realnie o 11,2% r/r wobec spadku o 8,2% w analogicznym kwartale roku 2020. Jak wskazują dane makroekonomiczne, polska gospodarka dobrze radzi sobie z odrabianiem strat wywołanych pandemią, jednakże tak wysoki wynik PKB odnotowany został przede wszystkim z uwagi na niską bazę odniesienia sprzed roku. Jak wskazują analitycy Banku Millennium, ceną szybkiej odbudowy gospodarki jest m.in. bardzo wysoka inflacja. Czynnikiem ryzyka dla dalszego polepszenia sytuacji gospodarczej w kraju są: zaburzenia dostaw, spowodowane niedoborami towarów i surowców, dalszy wzrost cen, przekładający się na zmniejszenie siły nabywczej pieniądza oraz ograniczenia podażowe. Identyfikowane są również obawy o stabilność gospodarki globalnej, zamrożenie transferów środków pieniężnych z funduszy UE, a także kolejną falę pandemii koronawirusa. Analitycy Santander Bank Polska SA oceniają, iż w III kw. br. nastąpiło lekkie przyhamowanie wzrostu gospodarczego, ale dalsze perspektywy pozostają optymistyczne. Zgodnie z październikową prognozą Banku Światowego, przewidywania co do wzrostu PKB dla Polski na 2021 i 2022 r. zostały podniesione z 3,8% do 4,5% (rok 2021) oraz z 4,5% do 4,7% (rok 2022). W ocenie ekspertów, dobrze zdwersyfikowana gospodarka oraz duży pakiet gospodarczy i fiskalny pomogły ograniczyć wpływ kryzysu związanego z pandemią, stąd Bank Światowy zwiększyły oczekiwania co do wzrostu polskiej gospodarki.

Rysunek 11: Roczna dynamika PKB, popytu krajowego, spożycia indywidualnego i inwestycji



Źródło: Dane GUS (październik 2021) oraz prognozy Santander Bank Polska SA (październik 2021)

Odmienne nieco informacje płyną z badania indeksu PMI (wskaźnika wyprzedzającego polskiego przemysłu), który na koniec września br. wyniósł 53,4 pkt., zmniejszając się o 4,2 pkt. na przestrzeni III kwartału. Wynik powyżej neutralnego poziomu 50 pkt. jest sygnałem pozytywnym, gdyż prezentuje wzrost aktywności finansowej poszczególnych podmiotów rynkowych i gospodarczych, jednakże jest on najniższy od lutego br. Jak wskazują wyniki badania, obserwowane są zaburzenia w łańcuchach dostaw i opóźnienia w zaopatrzeniu oraz słaby wzrost nowych zamówień. Aby zaspokoić popyt, przedsiębiorstwa wykorzystują wcześniej zgromadzone zapasy, których poziom spadł we wrześniu - w najszybszym tempie od niemal czterech lat. Niedobory środków produkcji u dostawców przekładają się także na wzrost kosztów produkcji i napędzają inflację. Według części respondentów badania PMI, niedobory dotyczą nie tylko surowców, ale także siły roboczej.

Raportowane są trudności przedsiębiorstw w uzupełnieniu braków kadrowych. Wyżej wymienione czynniki mogą wpływać wyhamowująco na dalszy rozwój polskiego przemysłu.

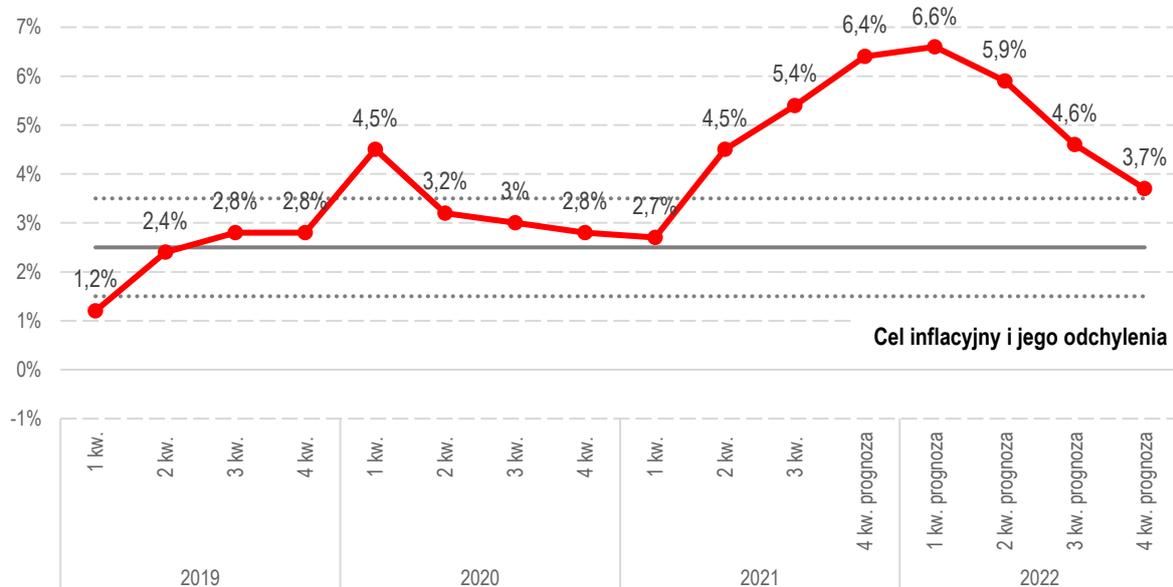
Przeciętne zatrudnienie w sektorze przedsiębiorstw za 9 miesięcy br. zwiększyło się o 0,2% w odniesieniu do analogicznego okresu roku 2020, jednakże analizując dane miesięczne – zarówno we wrześniu, jak i w sierpniu odnotowane zostały minimalne spadki – odpowiednio o 0,1% i 0,2% m/m. Według wstępnych szacunków Ministerstwa Rodziny i Polityki Społecznej, stopa bezrobocia rejestrowanego we wrześniu 2021 r. wyniosła 5,6%, co oznacza, iż była ona niższa o 0,5 pkt. proc.

w porównaniu do analogicznego miesiąca ubiegłego roku, jak i zmniejszyła się w relacji do sierpnia 2021 roku o 0,2 pkt. proc. Stopa bezrobocia w ujęciu rok do roku, systematycznie spada już czwarty miesiąc z rządu, a liczba ofert pracy na 1 bezrobotnego jest już prawie na poziomie sprzed pandemii. Obniżające się zasoby pracy będą wzmacniały popyt na pracowników z zagranicy i będą generować presję na wzrost wynagrodzeń. Przeciętne miesięczne wynagrodzenie (brutto) w okresie styczeń-wrzesień 2021 r. wzrosło o 8,4% r/r, wynosząc 5779 zł. Presja na wzrost wynagrodzeń jest również wynikiem rosnącej inflacji. Czynnikiem ryzyka dla rynku pracy pozostaje niepewność co do dalszego rozwoju choroby COVID-19 oraz ograniczony dostęp komponentów produkcji, skutkujący obniżeniem sił wytwórczych.

W III kw. br. odnotowany został najwyższy wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych od 20 lat. W ujęciu kwartalnym inflacja wzrosła o 5,4% w odniesieniu do analogicznego okresu roku poprzedniego. Jak wskazują analitycy Banku Millennium, podwyższona inflacja ma globalny charakter, jednak w Polsce odczyty inflacji konsumenta są jednymi z najwyższych w Europie. Na inflację wciąż oddziałują rosnące ceny surowców energetycznych i żywności, niemniej na wysokim poziomie utrzymuje się także presja ze strony popytu. Dodatkowo na dynamikę cen oddziałuje także trwające ożywienie gospodarcze, w tym wzrost dochodów gospodarstw domowych. Jednym z komponentów inflacji są ceny nośników energii. Ceny globalnych surowców energetycznych wciąż wzrastają, a dodatkowo na wzrost kosztów produkcji energii przekładają się ceny uprawnień do emisji CO₂. Wpływ na wysoki poziom inflacji mają także wysokie ceny usług, szczególnie w zakresie transportu, gastronomii i hotelarstwa oraz rekreacji i kultury. Inflacja jest zatem mocno odczuwana przez konsumentów, ale dane makroekonomiczne co do dalszego kształtowania się oczekiwań inflacyjnych są rozbieżne.

Wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych od zeszłego kwartału utrzymuje się powyżej górnej granicy odchylenia od celu inflacyjnego, określonego przez Radę Polityki Pieniężnej (RPP) na poziomie 2,5% +/- 1 pkt. proc.

Rysunek 12: Roczna dynamika kwartalnego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych



Źródło: Dane GUS (październik 2021) oraz prognozy Santander Bank Polska SA (październik 2021)

Dążąc do obniżenia inflacji do założonego celu w średnim okresie, RPP, podczas październikowego posiedzenia, podjęła decyzję o podwyższeniu stopy referencyjnej Narodowego Banku Polskiego o 0,4 pkt. proc., tj. do poziomu 0,5%. Zwiększona została również stopa lombardowa do 1%, stopa redyskontowa weksli do 0,51% oraz stopa dyskontowa weksli do 0,52%. Jednocześnie Rada podjęła decyzję o podwyższeniu podstawowej stopy rezerwy obowiązkowej z 0,5% do 2,0%.

W komunikacie Rada zaznaczyła, iż NBP może nadal stosować interwencje na rynku walutowym oraz inne instrumenty przewidziane w „Założeniach polityki pieniężnej”. Terminy oraz skala prowadzonych działań będą uzależnione od dalszego kształtowania się warunków rynkowych.

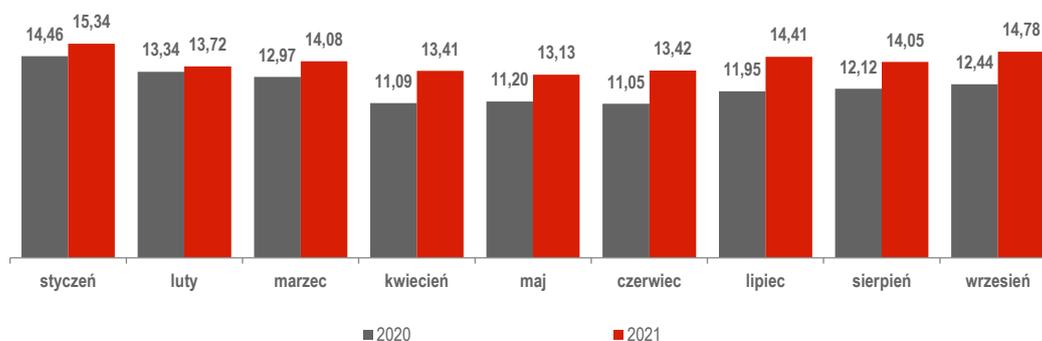
5.2. Rynek energii elektrycznej w Polsce

Kształtowanie się otoczenia rynkowego ma istotne znaczenie dla osiąganych przez Grupę wyników finansowych. W tym świetle zwraca się uwagę zwłaszcza na produkcję i zużycie energii elektrycznej, wymianę międzysystemową Polski, ceny energii elektrycznej w Polsce i wybranych krajach sąsiednich, ceny praw majątkowych oraz koszty uprawnień do emisji.

Krajowa produkcja i zużycie energii elektrycznej

Produkcja energii elektrycznej w Polsce według danych publikowanych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) po 3 kwartałach 2021 roku wyniosła 126,33 TWh i była wyższa o 15,74 TWh tj. 14,2% w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego (110,59 TWh). Wyższa produkcja była widoczna w elektrowniach zużywających węgiel brunatny oraz kamienny. Wzrost produkcji był odpowiedzią na wyższe zapotrzebowanie na energię w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) oraz wzrost cen energii w całej Europie.

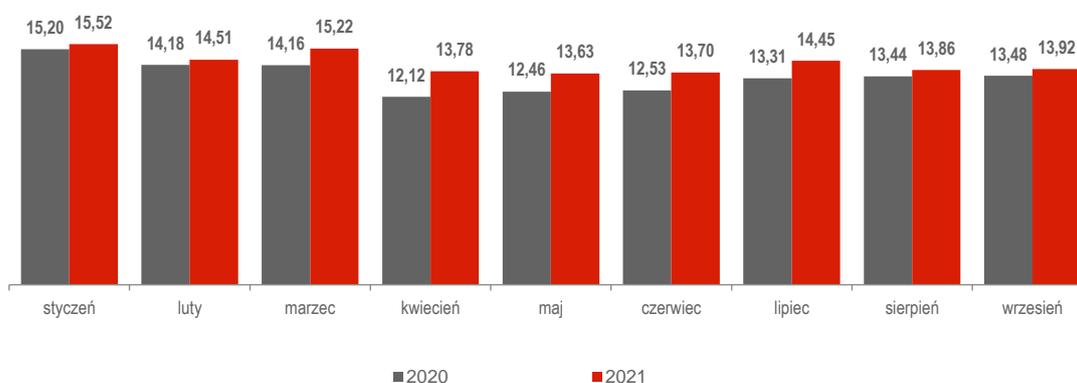
Rysunek 13: Produkcja energii elektrycznej w Polsce po 3 kwartałach 2021 roku (TWh)



Źródło: PSE

Krajowe zużycie energii elektrycznej po 3 kwartałach 2021 roku wyniosło 128,58 TWh i było wyższe o 7,71 TWh tj. 6,4% w stosunku do tego samego okresu roku poprzedniego (120,87 TWh). Wzrost zużycia wynikał przede wszystkim z wyższego zapotrzebowania spowodowanego odradzającą się gospodarką po kolejnej fali pandemii COVID-19 w stosunku do tego samego okresu roku ubiegłego.

Rysunek 14: Zużycie energii elektrycznej w Polsce po 3 kwartałach 2021 roku (TWh)

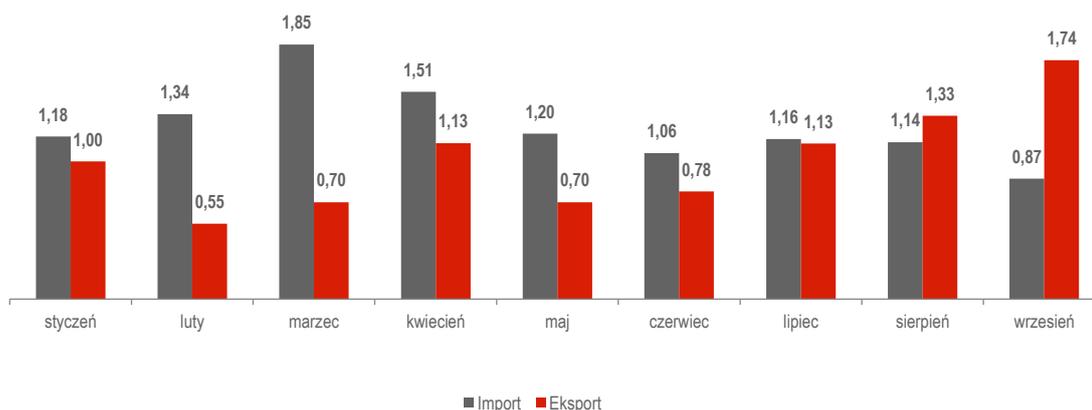


Źródło: PSE

Wymiana międzysystemowa Polski

W pierwszych 3 kwartałach 2021 roku eksport energii elektrycznej był o 4,00 TWh wyższy w stosunku do tego samego okresu roku ubiegłego. Porównując te same okresy można zauważyć spadek importu energii elektrycznej o 4,02 TWh, co odpowiada w głównej mierze za utrzymującą się, lecz coraz niższą, nadwyżkę importu netto energii elektrycznej w badanym okresie na poziomie 2,25 TWh wobec importu netto w wysokości 10,28 TWh w analogicznym okresie roku ubiegłego. W samym III kwartale eksport energii elektrycznej był wyższy od importu o 1,02 TWh. Jest to efekt większego oddania energii elektrycznej w zakresie wymiany równoległej ze względu na znaczący wzrost cen energii w całej Europie.

Rysunek 15: Miesięczne wolumeny wymiany międzysystemowej w Polsce po 3 kwartałach 2021 roku (TWh)

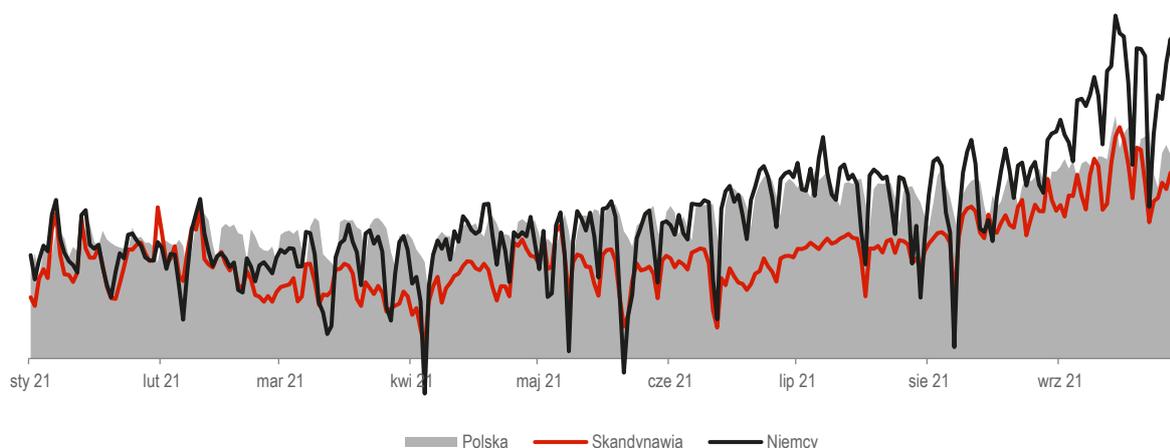


Źródło: PSE

Ceny energii w wybranych krajach sąsiadujących z Polską

Średni poziom cen na rynku SPOT w Polsce po 3 kwartałach 2021 roku był wyższy niż w krajach sąsiadujących. Wzrost zapotrzebowania na moc wraz z niskimi temperaturami w I kwartale 2021 roku oraz niższą generacją ze źródeł wiatrowych, jak również wzrost notowań EUA do historycznie najwyższych poziomów oraz cen gazu, wsparte wzrostem ubytków systemowych, doprowadziły do wzrostu cen na rynku polskim jak również na rynkach ościennych. Największe odchylenia cen odnotowano względem rynku skandynawskiego (+40,0%, tj. 92,67 zł/MWh), a mniejsze w porównaniu do cen na rynku niemieckim (+2,8%, tj. 8,92 zł/MWh). W samym III kwartale 2021 roku ceny w Polsce były średnio niższe od cen na rynku niemieckim (-9,1%, tj. 40,48 zł/MWh).

Rysunek 16: Ceny energii na rynku SPOT w Polsce i wybranych krajach sąsiadujących po 3 kwartałach 2021 roku (cena (PLN/MWh))

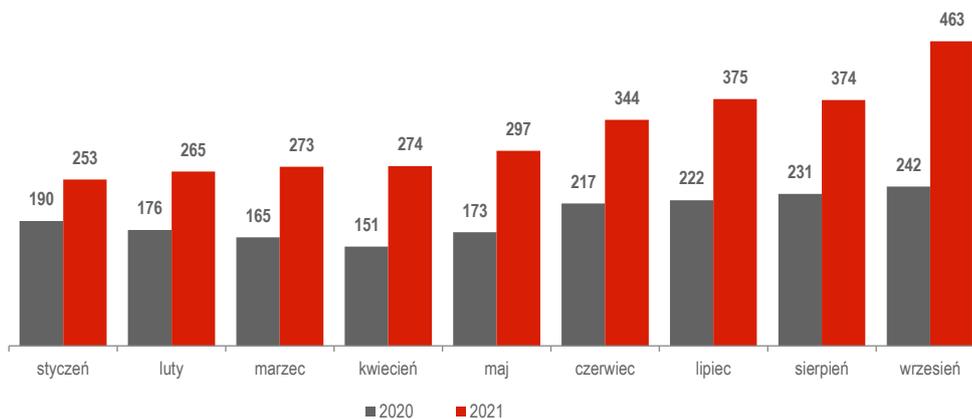


Źródło: Bloomberg, TGE

Rynek Dnia Następnego (RDN) energii elektrycznej w Polsce

Średni poziom indeksu TGeBase po 3 kwartałach 2021 roku wyniósł 324,44 zł/MWh i był o 128,13 zł/MWh wyższy niż w analogicznym okresie roku ubiegłego (196,31 zł/MWh). Natomiast porównując III kwartał 2021 roku z III kwartałem 2021 roku ubiegłego można zaobserwować wzrost ceny o 172,08 zł/MWh. Wzrost krajowego zapotrzebowania na moc, wynikający przede wszystkim z odradzającej się gospodarki został wsparty przez wzrost ubytków systemowych oraz spadek importu netto ze względu na wzrost cen w krajach ościennych, co w konsekwencji wpłynęło na wzrost cen w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego.

Rysunek 17: Indeks TGeBase po 3 kwartałach 2021 roku (PLN/MWh)



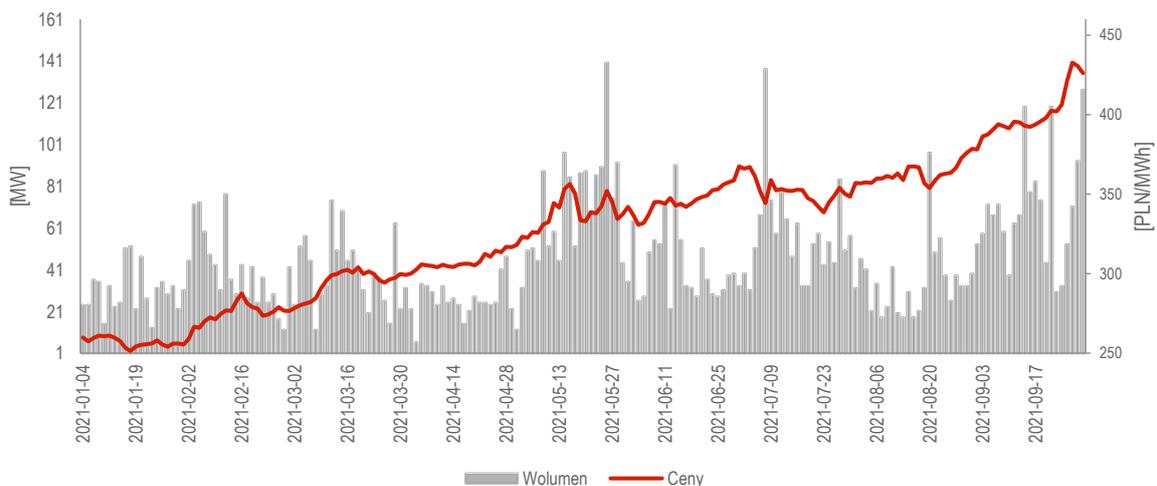
Źródło: TGE

Rynek terminowy energii elektrycznej w Polsce

W pierwszych 3 kwartałach 2021 roku rynek terminowy energii elektrycznej znajdował się w trendzie wzrostowym, wynosząc kurs na koniec III kwartału 2021 roku zdecydowanie powyżej poziomu 400 zł/MWh (BASE 2022). Głównymi determinantami wzrostu cen energii w III kwartale 2021 roku na rynku terminowym były:

- wzrost cen uprawnień do emisji CO₂,
- spadek wietrzności,
- wzrost cen na rynku SPOT,
- wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE,
- wzrost cen surowców energetycznych, głównie gazu i węgla, na rynkach światowych.

Rysunek 18: Cena kontraktu terminowego pasmo z dostawą na 2022 rok po 3 kwartałach 2021 roku



Źródło: TGE

Rynek uprawnień do emisji

W dniu 12 maja 2021 roku Komisja Europejska poinformowała, że na koniec 2020 roku w obiegu było ponad 1 578 mln uprawnień do emisji (wzrost liczby uprawnień o niespełna 14% r/r to efekt pandemii). Wartość ta stanowiła podstawę do określenia poziomu tzw. rezerwy stabilności rynkowej (MSR), funkcjonującej w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) od stycznia 2019 roku. Zgodnie z zasadami rezerwy stabilności rynkowej w okresie 12 miesięcy – od dnia 1 września 2021 roku do dnia 31 sierpnia 2022 roku – w rezerwie stabilności rynkowej zostanie umieszczona łączna liczba blisko 379 mln uprawnień. Przez pierwsze 5 lat stosowania MSR liczba uprawnień ma być corocznie zmniejszana o 24% łącznej liczby uprawnień znajdujących się w puli aukcyjnej (jeżeli łączna liczba uprawnień znajdujących się w obiegu przekracza próg 833 milionów uprawnień). W 2021 roku nie ma dostępnego wolumenu uprawnień do emisji sprzedawanego corocznie przez Wielką Brytanię oraz dodatkowego wolumenu oferowanego przez Polskę. Wielka Brytania, po wystąpieniu z Unii Europejskiej, utworzyła własny system, w którym pierwsza aukcja, notowania kontraktów terminowych oraz rynku SPOT odbyły się 19 maja 2021 roku na giełdzie ICE. Brytyjski rząd planuje w tym roku sprzedać 82 mln uprawnień do emisji (UKA), w tym dla sektora lotniczego. Kluczowym czynnikiem, który determinował cenę EUA w pierwszych 3 kwartałach była spekulacja oraz uzgodniony w kwietniu pomiędzy Radą UE oraz Parlamentem Europejskim kompromis w sprawie pakietu klimatycznego, który został ostatecznie zatwierdzony przez Parlament Europejski pod koniec czerwca i ogłoszony w lipcu przez Komisję Europejską. Przepisy zakładają zwiększenie redukcji emisji gazów cieplarnianych z 40% do co najmniej 55% w 2030 r. w porównaniu z poziomem z 1990 roku. W konsekwencji kurs EUA na koniec III kwartału 2021 roku wyniósł 61,74 EUR/t, rosnąc od końca 2020 roku o 100%, natomiast porównując z końcem III kwartału 2020 roku kurs wzrósł o 129%.

Rysunek 19: Ceny uprawnień EUA po 3 kwartałach 2021 roku (euro/tona)



Źródło: Bloomberg

Rynek praw majątkowych

W tabeli poniżej zostały przedstawione ceny zielonych praw majątkowych notowane na Towarowej Giełdzie Energii.

Tabela 21: Średnie poziomy cen zielonych praw majątkowych notowanych na Towarowej Giełdzie Energii

Indeks (rodzaj świadectwa)	Wartość Indeksu		Procent obowiązku (%)	Opłata zastępcza (zł)
	3 kwartały 2020 (zł/MWh)	3 kwartały 2021 (zł/MWh)		
OZEX_A (zielone)	136,29	164,99	19,5*	300,03*

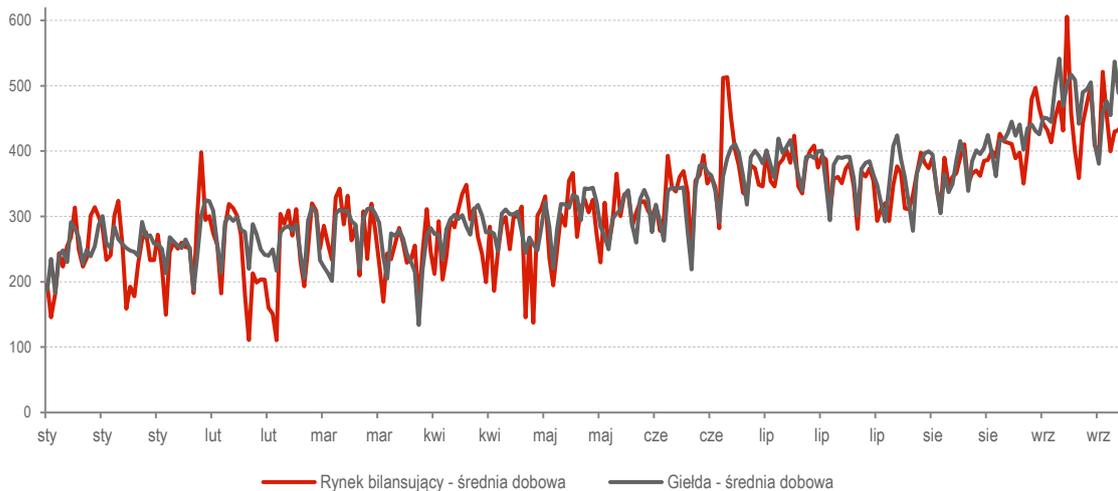
* wartość opłaty zastępczej i obowiązku umorzenia na 2021 rok.

Z perspektywy posiadanej struktury wytwórczej Grupy Energa (tj. duży udział produkcji z OZE) najistotniejsze są notowania zielonych praw majątkowych. Ceny PM OZE w transakcjach sesyjnych utrzymywały się w pierwszych dwóch miesiącach tego roku w okolicach 142,00 zł/MWh. W marcu doszło do zdecydowanego ruchu cen w górę, który był kontynuowany do końca III kwartału ulegając pod jego koniec znacznemu przyspieszeniu. Notowania PM OZE zakończyły III kwartał 2021 roku na poziomie 269,64 zł/MWh.

Rynek Bilansujący

Od 1 stycznia 2019 roku zmianie uległy limity cen rozliczeniowych energii elektrycznej na rynku bilansującym, które wynoszą obecnie -50 000,00 zł/MWh do +50 000,00 zł/MWh. W przeważającym okresie 3 kwartałów 2021 roku ceny na rynku bilansującym były zbliżone do cen na rynku dnia następnego. Odstępstwem od tego była np. sytuacja z dnia 16 września br., kiedy to średnia cena dobową na rynku bilansującym wyniosła 605,69 zł/MWh, a cena w najdroższych godzinach osiągała blisko 1 000,00 zł/MWh. Średni poziom cen w badanym okresie na rynku bilansującym wyniósł 315,04 zł/MWh, wobec 194,50 zł/MWh w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Rysunek 20: Zestawienie cen na rynku bilansującym i rynku SPOT (giełda) po 3 kwartałach 2021 roku (PLN/MWh)



Źródło: TGE, PSE

5.3. Otoczenie regulacyjne

Najistotniejsze procesy legislacyjne zakończone w III kw. 2021 roku

Tabela 22: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę

<p>Ustawa o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw Dz. U. 2021 poz. 1505 Wejście w życie 31 sierpnia 2021 r.</p>	<p>Głównym celem zmian jest zapewnienie zgodności przepisów Ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy z przepisami tzw. rozporządzenia rynkowego UE 943/2019, poprzez wprowadzenie do polskiego systemu wsparcia standardów emisyjnych EPS 550 g CO₂/kWh oraz EPS 350 kg CO₂/kW/rok.</p> <p>Dodatkowo, w celu wsparcia realizacji nowych źródeł wytwórczych, w tym w szczególności źródeł niskoemisyjnych oraz zwiększenia zachęt do redukcji zapotrzebowania w okresie szczytowego zapotrzebowania, w Ustawie ujęto:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ możliwość konwersji jednostki posiadającej zawartą umowę mocową i niespełniającej limitu emisji 550 g CO₂/kWh na jednostkę spełniającą ten limit poprzez zmianę technologii wytwarzania energii elektrycznej, realizowaną w ramach istniejącej umowy lub w ramach zastąpienia istniejącej umowy nowymi umowami mocowymi; ✓ możliwość zmiany mocy osiągalnej nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, jeżeli moc takiej jednostki po jej realizacji nieznacznie odbiegać będzie od mocy, która była zakładana na etapie planowania, co pozwoli na uniknięcie wzrostu jednostkowej emisji, wywołanego koniecznością wprowadzenia mniej sprawnych instalacji zapewniających brakującą moc. <p>Ustawa zawiera również dedykowane rozwiązania dla odbiorców energochłonnych. Będą oni mogli płacić niższą opłatę mocową, jeżeli ich profil zużycia jest odpowiednio płaski, czyli różnice między poborem w godzinach szczytu i poza nimi są odpowiednio małe. Jeżeli różnica poboru takiego odbiorcy w szczycie i poza nim nie przekracza 5%, opłata mocowa może być niższa o 83%, przy różnicy 5-10 % opłata może spaść o połowę, a przy różnicy 10 -15% - o 17%.</p>
--	--

<p>Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2026 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2023 Dz. U. 2021 poz. 1480 Wejście w życie 13 sierpnia 2021 r.</p>	<p>Najważniejsze założenia Rozporządzenia, to:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2026 wynosi 7 991 MW; ✓ cena wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej w aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2026 wynosi 364 zł/kW; ✓ współczynnik służący do wyznaczenia ceny maksymalnej obowiązującej w aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2026 wynosi 1,1; ✓ cena maksymalna określona dla cenobiorcy, wyznaczona na podstawie kapitałowych i operacyjnych kosztów stałych w aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2026 wynosi 186 zł/kW. ✓ jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych netto odniesiony do mocy osiągalnej netto, uprawniający do oferowania obowiązków mocowych w aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2026 na nie więcej niż: i) 15 okresów dostaw przez nową jednostkę rynku mocy wytwórczą, wynosi 2400 zł/kW; ii) 5 okresów dostaw przez nową i modernizowaną jednostkę rynku mocy wytwórczą albo jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania, wynosi 400 zł/kW. ✓ minimalne wielkości obowiązków mocowych planowanych do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2026 wynoszą: (1) 500 MW – dla I kwartału; (2) 100 MW – dla II kwartału; (3) 100 MW – dla III kwartału; (4) 500 MW – dla IV kwartału.
--	---

Najistotniejsze procesy legislacyjne prowadzone w III kw. 2021 roku

Tabela 23: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę

<p>Program Ministerstwa Aktywów Państwowych „Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce”.</p>	<p>Ministerstwo Aktywów Państwowych oficjalnie poinformowało, że 23 lipca 2021 r., przedstawiciele Energa SA, ENEA SA, Tauron SA, PGE SA, zawarli porozumienie z Ministrem Aktywów Państwowych, które rozpoczyna kolejny etap prac przy transformacji branży elektroenergetycznej w Polsce.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Celem porozumienia jest określenie współpracy w procesie wydzielenia aktywów energetyki węglowej i ich integracji w Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego S.A. (NABE), a także wsparcie procesu kształtowania optymalnego modelu działalności NABE; ✓ Koncepcja transformacji sektora elektroenergetycznego w Polsce została przedstawiona przez Ministerstwo Aktywów Państwowych w kwietniu br. Kluczowym założeniem projektu jest dokonanie integracji aktywów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w konwencjonalnych jednostkach węglowych w ramach jednego podmiotu, tj. NABE; ✓ Zawarte porozumienie umożliwi przygotowanie spółek do wydzielenia aktywów węglowych w jednorodny dla wszystkich podmiotów sposób, pozwoli na wybór jednego profesjonalnego doradcy dla wszystkich podmiotów, a także ograniczy koszty realizowanego procesu. Porozumienie będzie też stanowić podstawę do wypracowania docelowej organizacji NABE, z uwzględnieniem ostatecznej treści dokumentu przyjętego przez Radę Ministrów oraz uzgodnień w ramach umowy społecznej dla energetyki i węgla brunatnego.
<p>Komunikat Komisji Europ. do Parlamentu Europejskiego, Rady UE, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Gotowi na 55”: Osiągnięcie unijnego celu klimatycznego na 2030 r. w drodze do neutralności klimatycznej COM/2021/550 final</p>	<p>14 lipca 2021 r. Komisja Europejska zaprezentowała Komunikat, w którym zamieściła propozycje legislacyjne dla realizacji celu ograniczenia do 2030 r. emisji netto (gazów cieplarnianych) o co najmniej 55% w porównaniu z poziomem z 1990 r. - w drodze do neutralności klimatycznej w 2050 r.</p> <p>Propozycje legislacyjne zostały nazwane Pakietem „Gotowi na 55” ang. <i>Fit for 55</i> (Pakiet). Ważniejsze propozycje zmian, to:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Objęcie od 2026 r. transportu drogowego i budownictwa systemem handlu emisjami; ✓ Od 2035 r. możliwość rejestracji jedynie pojazdów bezemisyjnych; ✓ Konieczność zapewnienia w sieci TEN-T określonej mocy punktów ładowania pojazdów elektrycznych co 60 km i punktów tankowania wodoru co 150 km (od 2025/2030/2035 r. w zależności od poziomu mocy i obszaru sieci TEN-T); ✓ Zaprzestanie przydzielania bezpłatnych uprawnień dla lotnictwa do końca 2026 r.; ✓ Objęcie transportu morskiego systemem handlu emisjami (od 20 proc. w 2023 r. do 100 proc. w 2026 r.); ✓ Wprowadzenie granicznego podatku klimatycznego od 2026 r.; ✓ Nowy cel efektywności energetycznej na 2030 - 36%; ✓ Nowy cel OZE na 2030 - 40%. <p>Wszystkie te propozycje są ze sobą powiązane i wzajemnie się uzupełniają. Podczas gdy w perspektywie średnio i długoterminowej, korzyści płynące z unijnej polityki przeciwdziałania zmianie klimatu wyraźnie przewyższają koszty tej transformacji, w perspektywie krótkoterminowej istnieje ryzyko, że polityka ta wywrze dodatkową presję na wrażliwe gospodarstwa domowe, mikroprzedsiębiorstwa i użytkowników transportu. Proponuje się utworzenie nowego Społecznego Funduszu Klimatycznego, który zapewni państwom członkowskim specjalne środki finansowe, aby pomóc obywatelom w finansowaniu inwestycji w efektywność energetyczną, nowe systemy ogrzewania i chłodzenia oraz czystsza mobilność. Społeczny Fundusz Klimatyczny byłby finansowany z budżetu UE z wykorzystaniem kwoty odpowiadającej 25% spodziewanych przychodów z handlu uprawnieniami do emisji w odniesieniu do paliw stosowanych w budownictwie i transporcie drogowym. Zapewni on państwom członkowskim finansowanie w wysokości 72,2 mld euro na lata 2025-2032, w oparciu o ukierunkowaną zmianę</p>

	<p>wieloletnich ram finansowych. Dzięki wnioskowi dotyczącemu wykorzystania dopasowanego finansowania państw członkowskich, Fundusz uruchomiłby 144,4 mld euro na transformację sprawiedliwą społecznie.</p> <p>Najistotniejsze dla sektora energetyki legislacje Pakietu:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Dyrektywa zmieniająca dyrektywę 2003/87/E (EU ETS); ✓ Dyrektywa zmieniająca dyrektywę 2018/2001 (RED II); ✓ Rozporządzenia ws. infrastruktury paliw alternatywnych (AFID); ✓ Przegląd dyrektywy ws. opodatkowania energii (ETD); ✓ Przegląd dyrektywy o efektywności energetycznej (ETD); ✓ Rozporządzenie ws. mechanizmu dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (CBAM).
<p>Ustawa o zmianie ustawy o OZE oraz niektórych innych ustaw z dnia 17 września 2021 r.</p>	<p>17 września 2021 r. Sejm rozpatrzył poprawki Senatu do Ustawy. Najistotniejsze zmiany w Ustawie:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Umożliwienie Krajowemu Ośrodkowi Wsparcia Rolnictwa (KOWR) zawarcie bez przetargu, umowy ze spółkami skarbu państwa (lub innymi podmiotami władającymi infrastrukturą krytyczną) na dzierżawę nieruchomości rolnych pod budowę jednostek generujących energię z OZE; ✓ Ograniczenie obowiązków koncesyjnych dla przedsiębiorców prowadzących działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji, tj. podniesienie progu łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej z 0,5 MW do 1 MW lub mocy osiągalnej ciepłej w skojarzeniu z 0,9 MW do 3 MW; ✓ Przedłużenie do 31 grudnia 2027 r. obowiązującego aukcyjnego systemu wsparcia dla wytwórców energii z OZE; ✓ Określenie długoterminowego harmonogramu udzielania wsparcia wytwórcom OZE przez sześć kolejnych lat; ✓ Umożliwienie lokalizacji urządzeń wytwarzających energię z OZE bez konieczności uwzględnienia w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego danej gminy, z obecnie obowiązującej mocy zainstalowanej 100 kW do 500 kW; ✓ Przedłużenie do 30 czerwca 2047 r. szeregu mechanizmów dotyczących max. okresu otrzymywania wsparcia dla instalacji, w tym m.in. obowiązku zakupu niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie albo prawa do dopłaty do ceny rynkowej energii elektrycznej w ramach tzw. systemów FIT oraz FIP, obowiązku zakupu energii elektrycznej po stałej cenie albo prawa do dopłaty do ceny rynkowej energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego; ✓ Ustawowe potwierdzenie dotychczasowej praktyki Prezesa URE, dotyczącej sposobu określania łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE.



Farma wiatrowa Energi

Akcje i Akcjonariat

6. AKCJE I AKCJONARIAT

6.1. Informacje o akcjach i akcjonariacie Spółki Energa

Akcje Energi SA są notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie od 2013 roku. Na dzień 30 września 2021 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszej Informacji strategicznym akcjonariuszem Energi jest PKN ORLEN, który posiada 90,92% akcji Spółki, co daje 93,28% głosów na jej Walnym Zgromadzeniu.

Tabela 24: Akcje Spółki według serii i rodzajów na dzień 30 września 2021 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszej Informacji

Seria	Rodzaj akcji	Akcje	(%)	Głosy	(%)
AA	zwykle na okaziciela	269 139 114	65,00	269 139 114	48,15
BB	imienne uprzywilejowane*	144 928 000	35,00	289 856 000	51,85
RAZEM		414 067 114	100,00	558 995 114	100,00

* Jedna akcja uprzywilejowana daje prawo do 2 głosów na Walnym Zgromadzeniu.

Tabela 25: Struktura akcjonariatu Spółki Energa według stanu na dzień 30 września 2021 roku na dzień sporządzenia niniejszej Informacji

Nazwa akcjonariusza	Struktura akcjonariatu Spółki			
	Akcje	(%)	Głosy	(%)
PKN ORLEN	376 488 640	90,92	521 416 640	93,28
pozostali	37 578 474	9,08	37 578 474	6,72
RAZEM	414 067 114	100,00	558 995 114	100,00

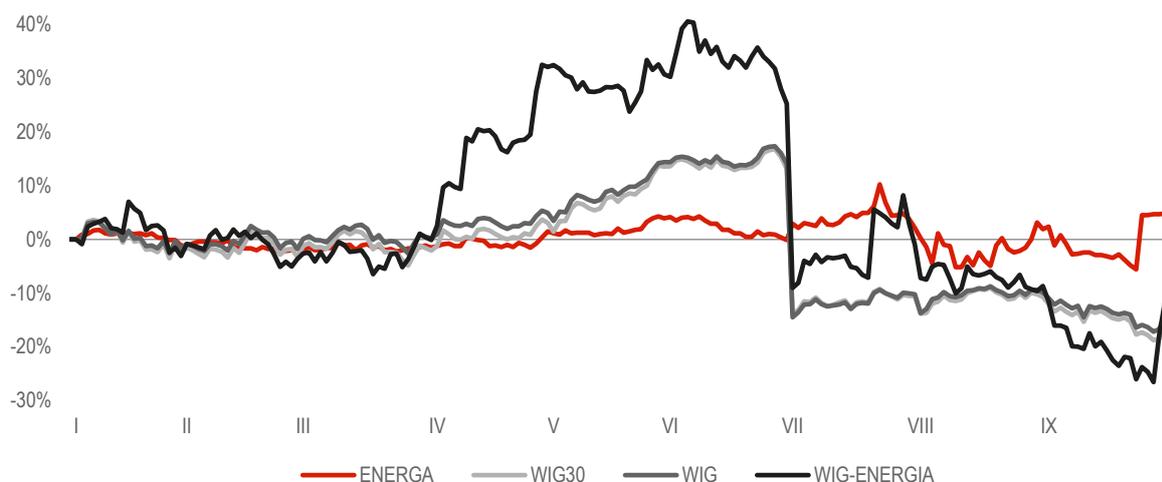
6.2. Notowania akcji Spółki i rekomendacje

Tabela 26: Dane dotyczące akcji Spółki Energa na dzień 30 września 2021 roku

Dane	Wartość
Cena emisyjna	17,00 zł
Liczba akcji	414 067 114
Kurs na koniec okresu	8,16 zł
Kapitalizacja na koniec okresu	3,38 mld zł
Minimum w okresie 9 m-cy 2021 r.	7,75 zł
Maximum w okresie 9 m-cy 2021 r.	8,90 zł
Średnia wartość obrotu w okresie 9 m-cy 2021 r.	0,23 mln zł
Średni wolumen obrotu w okresie 9 m-cy 2021 r.	29 tys. szt.
Średnia liczba transakcji w okresie 9 m-cy 2021 r.	0,1 tys. szt.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z www.infostrefa.com

Rysunek 21: Zmiana kursu akcji Energi SA w porównaniu do zmian indeksów WIG, WIG30 i WIG-ENERGIA



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z www.infostrefa.com

Cena akcji Energi na zamknięciu sesji giełdowej w dniu 30 września 2021 roku wyniosła 8,16 zł, co oznacza że w porównaniu z kursem w ostatnim dniu roboczym 2020 roku (tj. 30 grudnia) wzrosła o 0,30%. W związku ze zmniejszeniem liczby akcji Energi w wolnym obrocie poniżej 10% (po ogłoszeniu wyników wezwania delistującego przez PKN ORLEN) Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. wykreśliła akcje Energi ze wszystkich indeksów giełdowych ze skutkiem po sesji w dniu 3 grudnia 2020 roku.

6.3. Oceny ratingowe

W III kw. 2021 roku został wydany rating dla Energa SA przez agencję ratingową Moody's. Więcej informacji na ten temat znajduje się w punkcie 2.2. niniejszej Informacji.

6.4. Zestawienie stanu akcji w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Na dzień 30 września 2021 roku i na dzień sporządzenia niniejszej Informacji żaden z Członków Rady Nadzorczej Energi SA oraz żaden z Członków Zarządu Energi SA nie posiadał akcji Spółki, uprawnień do akcji Spółki ani też akcji/ udziałów w jednostkach powiązanych ze Spółką.



Elektrownia Wodna we Włocławku

Pozostałe informacje o Grupie

7. POZOSTAŁE INFORMACJE O GRUPIE

7.1. Informacje o istotnych umowach

Umowy dotyczące kredytów i pożyczek oraz program emisji obligacji krajowych

Szczegóły dotyczące umów kredytów i pożyczek opisane zostały między innymi w nocie nr 18 Skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień i za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2021 roku.

Tabela 27: Nominalna wartość objętych przez Energe SA i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów według stanu na dzień 30 września 2021 roku (mln zł)

Lp.	Nazwa spółki	Nominalna wartość objętych obligacji
1.	Energa Operator SA	1 066
2.	Energa OZE SA	68
3.	Energa Kogeneracja Sp. z o.o.	4
Razem		1 138

Udzielone poręczenia i gwarancje

Na dzień 30 września 2021 roku poręczenia udzielone przez Energe za zobowiązania spółek Grupy wyniosły łącznie 5 936 mln zł i obejmowały:

- poręczenie za zobowiązania Energi Finance AB (publ) z tytułu emisji euroobligacji w kwocie 5 791 mln zł;
- poręczenia za zobowiązania spółek z Grupy Energa wynikające z gwarancji bankowych udzielonych przez PKO Bank Polski SA w ramach limitów gwarancyjnych dedykowanych spółkom z Grupy Energa w łącznej kwocie 58 mln zł;
- poręczenia za zobowiązania spółek Grupy Energa wobec innych podmiotów, w tym: Skarbu Państwa i Narodowego oraz Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w łącznej kwocie 87 mln zł.

Informacje o istotnych transakcjach z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż rynkowe

Wszystkie transakcje w ramach Grupy Energa są dokonywane w oparciu o ceny rynkowe dostarczanych towarów, produktów lub usług oparte o koszt ich wytworzenia. Szczegółowe informacje w tym zakresie znajdują się w nocie 20 Skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień i za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2021 roku.

7.2. Zarządzanie ryzykiem

Klasyfikacja ryzyk w Grupie Energa składa się z czterech obszarów:

- strategiczny, obejmujący ryzyka związane z realizacją celów strategicznych, w tym planowaniem i realizacją inwestycji czy nadzorem korporacyjnym,
- prawno-regulacyjny, obejmujący ryzyka dotyczące zgodności z obowiązującymi przepisami i regulacjami,
- operacyjny, obejmujący ryzyka związane z realizacją celów operacyjnych, w tym dotyczące infrastruktury, realizowanych procesów czy zasobów,
- finansowy, obejmujący ryzyka związane z zarządzaniem finansami.

Szczegółowy opis ryzyk dotyczących działalności Spółki przedstawiony został w Sprawozdaniu Zarządu Energi SA z działalności Grupy Kapitałowej Energa w I półroczu 2021 roku. W ocenie Zarządu Spółki przedstawione w w/w dokumencie ryzyka pozostają aktualne.

7.3. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej

Na dzień 30 września 2021 roku Grupa Energa była stroną 12 009 postępowań sądowych. Jako powód Grupa występowała w 9 786 sprawach, których łączna wartość przedmiotu sporu wyniosła około 474 mln zł. Jako pozwany Grupa występowała w 1 382 sprawach o łącznej wartości przedmiotu sporu około 617 mln zł. Informacje o łącznej wartości przedmiotu sporu nie uwzględniają postępowań, w których roszczenie ma charakter majątkowy niepieniężny.

Na dzień 30 września 2021 roku łączna kwota roszczeń o posadowienie urządzeń elektroenergetycznych na cudzych nieruchomościach bez tytułu prawnego zasądzonych prawomocnym wyrokiem wyniosła około 39,1 mln zł w 1 590 sprawach. Spraw sądowych w toku było 888, zaś wartość przedmiotu sporu w toku wyniosła około 84,3 mln zł.

Na podstawie dostępnych danych dotyczących wartości obecnie prowadzonych postępowań, Spółka przyjmuje, że wartość realnie przypadająca do wypłaty w wyniku rozstrzygnięcia powyższych sporów może sięgać 70,1 mln zł, z zastrzeżeniem zmiany w przypadku wytoczenia przeciwko Enerdze Operator SA nowych postępowań dotyczących urządzeń elektroenergetycznych posadowionych na innych gruntach bez tytułu prawnego.

Powyższe dane nie obejmują także spraw dotyczących prowadzenia w imieniu i na rzecz Energi Obrotu windykacji sądowo-egzekucyjnej, w celu dochodzenia przez spółkę należności od swoich klientów oraz spraw upadłościowych.

Łączna wartość spraw prowadzonych w imieniu i na rzecz Energi Obrotu w zakresie windykacji sądowo-egzekucyjnej, w celu dochodzenia przez spółkę należności od swoich klientów oraz spraw upadłościowych, na 30 września 2021 roku, wynosi około 209 mln zł, w tym:

Rodzaj należności	Saldo na 30 września 2021 (mln zł)
sądowe, egzekucja	129,8
upadłości	68,9
pozabilingowe	7,5
pozabilingowe - upadłości	2,6
Razem	208,8

Poniżej przedstawiono istotne postępowania sądowe, które zawisły przed sądem w 2021 roku, bądź których kontynuacja miała miejsce w 2021 roku. Szczegółowe informacje o krokach prawnych podjętych we wcześniejszych latach, znajdują się w poprzednich raportach okresowych Spółki.

Tabela 28: Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej

Określenie stron	Przedmiot sporu i opis sprawy
Energa Operator SA (powód) Arcus SA (pozwany)	Pozew o zapłatę kar umownych wynikających z umów na dostawę oraz uruchomienie infrastruktury licznikowej w Etapie I <i>Sąd Okręgowy w Gdańsku</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 23,1 mln zł</i> Trwa postępowanie dowodowe przed Sądem I instancji. Na dzień aktualizacji niniejszej sprawy do EOP wpłynęły dwie opinie biegłych sądowych: z zakresu meteorologii oraz z zakresu metrologii. Sąd planuje zlecić uzupełniającą opinię z zakresu metrologii.
Energa Operator SA (pozwany) Arcus SA (powód)	Pozew o stwierdzenie nieważności umowy dotyczącej realizacji dostawy oraz uruchomienia infrastruktury licznikowej w Etapie II <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 78 mln zł</i> Pozew wzajemny o zapłatę kar umownych za opóźnienie w realizacji umowy dotyczącej realizacji dostawy oraz uruchomienia infrastruktury licznikowej <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 157 mln zł</i>

	<p>Sąd Okręgowy w Gdańsku</p> <p>Energa Operator SA nie uznaje roszczenia w żadnej części. Trwa postępowanie dowodowe przed Sądem I instancji. Na dzień aktualizacji niniejszej sprawy trwa poszukiwanie przez Sąd biegłych, którzy podjęliby się sporządzenia opinii z zakresu informatyki.</p>
<p>Energa Operator SA (pozwany) Arcus SA (powód)</p>	<p>Pozew o zapłatę odszkodowania za czyny niedozwolone/czyny nieuczciwej konkurencji</p> <p>Sąd okręgowy w Gdańsku</p> <p>Wartość przedmiotu sporu: ok. 174 mln zł</p> <p>Energa Operator SA kwestionuje zasadność tego powództwa i w odpowiedzi na pozew z dnia 30 kwietnia 2018 roku wniosła o oddalenie powództwa. Sąd na podstawie art. 177 § 1 pkt 1) k.p.c. zawiesił postępowanie w sprawie. Postanowienie to Energa Operator SA zaskarżyła zażaleniem, które zostało oddalone. Postępowanie jest zawieszono.</p>
<p>Energa Operator SA (pozwany) Arcus SA (powód)</p>	<p>Pozew o zapłatę za prace dodatkowe w zakresie umowy o dostawę i uruchomienie infrastruktury licznikowej</p> <p>Sąd Okręgowy w Gdańsku</p> <p>Wartość przedmiotu sporu: ok. 4,7 mln zł</p> <p>Spółka Energa Operator SA kwestionuje zasadność tego powództwa i wniosła o jego odrzucenie, ewentualnie oddalenie. Sąd nie uwzględnił wniosku o odrzucenie pozwu.</p>
<p>Energa Operator SA (strona); PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI (organ)</p>	<p>Kara pieniężna nałożona przez organ</p> <p>Sąd Okręgowy w Warszawie</p> <p>Wartość przedmiotu sporu: 11 mln zł</p> <p>Spółka otrzymała decyzję z dnia 21 grudnia 2016 roku, w której Prezes URE nałożył na Energa Operator SA karę pieniężną w wysokości 11 mln zł za wprowadzenie w błąd Prezesa URE. W dniu 24 maja 2019 roku Sąd Okręgowy w Warszawie wydał wyrok, w którym obniżył orzeczoną karę pieniężną do kwoty 5,5 mln zł.</p> <p>W sprawie obie strony wniosły apelacje.</p>
<p>Energa Operator SA (strona); PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI (organ)</p>	<p>Kara pieniężna nałożona przez organ</p> <p>Sąd Okręgowy w Warszawie</p> <p>Wartość przedmiotu sporu ok: 13,2 mln zł</p> <p>Energa Operator SA otrzymała decyzję z dnia 6 listopada 2017 roku w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych w łącznej wysokości 13,6 mln zł za naruszenia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej poprzez: (1) komunikowanie się z przedsiębiorstwami obrotu za pomocą kodów innych, aniżeli przewidziane w IRIESD; (2) nieprzestrzeganie terminów przekazywania przedsiębiorstwom obrotu danych pomiarowych; (3) nieprzestrzeganie terminów rozpoznawania reklamacji przedsiębiorstw obrotu; (4) nieprzestrzeganie terminów weryfikacji zgłoszeń zmiany sprzedawcy; (5) nieprzestrzeganie terminów końcowego rozliczenia umów sprzedaży energii; (6) niewznowienie dostaw energii u jednego z odbiorców. Sąd Okręgowy w Warszawie wyrokiem z 8 grudnia 2020 r. oddalił odwołanie. Spółka wniosła apelację która została oddalona przez Sąd Apelacyjny w Warszawie wyrokiem z 7 września 2021 r. Spółka złożyła wniosek o uzasadnienie.</p>
<p>Energa Kogeneracja Sp. z o.o. (powód) Mostostal Warszawa SA (pozwany)</p>	<p>Pozew o zapłatę z tytułu obniżenia ceny kontraktowej</p> <p>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX Gc 494/17</p> <p>Wartość przedmiotu sporu (po rozszerzeniu powództwa): ok. 114,4 mln zł, z pozwu wzajemnego ok. 7,8 mln zł</p> <p>Energa Kogeneracja Sp. z o.o. wniosła o zasądzenie od Mostostal Warszawa S.A. kwoty ok. 114,4 mln zł, na którą składają się: ok. 22,6 mln zł tytułem kar umownych, ok. 90,3 mln zł tytułem obniżenia wynagrodzenia oraz ok. 1,5 mln zł tytułem skapitalizowanych odsetek. W odpowiedzi na pozew z dn. 15.12.2017r. Mostostal Warszawa S.A. wniosł o oddalenie powództwa w całości i wniosł pozew wzajemny o zasądzenie od Energa Kogeneracja Sp. z o.o. kwoty ok. 7,8 mln zł, na którą to kwotę składają się: ok. 7,4 mln zł tytułu zwrotu nienależnie pobranej gwarancji bankowej oraz ok. 0,4 mln zł z tytułu skapitalizowanych odsetek.</p> <p>W sprawie odbyła się jedynie jedna rozprawa w przedmiocie opozycji Mostostal Warszawa S.A. wobec wstąpienia do sprawy interwenienta ubocznego – Ministra Energii (którego zadania po reorganizacji przejął Minister Klimatu). Opozycja Mostostal Warszawa S.A. wobec wstąpienia do sprawy interwenienta ubocznego została oddalona, w związku z czym interwenient uboczny nadal występuje w procesie.</p>

	<p>Sąd dopuścił w sprawie dowód z opinii instytutu naukowo – badawczego w trybie zabezpieczenia. Dotychczas opinia nie została jednak sporządzona albowiem żaden z instytutów, do których sąd zwrócił się z pytaniem o możliwość sporządzenia opinii, nie potwierdził takiej możliwości (zarówno w Polsce, jak i za granicą).</p> <p>Aktualnie strony oczekują na odpowiedz z instytutów w Sztokholmie, Hamburgu oraz Wiedniu.</p> <p>Negocjacje stron celem zawarcia ugody nie doprowadziły dotychczas do zawarcia ugody. W portalu informacyjnym jest informacja, że w pierwszych dniach czerwca 2021 biegły dostarczył opinię do sądu. W niedługim czasie powinna być przesłana do stron.</p>
<p>Mostostal Warszawa S.A. (powód) Energa Kogeneracja Sp. z o.o. (pozwany)</p>	<p>Pozew o zapłatę z tytułu wynagrodzenia <i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX Gc 190/18</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 26,3 mln zł</i></p> <p>Mostostal Warszawa S.A. wniósł o zasądzenie od Energa Kogeneracja Sp. z o.o. kwoty ok. 26,3 mln zł, na którą to kwotę składają się: ok. 20 mln zł tytułem wynagrodzenia (w części) oraz ok. 6,3 mln zł tytułem skapitalizowanych odsetek. Pierwotnie został w sprawie wydany nakaz zapłaty w postępowaniu upominawczym, ale na skutek sprzeciwu Energa Kogeneracja Sp. z o.o. sprawa została przekazana do trybu zwykłego. W sprawie odbyło się 7 rozpraw, na których przesłuchano wszystkich świadków.</p> <p>Sąd dopuścił dowód z opinii biegłego sądowego do spraw budowlanych. W trakcie sporządzania opinii biegły zwrócił się do stron o dostarczenie dodatkowych dokumentów, które to zobowiązanie wykonały obie strony. Opinia biegłego sądowego została doręczona stronom wraz z zobowiązaniem do ustosunkowania się. Opinia biegłego stwierdza okoliczności korzystne dla Mostostal Warszawa S.A.. Strony ustosunkowały się do opinii biegłego.</p>
<p>akcjonariusze Spółki (powodowie) Energa SA (pozwana)</p>	<p>zaskarżenie Uchwały nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 29.10.2020 r. <i>Sąd Okręgowy w Gdańsku, sygnatura IX GC 1158/20</i> <i>Roszczenie ma charakter majątkowy niepieniężny.</i></p> <p>9 grudnia 2020 Zarząd Energa SA powziął informację o wydaniu w dniu 7 grudnia 2020 r. przez Sąd Okręgowy w Gdańsku, IX Wydział Gospodarczy, postanowienia o udzieleniu akcjonariuszom Spółki zabezpieczenia roszczenia o uchylenie uchwały nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 29 października 2020 r. w sprawie wycofania z obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. 269.139.114 akcji Spółki zwykłych na okaziciela serii AA i oznaczonych w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych S.A. kodem ISIN PLENERG00022 ("Uchwała"), poprzez wstrzymanie jej wykonania na czas trwania postępowania. Skutkiem wydania postanowienia jest wstrzymanie wykonalności Uchwały.</p> <p>Wniosek o zabezpieczenie w ww. sprawie został wniesiony razem z pozwem o uchylenie Uchwały. Energa SA złożyła zażalenie na postanowienie o zabezpieczeniu oraz odpowiedź na pozew w terminie i w sposób przewidziany przez obowiązujące przepisy prawne (odpowiednio: dnia 21 stycznia 2021 r. oraz 7 stycznia 2021 r.). Do sprawy przystąpił Przewodniczący Komisji Nadzoru Finansowego.</p> <p>W dniu 24 lutego 2021 roku Powodowie złożyli replikę na odpowiedź na pozew. Zarządzeniem z dnia 21 września 2021 r. Sąd wyznaczył pozwanej termin 21 dni na złożenie pisma. Termin upływa 25 października 2021 r.</p> <p>Dnia 21 kwietnia 2021 roku Energa SA otrzymała rozstrzygnięcie złożonego zażalenia na postanowienie w przedmiocie zabezpieczenia roszczenia. Postanowieniem z dnia 12 kwietnia 2021 roku Sąd zmienił postanowienie o udzieleniu zabezpieczenia z dnia 7 grudnia 2020 roku w ten sposób, że uzależnił jego wykonanie od złożenia przez Powodów kaucji w wysokości 1.360.326,23 zł. Na dzień 7 października 2021 roku brak jest informacji o wniesieniu kaucji.</p> <p>28 kwietnia 2021 roku pełnomocnik Powodów złożył wniosek o uzasadnienie postanowienia z 12 kwietnia 2021 roku. W dniu 11 maja 2021 roku sporządzono uzasadnienie postanowienia z 12 kwietnia 2021 roku.</p>
<p>akcjonariusze Spółki (powodowie) Energa SA (pozwana)</p>	<p>zaskarżenie Uchwały nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 29.10.2020 r. <i>Sąd Okręgowy w Gdańsku, sygnatura IX GC 1164/20</i> <i>Roszczenie ma charakter majątkowy niepieniężny.</i></p> <p>16 grudnia 2020 roku Zarząd Energa SA powziął informację o wydaniu w dniu 10 grudnia 2020 r. Sąd Okręgowy w Gdańsku, IX Wydział Gospodarczy postanowienia o udzieleniu akcjonariuszom Spółki zabezpieczenia roszczenia o stwierdzenie nieważności lub uchylenie uchwały nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 29 października 2020 r. w sprawie wycofania z obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. 269.139.114</p>

	<p>akcji Spółki zwykłych na okaziciela serii AA i oznaczonych w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych S.A. kodem ISIN PLENERG00022 ("Uchwała"), poprzez wstrzymanie jej wykonania na czas trwania postępowania. Skutkiem wydania postanowienia jest wstrzymanie wykonalności Uchwały. Wniosek o zabezpieczenie w ww. sprawie został wniesiony razem z pozwem o stwierdzenie nieważności lub uchylenie Uchwały. Energa SA złożyła zażalenie na postanowienie o zabezpieczeniu oraz odpowiedź na pozew w terminie i w sposób przewidziany przez obowiązujące przepisy prawne (odpowiednio: w dniu 12 stycznia 2021 r. oraz 25 lutego 2021 r. W dniu 8 czerwca 2021 roku do Sądu wpłynęła replika Powodów na odpowiedź na pozew. W sprawie złożony został wniosek Spółki o wyrażenie przez Sąd zgody na złożenie pisma procesowego – dupliki na odpowiedź na pozew. Wniosek oczekuje na rozstrzygnięcie Sadu.</p> <p>W dniu 14 kwietnia 2021 r. Energa SA powzięła informację o rozstrzygnięciu złożonego zażalenia na postanowienie w przedmiocie zabezpieczenia roszczenia. Postanowienie o udzieleniu zabezpieczenia z dnia 10 grudnia 2020 r. zmieniono w ten sposób, że uzależniono jego wykonanie od złożenia przez powodów kaucji w wysokości 1.360.326,23 zł. Kaucja, w kwocie 1.360.326,23 zł, na zabezpieczenie roszczeń Spółki powstałych w wykonaniu postanowienia o zabezpieczeniu została wpłacona przez jednego z Powodów na rachunek Sądu Okręgowego w Gdańsku.</p>
Energa SA (wnioskodawca)	<p><i>Komisja Nadzoru Finansowego</i></p> <p>W dniu 30 października 2020 r. Spółka złożyła do Komisji Nadzoru Finansowego wniosek o wycofanie akcji Spółki z obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.</p> <p>W dniu 19 stycznia 2021 r. Spółka powzięła informację o wydaniu w dniu 15 stycznia 2021 r. przez Komisję Nadzoru Finansowego postanowienia o zawieszeniu ww. postępowania.</p>
Energa Obrót SA (strona) PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI (organ)	<p>Odwołanie od decyzji odmawiającej zatwierdzenia zmiany taryfy na 2020 rok dla energii elektrycznej dla odbiorców z grupy taryfowej G</p> <p><i>Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów; sygnatura sprawy AmE 229/20</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 152,5 mln zł</i></p> <p>Energa Obrót SA złożyła odwołanie od decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) z dnia 8 lipca 2020 roku odmawiającej zatwierdzenia zmiany w trybie art. 155 k.p.a. decyzji Prezesa URE z dnia 30 grudnia 2019 roku opublikowanej w Biuletynie Branżowym URE – Energia elektryczna nr 319 (2954). We wrześniu 2020 roku Prezes URE przekazał odwołanie do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów („SOKiK”). W listopadzie 2020 roku Prezes URE przekazał do SOKiK stanowisko wobec odwołania.</p>
Eco dla firm (powód) Energa Obrót SA (pozwany)	<p>Powództwo o zapłatę wynagrodzenia w związku z zawartą Umową Agencyjną nr 1/2012 dotyczącą sprzedaży produktów energetycznych i gazowych na rzecz Energa Obrót SA.</p> <p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy; sygnatura akt IX GC 319/21</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 5,4 mln zł</i></p> <p>W dniu 30 czerwca 2021 roku Enerdze Obrót SA doręczono pozew o zapłatę kwoty 5 440 904,06 zł wraz z odsetkami tytułem wynagrodzenia w związku z zawartą Umową Agencyjną nr 1/2012 dotyczącą sprzedaży produktów energetycznych i gazowych na rzecz Energa Obrót SA. Energa Obrót SA w wymaganym terminie sporządziła odpowiedzi na pozew. Następnie miała miejsce wymiana pism procesowych. W sierpniu 2021 roku wpłynęło pismo powódki z wnioskiem o zawieszenie postępowania. Sprawa została zawieszona do czasu rozpoznania sprawy z powództwa Energa Obrót SA przeciwko Eco dla Firm.</p>
Powództwa o ustalenie nieistnienia stosunku prawnego, który miał powstać wskutek zawarcia przez Energe Obrót SA umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA)	

Energa Obrót SA (powód) "MEGAWATT BALTICA" SA (pozwany 1), Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Arbitrażowy przy KIG w Warszawie, sygnatura SA 128/17</i></p> <p><i>Sygnatura w II instancji: I Aga 35/19</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 23,3 mln zł</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. Strony złożyły odpowiedź na pozew wzajemny. W dniu 5 grudnia 2017 r. MEGAWATT BALTICA złożyła odpowiedź na pozew wraz z pozwem wzajemnym, m. in. o zapłatę kar umownych. W dniu 29 stycznia 2018 roku przy udziale Megawatt Baltica SA odbyło się posiedzenie w sprawie o zawezwanie do próby ugodowej. Do zawarcia ugody nie doszło. W dniu 16 stycznia 2018 r. Sąd stwierdził swoją niewłaściwość w odniesieniu do powództwa przeciwko Powszechnej Kasie Oszczędności Bank Polski SA.</p> <p>W dniu 4 czerwca 2018 r. został wydany wyrok częściowy oddalający powództwo Energa Obrót SA.</p> <p>W dniu 27 grudnia 2018 roku został wydany wyrok końcowy zasądający od Energa Obrót SA na rzecz Megawatt Baltica SA kary umowne. Zasądzona kwota kar umownych została zmiarkowana o 10% (tj. ok. 15,3 mln zł).</p> <p>W dniu 26 września 2019 roku odbyły się rozprawy w/s ze skarg Energa Obrót SA o uchylenie wyroku częściowego i wyroku końcowego. W dniu 10 października 2019 roku Sąd wydał wyroki oddalające skargi Energi Obrotu SA o uchylenie wyroku częściowego oraz końcowego. W dniu 11 października 2019 roku Energa Obrót SA złożyła wnioski o uzasadnienie wyroków. Decyzją spółki skarga kasacyjna w sprawie ze skargi o uchylenie wyroku częściowego nie została wniesiona, natomiast skarga kasacyjna dotycząca skargi o uchylenie wyroku końcowego została wniesiona 17 lutego 2020 roku. Postanowieniem z dnia 17 lipca 2020 roku Sąd Najwyższy przyjął skargę kasacyjną do rozpoznania.</p>
Boryszewo Wind Invest Sp. z o.o. (powód) Energa Obrót SA (pozwany)	<p>Powództwo o zapłatę odszkodowania z tytułu niewykonywania przez Energe Obrót SA części ramowej umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA)</p> <p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 701/17</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 31,8 mln zł (w apelacji: 17,8 mln zł)</i></p> <p>W dniu 25 sierpnia 2017 roku Boryszewo Wind Invest wniosła przeciwko Enerdze Obrotowi SA pozew o zapłatę kwoty ok. 31,9 mln zł wraz z odsetkami z tytułu odszkodowania za niewykonanie w części Ramowej Umowy Sprzedaży Praw Majątkowych wynikających ze Świadectw Pochodzenia Nr W/HH/210/2010/1.</p> <p>Sprawa została zakończona w I instancji wyrokiem zasądającym na rzecz Boryszewo Wind Invest kwotę ok. 17,8 mln zł wraz z odsetkami ustawowymi od dnia 26 lipca 2017 roku, a w pozostałym zakresie oddalającym powództwo. Energa Obrót SA wniosła apelację, która wyrokiem sądu II instancji z dnia 28 października 2019 roku została oddalona. W dniu 22 lipca 2020 r. Energa Obrót SA złożyła skargę kasacyjną. Postanowieniem z dnia 16 grudnia 2020 roku Sąd Najwyższy przyjął skargę kasacyjną do rozpoznania.</p>
Energa Obrót SA (powód) BORYSZEWO WIND INVEST Sp. z o.o. (pozwany 1), mBank SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 799/17</i></p> <p><i>Sygnatura w II instancji: VII AGa 8/19</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 10,8 mln zł</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. Pozwani złożyli odpowiedzi na pozew.</p> <p>We wrześniu 2018 roku Sąd wydał wyrok oddalający powództwo. W dniu 2 listopada 2018 roku Energa Obrót SA złożyła apelację.</p> <p>W dniu 10 marca 2021 r. Sąd Apelacyjny w Warszawie wydał wyrok oddalający apelację Energi Obrót SA. Energa Obrót SA złożyła wniosek o doręczenie wyroku z uzasadnieniem.</p>
Energa Obrót SA (powód) JEŻYCZKI WIND INVEST sp. z o.o. (pozwany 1), mBank SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 805/17</i></p> <p><i>Sygnatura w II instancji: VII AGa 1998/18</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 15,3 mln zł</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. Strony złożyły odpowiedź na pozew. W dniu 6 czerwca 2018 roku sąd wydał wyrok oddalający powództwo. W dniu 13 lipca 2018 roku Energa Obrót SA wniosła apelację, która następnie, wyrokiem sądu II instancji została oddalona. W dniu 29 marca 2021 roku Energa Obrót SA wniosła skargę kasacyjną. Pozwani złożyli odpowiedź na skargę kasacyjną.</p>

Energa Obrót SA (powód) WIND INVEST sp. z o.o., (pozwany 1), mBank SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 798/17</i></p> <p><i>Sygnatura w II instancji: VII AGa 1004/19</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 15,2 mln zł</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. W dniu 19 września 2019 roku. Sąd oddalił powództwo Energi Obrótu SA. W dniu 27 listopada 2019 roku Energa Obrót SA złożyła apelację która następnie, wyrokiem sądu II instancji została oddalona . W dniu 22 marca 2021 roku Energa Obrót SA wniosła skargę kasacyjną. Pozwani złożyli odpowiedzi na skargę kasacyjną. W dniu 25 sierpnia 2021 roku skarga kasacyjna Energa Obrót SA została przyjęta do rozpoznania.</p>
Energa Obrót SA (powód) STARY JAROSŁAW WIND INVEST sp. z o.o. (pozwany 1), mBank SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 802/17</i></p> <p><i>Sygnatura w II instancji: VII AGa 61/20</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 13,8 mln zł</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. W dniu 17 listopada 2017 roku Pozwani złożyli odpowiedzi na pozew.. Wyrokiem z dnia 24 września 2019 roku sąd oddalił powództwo o ustalenie. W dniu 17 grudnia 2019 roku Energa Obrót SA złożyła apelację od wyroku. W dniu 15 kwietnia 2021 r. Sąd II instancji wydał wyrok oddalający apelację Energi Obrót SA. Energa Obrót SA złożyła wniosek o doręczenie wyroku z uzasadnieniem. Wyrok wraz z uzasadnieniem został doręczony w dniu 12 października 2021 roku</p>
Energa Obrót SA (powód) KRUPY WIND INVEST sp. z o.o. (pozwany 1), mBank SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 803/17</i></p> <p><i>Sygnatura w II instancji: VII AGa 572/19</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 5,6 mln zł</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. Sprawa została zakończona przed sądem I instancji wyrokiem oddalającym powództwo Spółki. W dniu 2 lipca 2019 r. Energa Obrót SA złożyła apelację.. W dniu 15 września 2020 r. sąd wydał wyrok oddalający apelację Energi Obrót SA. W dniu 30 grudnia 2020 roku Energa Obrót SA złożyła skargę kasacyjną. Pozwani złożyli odpowiedź na skargę kasacyjną.</p>
Energa Obrót SA (powód/pozwany wzajemny) "EW CZYZEWO" sp. z o.o. (pozwany 1/powód wzajemny), BANK BGŻ BNP PARIBAS SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 736/17</i></p> <p><i>Sygnatura w II instancji: I AGa 56/19</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 3,9 mln zł</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. W dniu 22 grudnia 2018 r. złożone zostały odpowiedzi na pozew, przy czym „EW CZYZEWO” sp. z o.o. złożyła również pozew wzajemny o zapłatę kar umownych. Sąd wydał wyrok oddalający powództwo o ustalenie i zasądający kary umowne. Energa Obrót SA wniosła apelację od wyroku. Sąd II instancji oddalił apelację w zakresie żądania ustalenia nieważności CPA oraz uwzględnił apelację w zakresie żądania miarkowania kar umownych. Energa Obrót SA wniosła skargę kasacyjną. W dniu 16 września 2021 roku uzyskano informację z biura obsługi interesantów Sądu Najwyższego, że skarga kasacyjna Energa Obrót S.A. została przyjęta do rozpoznania – oczekuje się na doręczenie postanowienia.</p>
Energa Obrót SA (powód) ELEKTROWNIA WIATROWA EOL sp. z o.o. (pozwany 1), BANK ZACHODNI WBK SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XXVI GC 712/17</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 3 mln zł.</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. Sprawa zakończyła się w I instancji oddaleniem powództwa.. W dniu 7 lipca 2020 r. Energa Obrót SA złożyła apelację, która następnie, 25 czerwca 2021 roku, wyrokiem Sądu Apelacyjnego II instancji została oddalona. W dniu 6 lipca 2021 roku Energa Obrót SA złożyła pismo stanowiące odpowiedź na otrzymany 1 lipca 2021 roku wniosek pozwanych o wydanie przez referendarza sądowego postanowienia z wyliczeniem kosztów postępowania zgodnie z wyrokiem Sądu I instancji oraz zasądzenie trzykrotności minimalnej stawki kosztów zastępstwa procesowego.</p> <p>W dniu 30 września 2021 roku Energa Obrót SA odebrała wyrok wraz z uzasadnieniem.</p>
Energa Obrót SA (powód) WIELKOPOLSKIE ELEKTROWNIE WIATROWE sp. z o.o. (pozwany 1), BANK BGŻ BNP PARIBAS SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 735/17</i></p> <p><i>Sygnatura w II instancji: I AGa 74/19</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 3 mln zł</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. W dniu 15 i 19 grudnia 2017 r. złożone zostały odpowiedzi na pozew.</p> <p>W dniu 6 grudnia 2018 r. wydany został wyrok oddalający powództwo. W dniu 12 lutego 2019 r. Energa Obrót SA złożyła apelację. W dniu 13 sierpnia 2019 r. wydany został wyrok oddalający apelację. W dniu 5 sierpnia 2020 roku Energa Obrót SA złożyła skargę kasacyjną. We wrześniu 2020 roku Wielkopolskie Elektrownie Wiatrowe oraz BNP Paribas złożyły odpowiedzi na skargę kasacyjną.</p>

Energa Obrót SA (powód) "EW KOŹMIN" sp. z o.o. (pozwany 1), BANK BGŻ BNP PARIBAS SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 738/17</i> <i>Sygnatura w II instancji: I AGa 21/19</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 2,8 mln zł</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. W dniu 22 grudnia 2018 r. złożone zostały odpowiedzi na pozew, przy czym „EW KOŹMIN” sp. z o.o. złożyła również pozew wzajemny o zapłatę kar umownych.</p> <p>W dniu 30 sierpnia 2018 r. sąd wydał wyrok oddalający powództwo o ustalenie i zasądzający kary umowne. Energa Obrót SA złożyła apelację. W dniu 24 czerwca 2020 r. sąd II instancji wydał wyrok, w którym oddalił apelację w zakresie żądania ustalenia nieważności CPA oraz uwzględnił apelację w zakresie żądania miarkowania kar umownych. W dniu 10 sierpnia 2020 r. doręczono wyrok z uzasadnieniem. W dniu 12 października 2020 roku Energa Obrót SA złożyła skargę kasacyjną. W dniu 22 września 2021 roku uzyskano informację z biura obsługi interesantów Sądu Najwyższego, że skarga kasacyjna Energa Obrót SA została przyjęta do rozpoznania – oczekuje się na doręczenie postanowienia.</p>
Wielkopolskie Elektrownie Wiatrowe sp. z o.o. (powód), Energa Obrót SA (pozwany)	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 719/19</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 6,1 mln zł</i></p> <p>17 października 2019 roku Energa Obrót SA złożyła odpowiedź na pozew. Sąd I instancji w dniu 4 marca 2021 roku wydał wyrok uwzględniający część roszczenia, tj. zasądzający od Energa Obrót SA na rzecz WEW kwotę 2.449.632,93 zł wraz z odsetkami ustawowymi oraz kosztami procesu (35.435,09 zł). W pozostałym zakresie, czyli co do ponad połowy dochodzonego roszczenia powództwo zostało oddalone. W uzasadnieniu sąd wskazał, że roszczenie o zapłatę kar umownych za niewykonywanie CPA jest uzasadnione, niemniej kary powinny podlegać znacznemu miarkowaniu, do wysokości rzeczywiście poniesionej szkody.</p> <p>Wyrok nie jest prawomocny. W dniu 5 marca 2021 roku został złożony wniosek o sporządzenie pisemnego uzasadnienia wyroku. Energa Obrót SA nie złożyła apelacji od wyroku. W dniu 20 maja 2021 roku Wielkopolskie Elektrownie Wiatrowe Sp. z o.o. złożyła apelację zaskarżając wyrok w części (domagając się zasądzenia kar umownych do 75% ich wysokości wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie od poszczególnych kwot).</p>
Elektrownia Wiatrowa Zonda sp. z o.o. (powód), Energa Obrót SA (pozwany)	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 735/19</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 2,1 mln zł</i></p> <p>Energa Obrót SA złożyła odpowiedź na pozew. 31 stycznia 2020 roku odbyło się posiedzenie przygotowawcze, następnie w dniach 13-14 lipca 2020 roku odbyły się rozprawy. W dniu 17 sierpnia 2020 roku sąd wydał wyrok uwzględniający powództwo Zonda Sp. z o.o. W dniu 18 sierpnia 2020 roku Energa Obrót SA złożyła wniosek o doręczenie wyroku z uzasadnieniem, a następnie w dniu 29 października 2020 roku złożyła apelację. Odpowiedź na apelację wpłynęła 4 stycznia 2021 roku. Termin rozprawy został wyznaczony na 28 kwietnia 2021 roku. W dniu 17 maja 2021 roku sąd wydał wyrok oddalający apelację Energa Obrót SA.</p> <p>W dniu 21 maja 2021 roku Energa Obrót SA złożyła wniosek o doręczenie wyroku z uzasadnieniem. W dniu 29 czerwca 2021 roku doręczono wyrok z uzasadnieniem.</p>
Elektrownia Wiatrowa EOL sp. z o.o. (powód), Energa Obrót SA (pozwany)	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 740/19</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 6,8 mln zł</i></p> <p>W dniu 20 sierpnia 2019 roku Elektrownia Wiatrowa EOL wniosła pozew o zapłatę przez Energa Obrót SA kar umownych z tytułu niewykonywania przez Energa Obrót SA umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA). Sprawa jest na etapie I instancji. Energa Obrót SA złożyła odpowiedź na pozew. Postępowanie obecnie jest zawieszona.</p>
Jeżyczki Wind Invest („JWI”), Wind Invest („WI”), Stary Jarosław Wind Invest („SJWI”), Krupy Wind Invest („Krupy Wind Invest”), Boryszewo Wind Invest („BWI”) (powodowie), Energa Obrót SA (pozwany)	<p>Powództwa o zapłatę odszkodowań z tytułu niewykonywania przez Energa Obrót SA umów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA)</p> <p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy</i> <i>Sygnatura IX GC 1263/20</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: łącznie ok. 56,6 mln zł</i></p> <p>Pozew został złożony w dniu 30 grudnia 2020 roku.</p> <p>Odpowiedź na pozew została udzielona w wymaganym terminie, tj. dnia 13 kwietnia 2021 roku.</p> <p>W dniu 16 czerwca 2021 roku Powodowie złożyli replikę na odpowiedź na pozew.</p> <p>W dniu 31 maja 2021 r. oraz ponownie w dniu 25 czerwca 2021 roku Energa Obrót SA złożyła wniosek o zobowiązanie do złożenia pisma przygotowawczego.</p>

	<p>W dniu 6 sierpnia 2021 roku odebrano postanowienie o skierowaniu sprawy do mediacji oraz pismo sądowe informujące, iż decyzja w przedmiocie wniosku Energa Obrót SA o wyrażenie zgody na złożenie pisma przygotowawczego zostanie podjęta po zakończeniu postępowania mediacyjnego.</p> <p>W dniu 12 sierpnia 2021 roku otrzymano pismo powodów informujące o braku zgody na mediację.</p>
<p>Spółki Grupy Wind Invest: Boryszewo Wind Invest, Dobiesław Wind Invest, Gorzycza Wind Invest, Krupy Wind Invest, Nowy Jarosław Wind Invest, Pękanino Wind Invest (powodowie) Energa Obrót SA (pozwany)</p>	<p>Powództwa o zapłatę odszkodowań z tytułu szkody, którą spółki poniosły na skutek niezawarcia przez Energa Obrót SA umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej przez powodowe spółki i w konsekwencji sprzedaży energii na rzecz innych podmiotów po cenach niższych niż te, które Energa Obrót SA była zobowiązana zapłacić.</p> <p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Cywilny</i> <i>Sygnatura akt IX GC 1/21</i> <i>Wartość przedmiotu sporu łącznie: ok. 6,9 mln zł</i></p> <p>Dnia 13 kwietnia 2021 roku została udzielona odpowiedź na pozew z dnia 30 grudnia 2020 roku (doręczony Spółce 11 lutego 2021 roku) wraz z wnioskiem o zawieszenie postępowania. W dniu 24 maja 2021 roku powodowie złożyli pismo przygotowawcze, w którym podtrzymali dotychczasowe stanowisko.</p> <p>Termin rozprawy został wyznaczony na dzień 11 marca 2022 roku.</p>

7.4. Zatrudnienie

Łączne zatrudnienie w ramach umów o pracę w Grupie Energa na dzień 30 września 2021 roku wyniosło 9 270 pracowników, podczas gdy na koniec ubiegłego roku ukształtowało się na poziomie 9 731 pracowników. Główną przyczyną zmiany w poziomie zatrudnienia (spadek o 461 osób) była sprzedaż spółki Energa Ochrona Sp. z o.o. (-272 osoby), rotacja naturalna w tym odejścia na emeryturę oraz przesunięcie w czasie realizacji zaplanowanych rekrutacji.

7.5. Spory zbiorowe i zwolnienia grupowe

Zwolnienia grupowe

W III kwartale 2021 roku w spółkach Grupy nie przeprowadzono zwolnień grupowych, w rozumieniu Ustawy z dnia 13 marca 2003 roku o szczególnych zasadach rozwiązywania z pracownikami stosunków pracy z przyczyn niedotyczących pracowników.

Spory zbiorowe

W spółkach Grupy Energa na dzień 30 września 2021 roku działalność związkową prowadziły 33 organizacje związkowe. Uzwiązkowanie w Grupie Energa, wg stanu na dzień 30 września 2021 roku, wyniosło 61,6%. Do związków zawodowych należało ok. 5,9 tysiąca pracowników Grupy.

Na koniec września 2021 roku w Grupie Energa aktywne były trzy spory zbiorowe:

1. Spór zbiorowy prowadzony u pracodawcy ENERGA Logistyka Sp. z o.o. dotyczący żądań sporowych zgłoszonych przez stronę związkową w dniu 24 września 2020 roku (żądania MOZ NSZZ Solidarność przy EOP O. Płock) oraz w dniu 30 września 2020 roku (żądania Międzyzakładowego Związku Zawodowego Pracowników Energetyki Płockiej). Żądania dotyczyły:
 - a. zawarcia nowego układu, przy czym układ ten miałby gwarantować prawa pracowników na poziomie nie gorszym niż obecnie obowiązujący,
 - b. względnie porozumienia się z organizacjami związkowymi w przedmiocie cofnięcia dokonanego wypowiedzenia postanowień układu.

Spór jest na etapie mediacji w sporze zbiorowym.
2. Spór zbiorowy prowadzony u pracodawcy ENERGA-OPEATOR SA Oddział w Płocku dotyczący żądań sporowych zgłoszonych w dniu 30 września 2020 roku przez Międzyzakładowy Związek Zawodowy Pracowników Energetyki Płockiej oraz żądań zgłoszonych w październiku 2020 roku przez MOZ NSZZ Solidarność przy EOP O. Płock oraz NSZZ ENERGETYK. Żądania dotyczyły:

- a. zawarcia nowego układu, przy czym układ ten miałby gwarantować prawa pracowników na poziomie nie gorszym niż obecnie obowiązujący,
- b. względnie porozumienia się z organizacjami związkowymi w przedmiocie cofnięcia dokonanego wypowiedzenia postanowień układu.

Spór jest na etapie mediacji w sporze zbiorowym.

3. Spór zbiorowy prowadzony u pracodawcy ENERGA-OPEATOR SA Oddział w Płocku dotyczący żądań sporowych zgłoszonych w dniu 23 lipca 2021 roku przez MOZ NSZZ Solidarność przy EOP O. Płock. Żądania dotyczyły:
 - a. zagwarantowania stałego poziomu obsady poprzez zatrudnianie na zakładkę,
 - b. wzrostu wynagrodzeń o 400 złotych brutto do płacy zasadniczej dla wszystkich pracowników ENERGA-OPEATOR SA Oddział w Płocku, którzy począwszy od 2018 roku podnieśli swoje kwalifikacje i nie zostali z tego tytułu dotychczas przeszeregowani,
 - c. respektowania zapisów P18/9 w zakresie pokrycia kosztów obsługi prawnej w związku z uzgodnieniami ZUZP i zawarcia umowy na tą obsługę ze wskazaną kancelarią prawną.

Spór jest na etapie rokowań w sporze zbiorowym.

Gdańsk, 9 Listopada 2021 roku

Podpisy Członków Zarządu Energi SA

Iwona Waksmundzka-Olejniczak
Prezes Zarządu Energi SA

Marek Kasicki
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Finansowych

Adriana Sikorska
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Komunikacji

Dominik Wadecki
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Operacyjnych

Magdalena Kamińska
Dyrektor Departamentu Finansów

Spis tabel

Tabela 1: Skonsolidowane sprawozdanie z zysków lub strat (mln zł)	12
Tabela 2: Poziom EBITDA skorygowany o wpływ istotnych zdarzeń jednorazowych* (mln zł)	14
Tabela 3: Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł)	15
Tabela 4: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)	17
Tabela 5: Wskaźniki finansowe Grupy Energa	18
Tabela 6: Wyniki EBITDA Grupy Energa w podziale na Linie Biznesowe (mln zł)	22
Tabela 7: Dystrybucja energii elektrycznej według grup taryfowych (GWh)	22
Tabela 8: Wielkość wskaźników SAIDI i SAIFI	23
Tabela 9: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)	23
Tabela 10: Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh)	25
Tabela 11: Produkcja ciepła brutto (TJ)	25
Tabela 12: Wolumen i koszt zużycia kluczowych paliw*	26
Tabela 13: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa (mln zł)	26
Tabela 14: EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie w podziale na Obszary Wytwarzania (mln zł)	27
Tabela 15: Wyniki Obszaru Wytwarzania Woda (mln zł)	28
Tabela 16: Wyniki Obszaru Wytwarzania Wiatr (mln zł)	28
Tabela 17: Wyniki Obszaru Wytwarzania Elektrownia w Ostrołęce (mln zł)	28
Tabela 18: Wyniki Obszaru Wytwarzania Pozostałe i korekty (mln zł)	29
Tabela 19: Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż (GWh)	29
Tabela 20: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż Grupy Energa (w mln zł)	30
Tabela 21: Średnie poziomy cen zielonych praw majątkowych notowanych na Towarowej Gieldzie Energii	38
Tabela 22: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę	39
Tabela 23: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę	40
Tabela 24: Akcje Spółki według serii i rodzajów na dzień 30 września 2021 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszej Informacji	43
Tabela 25: Struktura akcjonariatu Spółki Energa według stanu na dzień 30 września 2021 roku na dzień sporządzenia niniejszej Informacji	43
Tabela 26: Dane dotyczące akcji Spółki Energa na dzień 30 września 2021 roku	43
Tabela 27: Nominalna wartość objętych przez Energa SA i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów według stanu na dzień 30 września 2021 roku (mln zł)	46
Tabela 28: Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	47

Spis rysunków

Rysunek 1: EBITDA bridge w podziale na linie biznesowe (mln zł)	13
Rysunek 2: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)	17
Rysunek 3: Struktura aktywów i pasywów	18
Rysunek 4: Czynniki wpływu na wyniki Grupy Energa w perspektywie kolejnego kwartału	20
Rysunek 5: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja Grupy Energa (mln zł)	23
Rysunek 6: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)	24
Rysunek 7: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa (mln zł)	26
Rysunek 8: EBITDA bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie (w mln zł)	27
Rysunek 9: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż Grupy Energa (w mln zł)	30
Rysunek 10: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Sprzedaż (w mln zł)	31
Rysunek 11: Roczna dynamika PKB, popytu krajowego, spożycia indywidualnego i inwestycji	33
Rysunek 12: Roczna dynamika kwartalnego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych	34
Rysunek 13: Produkcja energii elektrycznej w Polsce po 3 kwartałach 2021 roku (TWh)	35
Rysunek 14: Zużycie energii elektrycznej w Polsce po 3 kwartałach 2021 roku (TWh)	35
Rysunek 15: Miesięczne wolumeny wymiany międzysystemowej w Polsce po 3 kwartałach 2021 roku (TWh)	36
Rysunek 16: Ceny energii na rynku SPOT w Polsce i wybranych krajach sąsiadujących po 3 kwartałach 2021 roku (cena (PLN/MWh))	36
Rysunek 17: Indeks TGeBase po 3 kwartałach 2021 roku (PLN/MWh)	37
Rysunek 18: Cena kontraktu terminowego pasmo z dostawą na 2022 rok po 3 kwartałach 2021 roku	37
Rysunek 19: Ceny uprawnień EUA po 3 kwartałach 2021 roku (euro/tona)	38
Rysunek 20: Zestawienie cen na rynku bilansującym i rynku SPOT (gielda) po 3 kwartałach 2021 roku (PLN/MWh)	39
Rysunek 21: Zmiana kursu akcji Energa SA w porównaniu do zmian indeksów WIG, WIG30 i WIG-ENERGIA	44

Słownik skrótów i pojęć

Biomasa	Stale lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, a w szczególności surowce rolnicze
CAPEX (ang. <i>Capital Expenditures</i>)	Nakłady inwestycyjne
CIRS, CCIRS (ang. <i>Currency Interest Rate Swap, Cross-Currency Interest Rate Swap</i>)	Transakcje wymiany walutowo-procentowej, w której dochodzić będzie do płatności opartych o zmienne stopy procentowe, przez ustalony okres z ustaloną częstotliwością w dwóch różnych walutach (CIRS) lub większej liczbie walut (CCIRS)
CO ₂	Dwutlenek węgla
EBI (ang. <i>European Investment Bank</i>)	Europejski Bank Inwestycyjny
EBITDA (ang. <i>Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization</i>)	Energa SA definiuje EBITDA jako zysk/strata z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację oraz odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych.
EBIT (ang. <i>Earnings before interest and taxes</i>)	Zysk operacyjny
Energa SA, Spółka Energa	Spółka dominująca w ramach Grupy Kapitałowej Energa
Energa Operator, EOP	Energa Operator SA, spółka zależna od Energi SA będąca liderem Segmentu Dystrybucja w Grupie Energa.
Energa Obrót, EOB	Energa Obrót SA, spółka zależna od Energi SA będąca liderem Segmentu Sprzedaż w Grupie Energa
EMTN (ang. <i>Euro Medium Term Notes</i>)	Program emisji euroobligacji średnioterminowych EMTN
EUA (ang. <i>European Union Allowance</i>)	Uprawnienia do emisji
EUR	Euro, waluta stosowana w krajach należących do strefy euro Unii Europejskiej
GPW	Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie SA
Grupa Kapitałowa Energa, Grupa Energa, Grupa,	Grupa kapitałowa zajmująca się dystrybucją obrotem i wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepłej. Prowadzi również działalność związaną z oświetleniem ulicznym, projektowaniem, zaopatrzeniem materiałowym, wykonawstwem sieciowym i transportem specjalistycznym oraz usługami hotelowymi i informatycznymi
Grupa taryfowa	Grupa odbiorców pobierających energię elektryczną lub ciepło lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną lub ciepło, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania
GUS	Główny Urząd Statystyczny
GW	Gigawat, jednostka mocy w układzie SI, 1 GW = 10 ⁹ W
GWe	Gigawat mocy elektrycznej
GWh	Gigawatogodzina
IRS (ang. <i>Interest Rate Swap</i>)	Umowa wymiany płatności odsetkowych pomiędzy dwiema stronami, na podstawie której strony wypłacają sobie wzajemnie odsetki od umownego nominalu kontraktu, naliczane według odmiennej stopy procentowej.
Kogeneracja, CHP	Proces technologiczny równoczesnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego
KRS	Krajowy Rejestr Sądowy
kWh	Kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej wytworzonej lub zużytej przez urządzenie o mocy 1 kW w ciągu 1 godziny; 1 kWh = 3 600 000 J = 3,6 MJ
MW	Jednostka mocy w układzie SI, 1 MW = 10 ⁶ W
MWe	Megawat mocy elektrycznej
MWh	Megawatogodzina
Odnawialne źródła energii, OZE	Źródła wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych
ORM	Operacyjna rezerwy mocy
OSD, Operator Systemu Dystrybucyjnego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi
OSP, Operator systemu przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi
OZEX_A	Cena średnia ważona wolumenem ze wszystkich transakcji kontraktem PMOZE_A na sesji giełdowej
PKB	Produkt Krajowy Brutto
PMI	Wskaźnik aktywności gospodarczej przemysłu, wyliczany przez firmę Markit we współpracy z bankiem HSBC
PMOZE_A	Prawa majątkowe do świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE, której określony w świadectwie pochodzenia okres produkcji rozpoczął się od 1 marca 2009 roku
Prawa majątkowe	Zbywalne i stanowiące towar giełdowy prawa wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej z odnawialnych źródeł energii i w kogeneracji

PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie, wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000197596; spółka wyznaczona decyzją Prezesa URE Nr DPE-47-58(5)/4988/2007/BT z dnia 24 grudnia 2007 roku na Operatora Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od dnia 1 stycznia 2008 roku do dnia 1 lipca 2014 roku
r/r	Rok do roku
SAIDI (ang. <i>System Average Interruption Duration Index</i>)	Systemowy wskaźnik średniego (przeciętnego) rocznego czasu trwania przerw
SAIFI (ang. <i>System Average Interruption Frequency Index</i>)	Systemowy wskaźnik średniej liczby (częstości) trwania przerw na osobę
SPOT	Rynek dnia następnego (RDN) - rynek energii działający w przedziale czasu „dnia następnego” (DN) zapewniający dostawę energii w dniu D
Świadectwo pochodzenia z kogeneracji	Dokument wydawany przez Prezesa URE zgodnie z art. 9l Prawa Energetycznego, potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji wytwarzanej w: (i) jednostce kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW (tzw. żółty certyfikat), (ii) jednostce kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (tzw. fioletowy certyfikat), albo (iii) w innej jednostce kogeneracji (tzw. czerwony certyfikat)
Świadectwo pochodzenia ze źródeł odnawialnych, zielony certyfikat	Dokument wydawany przez Prezesa URE zgodnie z art. 9e Prawa Energetycznego, potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii (tzw. zielony certyfikat)
Taryfa G	Grupa taryfowa dla odbiorców indywidualnych - gospodarstw domowych
Towarowa Giełda Energii, TGE	Towarowa Giełda Energii SA, giełda towarowa na której przedmiotem obrotu są towary giełdowe dopuszczone do obrotu na giełdzie, tj. energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, gaz wydobywczy, limity wielkości emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od ceny energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń
TPA (ang. <i>Third Party Access</i>)	Zasada oznaczająca możliwość korzystania z sieci energetycznej przedsiębiorstwa sieciowego bez obowiązku kupowania od niego energii elektrycznej
TWh	Terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI, 1 TWh to 10 ⁹ kWh
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WACC (ang. <i>weighted average cost of capital</i>)	Średni ważony koszt kapitału
WIBOR (ang. <i>Warsaw Interbank Offered Rate</i>)	Międzybankowa stopa procentowa
WRA	Wartość Regulacyjna Aktywów
Współspalanie	Wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w oparciu o proces wspólnego, jednoczesnego, przeprowadzanego w jednym urządzeniu spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami; część energii wyprodukowanej w powyższy sposób może być uznana za energię wytworzoną w odnawialnym źródle energii