



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

Gdańsk, dnia 12 maja 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 sporządzenia kwartalnego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	12
3.2. Omówienie wielkości ekonomiczno-finansowych ujawnionych w skróconym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym	12
3.3. Charakterystyka struktury aktywów i pasywów skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej.....	17
3.4. Opis istotnych pozycji pozabilansowych	18
3.5. Prognozy wyników finansowych.....	18
3.6. Czynniki mogące mieć wpływ na wyniki Grupy Energa w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału	18
4. DZIAŁALNOŚĆ SEGMENTÓW GRUPY ENERGA	20
4.1. Linia Biznesowa Dystrybucja	20
4.1.1. Działalność biznesowa i operacyjna	20
4.1.2. Wyniki finansowe	21
4.2. Linia Biznesowa Wytwarzanie.....	22
4.2.1. Działalność biznesowa i operacyjna	22
4.2.2. Wyniki finansowe	23
4.3. Linia Biznesowa Sprzedaż	25
4.3.1. Działalność biznesowa i operacyjna	25
4.3.2. Wyniki finansowe	26
5. OTOCZENIE REGULACYJNO-BIZNESOWE.....	29
5.1. Sytuacja makroekonomiczna	29
5.2. Rynek energii elektrycznej w Polsce.....	30
5.3. Otoczenie regulacyjne.....	35
6. AKCJE I AKCJONARIAT.....	40
6.1. Informacje o akcjach i akcjonariacie Spółki Energa.....	40
6.2. Notowania akcji Spółki i rekomendacje.....	40
6.3. Oceny ratingowe	41
6.4. Zestawienie stanu akcji w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących	41
7. POZOSTAŁE INFORMACJE O GRUPIE.....	43
7.1. Informacje o istotnych umowach.....	43
7.2. Zarządzanie ryzykiem	43
7.3. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	44
7.4. Zatrudnienie	50
7.5. Spory zbiorowe i zwolnienia grupowe	51
Spis tabel	53
Spis rysunków	53
Słownik skrótów i pojęć.....	54

1. PODSUMOWANIE

GRUPA ENERGA PO 3 MIESIĄCACH 2021 ROKU



Jedna z wiodących grup energetycznych oraz niezawodny dostawca energii i usług dla 1/4 kraju, z 40% udziałem produkcji z OZE w produkcji własnej.

Wyniki finansowe

Przychody	EBITDA	Marża EBITDA
3 460 mln zł	758 mln zł	21,9%

Odnawialne źródła energii

Moc zainstalowana	Produkcja ee z OZE	
532 MWe	406 GWh	





Dane operacyjne

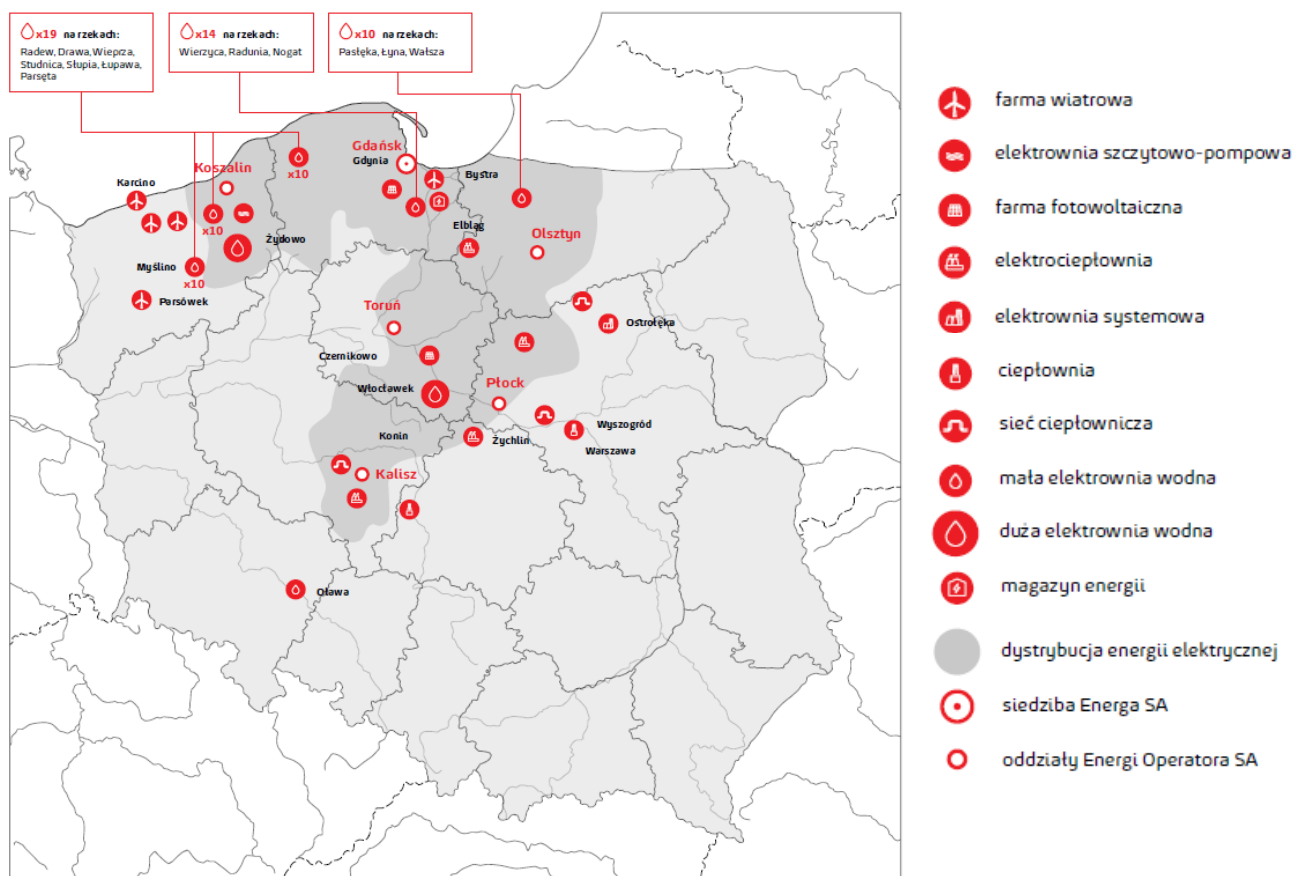
Wolumen dostarczonej energii	Produkcja ee brutto	Sprzedaż detaliczna ee
5,8 TWh	1,0 TWh	4,9 TWh

Niezbędnik inwestora*

Kapitalizacja	Cena akcji	Rating Fitch Energi
3,23 mld zł	7,79 zł	BBB-

* Stan na koniec I kwartału 2021 roku

Kluczowe zasoby			
Sieć dystrybucji	Moc zainstalowana	Liczba klientów	Liczba pracowników
191 tys. km 	1,38 GWe z czego 39% stanowią OZE 	Dystrybucja: 3,2 mln Sprzedaż 3,2 mln 	9,7 tys. 



Kluczowe Linie Biznesowe		
Dystrybucja	Wytwarzanie	Sprzedaż
 GRUPA ORLEN	 GRUPA ORLEN	 GRUPA ORLEN
EBITDA: 520 mln zł	EBITDA: 104 mln zł	EBITDA: 144 mln zł

Inwestycje			
345 mln zł	Nowoprzyłączeni klienci	Modernizacja linii WN, ŚN i NN	Nowe źródła OZE
Z czego Dystrybucja: 300 mln zł	15 tys.	597 km	175 MW



Elektrownia Wodna Żelkovo

Podstawowe informacje o Grupie Energa

2. PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE ENERGA

2.1. Charakterystyka działalności i struktura Grupy

Podstawowa działalność Grupy Kapitałowej Energa („Grupa”, „Grupa Energa”) obejmuje dystrybucję, wytwarzanie oraz obrót energią elektryczną i ciepłą, a 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 179 tys. to klienci TPA (ang. Third Party Access). Na koniec marca 2021 roku łączna długość linii energetycznych eksploatowanych przez Grupę wynosiła ponad 191 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 marca 2021 roku około 1,4 GW. Podmiotem wiodącym tej Linii Biznesowej jest spółka Energa OZE SA.

W I kwartale 2021 roku Grupa wytworzyła ok. 1 TWh energii elektrycznej brutto, która była wyprodukowana w elektrowniach opartych o źródła takie jak: węgiel kamienny, woda, biomasa, wiatr i fotowoltaika. W tym okresie 59% wytworzonej przez Grupę energii elektrycznej brutto pochodziło z węgla kamiennego, 27% z wody, 12% z wiatru i 2% z biomasy.

Silną pozycję pod względem udziału energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych w energii wytworzonej ogółem Grupa Energa zawdzięcza 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 dwóch instalacjach fotowoltaicznych.

Linia Biznesowa Sprzedaż, której podmiotem wiodącym jest Energa Obrót SA, prowadzi sprzedaż energii elektrycznej, gazu i dodatkowych usług zarówno jako odrębnych produktów, jak i w ramach pakietów, do wszystkich segmentów klientów - od przemysłu poprzez duży, średni i mały biznes, a na gospodarstwach domowych kończąc. Na koniec I kwartału 2021 roku Grupa Energa obsługiwała około 3,2 mln odbiorców, z czego 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 I kwartale 2021 roku nastąpiły zmiany w strukturze Grupy poprzez utworzenie czterech spółek:

Energa MFW 1 Sp. z o.o. (w organizacji) i Energa MFW 2 Sp. z o.o. (w organizacji)

Spółki zostały zawiązane w dniu 26.03.2021 r. przez Energa OZE SA, która objęła w nich 100% udziałów. Spółki zostały utworzone w związku z planowaną realizacją inwestycji w morskie farmy wiatrowe.

CCGT Ostrołęka Sp. z o.o.

Spółka została zawiązana w dniu 11.01.2021 r. przez Energa SA („Energa”, „Spółka”), która objęła wszystkie 150 udziałów w kapitale zakładowym tej spółki. Dnia 29.01.2021 r. nastąpiła rejestracja spółki w KRS. CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. docelowo ma realizować projekt budowy elektrowni gazowo-parowej w Ostrołęce.

Energa Green Development Sp. z o.o.

Spółka została zawiązana w dniu 20.01.2021 r. przez Energa SA, która objęła wszystkie 1 200 udziałów w kapitale zakładowym tej spółki. W dniu 09.02.2021 r. nastąpiła rejestracja spółki w KRS. Utworzenie Energa Green Development jest spowodowane potrzebą rozwoju i integracji w Grupie Energa i Grupie Kapitałowej ORLEN projektów z zakresu energetyki odnawialnej - głównie wiatrowych i fotowoltaicznych. Spółka ma skupiać kompetencje wykonawcze w zakresie rozwoju farm.

2.2. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego i po dniu bilansowym

Informacja o wynikach testów na utratę wartości

W styczniu 2021 roku Zarząd Energi powziął informacje o wynikach testów na utratę wartości aktywów trwałych Grupy Energa oraz na utratę wartości udziałów w spółkach zależnych posiadanych przez Energa SA, które zostały przeprowadzone za II półrocze 2020 roku zgodnie z MSR 36.

W wyniku przeprowadzenia ww. testów na utratę wartości aktywów trwałych Grupy stwierdzono konieczność:

- odwrócenia odpisu aktualizującego wartość aktywów wytwórczych spółki zależnej Energa Elektrownie Ostrołęka SA do wysokości 414 mln zł,
- odwrócenia odpisów aktualizujących wartość aktywów CHP należących do Energa Kogeneracja Sp. z o.o. w wysokości 69 mln zł,
- odwrócenia odpisów aktualizujących wartość aktywów wytwórczych należących do Energa OZE SA w wysokości 13 mln zł.

Ponadto, w efekcie przeprowadzonych testów na utratę wartości udziałów w spółkach zależnych posiadanych przez Energa SA, łączny wynik dokonanych odpisów aktualizujących wyniósł 24 mln zł (odpis aktualizujący wartość udziałów w spółce Energa Kogeneracja Sp. z o.o. w wysokości 5 mln zł oraz odpis aktualizujący wartość udziałów w spółce ENERGA AB Finance (publ) w wysokości 19 mln zł).

Powyższe zdarzenia miały charakter niegotówkowy. Wpłynęły one na wynik netto Grupy Energa i Energa SA za 2020 rok bez wpływu na wynik EBITDA.

Zawieszenie przez Komisję Nadzoru Finansowego postępowania administracyjnego ws. udzielenia zezwolenia na wycofanie akcji Energa SA z obrotu na rynku regulowanym

W styczniu 2021 r. Spółka otrzymała postanowienie Komisji Nadzoru Finansowego („KNF”) z dnia 15 stycznia br. o zawieszeniu postępowania administracyjnego w sprawie udzielenia zezwolenia na wycofanie 269 139 114 akcji Spółki z obrotu na rynku regulowanym. Podstawą ww. zawieszenia są pozwy, o których Spółka informowała w raportach bieżących nr 80/2020 z 9 grudnia 2020 r. oraz 82/2020 z 16 grudnia 2020 r.

W uzasadnieniu postanowienia KNF podała art. 97 § 1 pkt 4 k.p.a. jako podstawę prawną zawieszenia postępowania oraz wskazała, że rozpatrzenie sprawy i wydanie decyzji zależy od wcześniejszego rozstrzygnięcia zagadnienia wstępnego przez sąd.

Zmiana postanowień o udzieleniu zabezpieczenia roszczeń o stwierdzenie nieważności lub uchylenie uchwały Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Energi SA – ustanowienie kaucji

W dniu 12 kwietnia 2021 r. Sąd Okręgowy w Gdańsku, w wyniku zażaleń złożonych przez Spółkę, wydał dwa postanowienia, w których zmienił wcześniejsze dwa postanowienia odpowiednio z dnia 7 grudnia i 10 grudnia 2020 r. (o których Spółka informowała w raportach bieżących nr 80/2020 z 9 grudnia 2020 r. oraz 82/2020 z 16 grudnia 2020 r.) o udzieleniu akcjonariuszom Spółki zabezpieczenia roszczeń 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 akcji Spółki zwykłych na okaziciela serii AA oznaczonych w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych S.A. kodem ISIN PLENERG00022 („Uchwała”). Ww. postanowienia z dnia 7 grudnia i 10 grudnia 2020 r. zostały zmienione w ten sposób, że uzależniono ich wykonanie od złożenia przez powodów kaucji w kwocie 1.360.326,23 zł (na każde ww. postanowienie oddzielnie) na zabezpieczenie roszczeń Spółki powstałych w wykonaniu postanowień o zabezpieczeniu. W dniu 5 maja 2021 r. Spółka powzięła informację, że w przypadku postanowienia z dnia 10 grudnia 2020 r. kaucja została przez powodów wpłacona na rachunek Sądu Okręgowego w Gdańsku.

Zgoda UOKiK na utworzenie CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. wspólnie z PKN ORLEN S.A. i PGNiG S.A.

W dniu 14 kwietnia 2021 r. Zarząd Spółki powziął informację o wydaniu przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów zgody na utworzenie przez PKN ORLEN S.A. („PKN ORLEN”), Energe SA oraz Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. („PGNiG”) wspólnego przedsiębiorcy, tj. CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. z siedzibą w Ostrołęce. Tym samym

spełnił się jeden z warunków umowy inwestycyjnej dotyczącej kierunkowych zasad współpracy przy budowie bloku energetycznego w technologii zasilania paliwem gazowym w Elektrowni Ostrołęka „C”, która została podpisana 22 grudnia 2020 r. pomiędzy PKN ORLEN, Spółką oraz PGNiG S.A.

Przyjęcie Wieloletniego Planu Inwestycji Strategicznych Grupy Energa na lata 2021-2030

W dniu 27 kwietnia 2021 r. Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę o zatwierdzeniu „Wieloletniego Planu Inwestycji Strategicznych Grupy Energa na lata 2021-2030”.

Nowa wersja Wieloletniego Planu Inwestycji Strategicznych („WPIS”) została przygotowana w związku z ogłoszoną przez PKN ORLEN, akcjonariusza strategicznego Spółki, „Strategią Grupy Kapitałowej ORLEN do 2030 roku”. Ponadto aktualizacja WPIS wymagana jest w celu adaptacji do zachodzących i przewidywanych zmian w otoczeniu rynkowym i regulacyjnym oraz aktualizacji planu do bieżącego harmonogramu realizacji projektów inwestycyjnych.

Zgodnie z WPIS łączne nakłady na inwestycje podstawowe i dodatkowe Grupy Energa planowane na lata 2021-2030 wynoszą ok. 29,7 mld zł, z czego ok. 13,4 mld zł w latach 2021-2025.

W Linii Biznesowej Dystrybucja w okresie od 2021 do 2030 roku zostanie poniesionych ok. 16,9 mld zł nakładów. Inwestycje będą dotyczyły głównie budowy, przebudowy i rozbudowy sieci dystrybucyjnej w związku z poprawą niezawodności dostaw energii elektrycznej, przyłączeniem źródeł energii elektrycznej oraz rosnącymi przepływami w sieci, jak również budowy lub rozbudowy sieci związanej z przyłączeniem odbiorców.

Na Linie Biznesowej Wytwarzanie Grupa zamierza przeznaczyć ok. 11,8 mld zł w latach 2021-2030, z czego największa część przypadnie na inwestycje związane z odnawialnymi źródłami energii („OZE”).

Do Linii Biznesowej Sprzedaż oraz pozostałych spółek zostały alokowane nakłady w kwocie ok. 1,1 mld zł, które obejmują głównie rozwój narzędzi IT, rozwój nowej oferty produktowej oraz inwestycje w obszarze oświetlenia.

Zmiana w składzie Rady Nadzorczej

W dniu 5 maja 2021 r. Pan Jarosław Dybowski złożył oświadczenie o rezygnacji z pełnienia funkcji Wiceprzewodniczącego i Członka Rady Nadzorczej Spółki.

2.3. Nakłady inwestycyjne i realizacja kluczowych projektów

W ciągu pierwszego kwartału 2021 roku nakłady inwestycyjne w Grupie Energa wyniosły 345 mln zł i były o 14 mln zł, tj. 4% wyższe niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Inwestycje Linii Biznesowej Dystrybucja stanowiły 87% wszystkich nakładów poniesionych przez Grupę i wyniosły 300 mln zł.

Inwestycje w Linii Biznesowej Dystrybucja obejmowały rozbudowę sieci w celu przyłączania 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 29 mln zł, z czego istotny udział stanowiły zadania związane z rozwojem aktywów ciepłowniczych w Elblągu.

Natomiast w Linii Biznesowej Sprzedaż przeznaczono na inwestycje 12 mln zł, z czego najwięcej na prace związane z majątkiem oświetleniowym.

Tabela 1: Stan realizacji programu inwestycyjnego za 3 miesiące 2021 roku

Opis projektu	Nakłady inwestycyjne za 3 miesiące 2021 roku (mln zł)
Linia Biznesowa Dystrybucja	300
Modernizacja sieci dystrybucyjnej w celu poprawy niezawodności dostaw	81
Rozbudowa sieci w związku z przyłączaniem nowych odbiorców	137

Rozbudowa sieci w związku z przepływami w sieci WN i przyłączaniem źródeł ee	18
Inteligentne opomiarowanie i inne elementy wdrażania sieci inteligentnych	35
Pozostałe nakłady inwestycyjne, kolizje i korekty	29
Linia Biznesowa Wytwarzanie	29
Energa Kogeneracja Sp. z o.o. Optymalizacja BB20	14
Energa Kogeneracja Sp. z o.o. Leasing	5
Energa Elektrownie Ostrołęka Sp. z o.o. Zakup i wymiana wentylatorów podmuchu na blokach nr 1, 2, 3	2
Pozostałe inwestycje	8
Linia Biznesowa Sprzedaż	12
Nakłady inwestycyjne na majątek oświetleniowy	9
Pozostałe nakłady inwestycyjne	3
Pozostałe spółki, projekty i korekty	4
Razem	345

Program inwestycyjny w obszarze aktywów ciepłowniczych

Kluczowym celem programu inwestycyjnego jest dostosowanie jednostek kogeneracyjnych i ciepłych do zaostających się wymogów środowiskowych oraz zwiększenie EBITDA.

Maksymalizacja EBITDA zostanie osiągnięta poprzez realizację programu rozwoju ciepłownictwa dla EC Elbląg i EC Kalisz, w wyniku którego nastąpi zmiana paliwa z węgla kamiennego na gaz ziemny przy utrzymaniu pozycji na rynkach ciepła w Elblągu i Kaliszu.

CCGT Gdańsk

Projekt dotyczy budowy nowej elektrowni gazowo-parowej. Nowoczesna infrastruktura energetyczna umożliwi rozwój posiadanej bazy wytwórczej oraz świadczenie usługi mocy i sprzedaż energii elektrycznej.

CCGT Gdańsk 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 r. podpisano list intencyjny z PKN ORLEN i Grupą LOTOS S.A. Energa SA, PKN ORLEN oraz Grupa LOTOS, 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.

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 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 elektrowni Ostrołęka C

Projekt budowy elektrowni Ostrołęka C w Ostrołęce jest obecnie w trakcie konwersji w związku ze zmianą źródła zasilania z węglowego na gazowe.

Projekt PV Gryf

Projekt budowy farmy fotowoltaicznej o mocy 19,83 MW. Farma powstaje w gminie Przykona, na terenach zrehabilitowanych po kopalni odkrywkowej węgla brunatnego Adamów. Projekt wygrał aukcję OZE zorganizowaną przez URE w dniu 14 grudnia 2020 roku. Wydanie NTP nastąpiło w dniu 30 grudnia 2020 roku. W tym samym dniu przekazano plac budowy generalnemu wykonawcy.

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.



Farma fotowoltaiczna – Bystra gm. Gdańsk

Sytuacja finansowo-majątkowa

3. SYTUACJA FINANSOWO-MAJĄTKOWA

3.1. Zasady sporządzenia kwartalnego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej Energa za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 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.

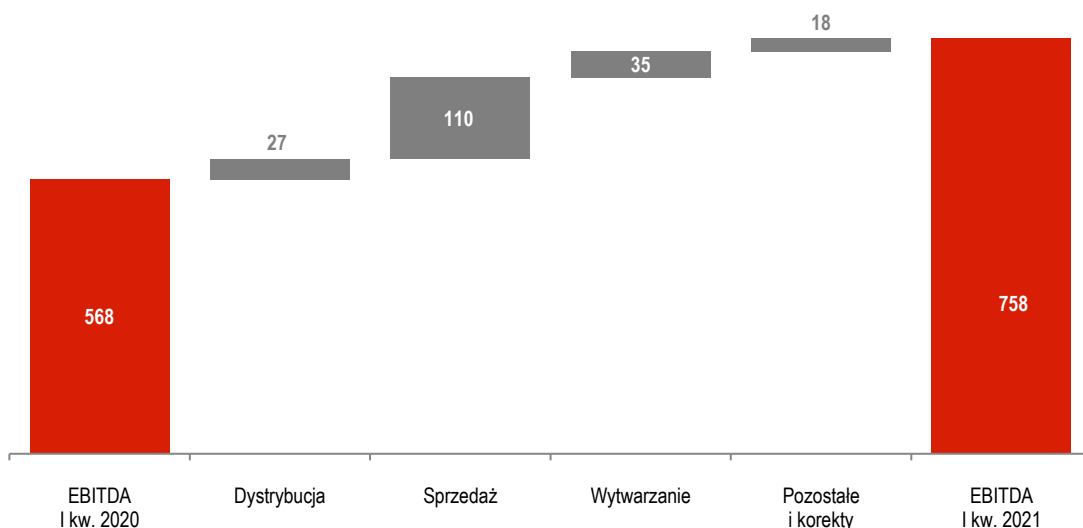
Zasady (polityka) rachunkowości zastosowane do sporządzenia Skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego zostały przedstawione w nocie 7 Skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Energa za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2021 roku.

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

Tabela 2: Skonsolidowane sprawozdanie z zysków lub strat (mln zł)

w mln zł	I kw. 2020*	I kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody ze sprzedaży	3 286	3 460	174	5%
Przychody z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny	3	-	(3)	-100%
Koszt własny sprzedaży	(2 647)	(2 664)	(17)	1%
Zysk brutto ze sprzedaży	642	796	154	24%
Pozostałe przychody operacyjne	73	67	(6)	-8%
Koszty sprzedaży	(251)	(248)	3	-1%
Koszty ogólnego zarządu	(100)	(62)	38	-38%
Pozostałe koszty operacyjne	(57)	(69)	(12)	21%
Zysk z działalności operacyjnej	307	484	177	58%
Wynik na działalności finansowej	(99)	(12)	87	-88%
Udział w zysku/(stracie) jednostek wykazywanych metodą praw własności	(19)	-	19	-100%
Zysk lub strata brutto	189	472	283	> 100%
Podatek dochodowy	(78)	(88)	(10)	13%
Zysk lub strata netto za okres	111	384	273	> 100%
EBITDA	568	758	190	33%

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



EBITDA Grupy w pierwszym kwartale 2021 roku wyniosła 758 mln zł w porównaniu do 568 mln zł w pierwszym kwartale 2020 roku. Najwyższy wzrost odnotowała Linia Biznesowa Sprzedaż co było przede wszystkim efektem wzrostu marży na sprzedaży energii elektrycznej (efekt niskiej bazy w 2020 roku, gdzie obowiązywała niekorzystna taryfa Prezesa URE dla gospodarstw domowych oraz ogólna poprawa marż na sprzedaży do pozostałych klientów). 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 URE. Rezerwa ta, utworzona na koniec 2019 roku, była w 2020 roku sukcesywnie rozwiązywana, natomiast w sprawozdawanym okresie takie zdarzenie nie miało miejsca, co wygenerowało negatywny wpływ na zmianę EBITDA w ujęciu r/r. W Linii Biznesowej Dystrybucja główne pozytywne czynniki zmiany to zdarzenia jednorazowe tj. rozwiązanie rezerw aktuarialnych oraz ujęcie pozytywnego efektu ugody w sprawie spornej. Natomiast wzrost r/r w Linii Biznesowej Wytwarzanie wynikał przede wszystkim z wyższych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej oraz usług systemowych na rzecz Polskich Sieci Elektroenergetyczne („PSE”) skompensowanych istotnie wyższym kosztem uprawnień do emisji CO2 spowodowanym wzrostem rynkowych cen uprawnień oraz wyższym kosztem zużycia paliw.

Największy udział w EBITDA Grupy w pierwszym kwartale 2021 roku miała Linia Biznesowa Dystrybucja (69%). Udział Linii Biznesowej Wytwarzanie oraz Linii Biznesowej Sprzedaż wyniósł odpowiednio 14% i 19%.

Zysk z działalności operacyjnej w pierwszym kwartale 2021 roku wyniósł 484 mln zł i w porównaniu do 307 mln zł w analogicznym okresie 2020 roku (wzrost o 58%). Największy wpływ na wynik EBIT r/r miały czynniki operacyjne opisane powyżej.

W pierwszym kwartale 2021 roku udział w wynikach jednostek stowarzyszonych oraz wspólnych przedsięwzięciach wyniósł 0 mln zł, co oznacza korzystną zmianę w stosunku do porównywalnego okresu roku poprzedniego o 19 mln zł. W roku poprzednim przede wszystkim rozpoznano udział w wyniku spółki Polska Grupa Górnicza S.A.

Wynik netto Grupy w pierwszym kwartale 2021 roku wyniósł 384 mln zł w porównaniu do 111 mln zł w pierwszym kwartale 2020 roku. Na wzrost wartości wyniku r/r oprócz czynników operacyjnych, dodatkowo wpłynął lepszy wynik na działalności finansowej, który wynikał głównie ze wzrostu przychodów z tytułu odsetek o 25 mln (odsetki związane z ugodą w sprawie spornej o odszkodowanie z tytułu opłaty przesyłowej), zmiany pozycji aktualizacja wartości inwestycji o 23 mln (głównie na skutek odwrócenia odpisu aktualizującego wartość posiadanego pakietu akcji spółki Polimex-Mostostal SA w wysokości 21 mln zł) oraz niższych kosztów finansowych m.in. odsetek na skutek spadku salda zadłużenia oraz korzystnego salda różnic kursowych.

W pierwszym kwartale 2021 roku przychody Grupy ze sprzedaży wyniosły 3 460 mln zł i były wyższe od przychodów osiągniętych w pierwszym kwartale 2020 roku o 5%, tj. o 171 mln zł. Wzrost odnotowano w Linii Biznesowej Wytwarzanie, głównie w efekcie wyższych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w elektrowni w Ostrołęce (większy poziom pracy w wymuszeniu) oraz źródeł wodnych. Wyższe były także przychody z usług systemowych w związku wdrożeniem w

bieżącym roku mechanizmu rozliczeniowego w postaci Rynku Mocy. Z kolei spadek przychodów Linii Biznesowej Sprzedaż wynikał z niższego wolumenu sprzedaży energii na rynku hurtowym oraz niższej średniej ceny sprzedaży energii na rynku detalicznym.

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

Tabela 3: Poziom EBITDA skorygowany o wpływ istotnych zdarzeń jednorazowych* (mln zł)

I kw. 2021	
EBITDA	758
Skorygowana EBITDA	716
<i>w tym:</i>	
Rezerwy aktuarialne	(34)
I kw. 2020	
EBITDA	568
Skorygowana EBITDA	615
<i>w tym:</i>	
Rezerwa na umowy rodzące obciążenia	(38)
Ubytek przychodów wynikający z Taryfy G	49
Szacunkowy wpływ COVID-19	27

* W tabeli przedstawiono zdarzenia jednorazowe określone na podstawie kryterium istotności, za które przyjęto 25 mln zł. W przypadku wpływu Ustawy „o cenach energii w 2019 roku”, ze względu na wagę zagadnienia, odstąpiono od zastosowania kryterium istotności.

Tabela 4: Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł)

	Stan na dzień 31 grudnia 2020*	Stan na dzień 31 marca 2021	Zmiana	Zmiana (%)
AKTYWA				
Aktywa trwałe				
Rzeczowe aktywa trwałe	14 565	14 630	65	0%
Aktywa niematerialne	926	1 228	302	33%
Aktywa z tytułu prawa do użytkowania	907	915	8	1%
Wartość firmy	11	11	-	-
Inwestycje w jednostki stowarzyszone i we wspólne przedsięwzięcia wyceniane metodą praw własności	105	125	20	19%
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	207	241	34	16%
Pozostałe długoterminowe aktywa finansowe	77	142	65	84%
Pozostałe aktywa długoterminowe	141	156	15	11%
	16 939	17 448	509	3%
Aktywa obrotowe				
Zapasy	140	122	(18)	-13%
Należności z tytułu podatku dochodowego	30	8	(22)	-73%
Należności z tytułu dostaw i usług	1 941	1 928	(13)	-1%
Aktywa z tytułu umów	-	-	-	-
Pozostałe krótkoterminowe aktywa finansowe	60	92	32	53%

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	221	222	1	0%
Pozostałe aktywa krótkoterminowe	337	292	(45)	-13%
	2 729	2 664	(65)	-2%
SUMA AKTYWÓW	19 668	20 112	444	2%
PASYWA				
Kapitał własny				
Kapitał podstawowy	4 522	4 522	-	-
Różnice kursowe z przeliczenia jednostki zagranicznej	5	6	1	20%
Kapitał rezerwowý	1 018	1 018	-	-
Kapitał zapasowy	1 661	1 661	-	-
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających	(96)	(61)	35	36%
Zyski zatrzymane	1 669	2 009	340	20%
Kapitał własny przypadający właścicielom jednostki dominującej	8 779	9 155	376	4%
Udziały niekontrolujące	(36)	(34)	2	6%
	8 743	9 121	378	4%
Zobowiązania długoterminowe				
Kredyty i pożyczki	1 690	1 613	(77)	-5%
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	2 520	2 545	25	1%
Rezerwy długoterminowe	923	941	18	2%
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	777	814	37	5%
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje długoterminowe	214	216	2	1%
Zobowiązania z tytułu leasingu	704	675	(29)	-4%
Pozostałe zobowiązania finansowe długoterminowe	22	27	5	23%
Zobowiązania z tytułu umów	11	10	(1)	-9%
	6 861	6 841	(20)	-0%
Zobowiązania krótkoterminowe				
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	792	772	(20)	-3%
Zobowiązania z tytułu umów	131	159	28	21%
Bieżąca część kredytów i pożyczek	1 742	1 487	(255)	-15%
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	41	31	(10)	-24%
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	-	51	51	-
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje	187	159	(28)	-15%
Rezerwy krótkoterminowe	763	1 041	278	36%
Pozostałe zobowiązania finansowe	249	220	(29)	-12%
Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	159	230	71	45%
	4 064	4 150	86	2%
Zobowiązania razem	10 925	10 991	66	1%
SUMA PASYWÓW	19 668	20 112	444	2%

*dane przekształcone

Na dzień 31 marca 2021 roku suma bilansowa Grupy Energa wyniosła 20 112 mln zł i była wyższa o 444 mln zł w stosunku do stanu na koniec 2020 roku.

W ramach aktywów najistotniejsza zmiana dotyczyła pozycji Aktywa niematerialne i wynikała głównie ze wzrostu wartości świadectw pochodzenia energii oraz praw do emisji CO₂.

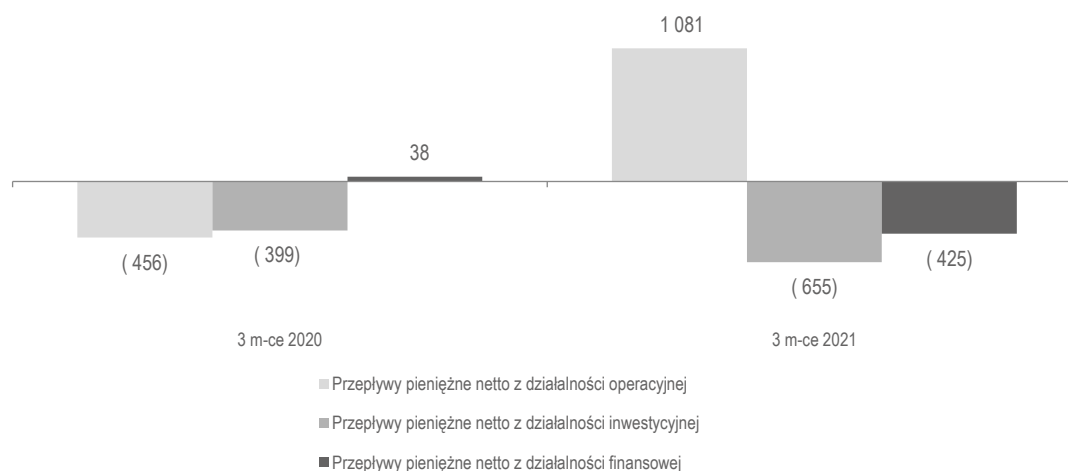
Kapitał własny Grupy Energa na dzień 31 marca 2021 roku wyniósł 9 121 mln zł i finansował Grupę w 45%.

Największa zmiana w ramach zobowiązań związana była z pozycją Bieżąca część kredytów i pożyczek w wyniku uruchomień/spłat kredytów - w szczególności kredytu konsorcjalnego oraz kredytu z Banku Gospodarstwa Krajowego w łącznej kwocie 1 100 mln zł na dzień 31 marca 2021 roku, w stosunku do 1 350 mln zł na dzień 31 grudnia 2020 roku. Znacząca, odwrotna do ww. zmiana dotyczyła natomiast pozycji Rezerwy krótkoterminowe i związana była głównie ze wzrostem rezerw dotyczących zobowiązania z tytułu emisji gazów oraz obowiązku dotyczącego praw majątkowych.

Tabela 5: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

w mln zł	3 m-ce 2020	3 m-ce 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	(456)	1 081	1 537	> 100%
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(399)	(655)	(256)	-64%
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	38	(425)	(463)	< -100%
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	(817)	1	818	> 100%

Rysunek 2: Przepływy pieniężne Grupy w mln zł



Łączne przepływy netto środków pieniężnych z działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej Grupy w pierwszym kwartale 2021 roku były dodatnie i wyniosły 1 mln zł, wobec ujemnych przepływów w kwocie 817 mln zł w analogicznym okresie 2020 roku.

Wartość przepływów z działalności operacyjnej w porównaniu do pierwszego kwartału 2020 roku wzrosła o 1 537 mln zł. Wzrost przepływów z działalności operacyjnej był spowodowany przede wszystkim wyższym zyskiem brutto, zmianą stanu należności handlowych, zapasów oraz rozliczeń międzyokresowych. Pozycje te przewyższyły pozostałe ujemne zmiany, z których najistotniejsza dotyczyła zysków/strat z tytułu różnic kursowych.

Wpływy netto z działalności inwestycyjnej w pierwszym kwartale 2021 roku wzrosły o 256 mln zł, co wynikało przede wszystkim ze zmiany polityki rachunkowości w zakresie prezentacji wykorzystywanych na własne potrzeby (w tym nabytych, nieodpłatnie otrzymanych, przyznanych przez URE w procesie produkcji energii elektrycznej) świadectw pochodzenia energii, praw do emisji CO₂ i świadectw efektywności energetycznej. Zostały one zaprezentowane w ramach wartości niematerialnych, a nie jak wcześniej w ramach zapasów.

W pierwszym kwartale 2021 roku przepływy z działalności finansowej były ujemne i wyniosły 425 mln zł w stosunku do dodatnich przepływów w analogicznym okresie 2020 roku w kwocie 38 mln zł. W pierwszym kwartale 2020 roku wystąpiły istotne wpływy i wypływy z zaciągniętych kredytów oraz wypływy z tytułu wykupu dłużnych papierów wartościowych, podczas gdy w pierwszym kwartale 2021 roku wystąpiły wyłącznie spłaty zaciągniętego zadłużenia zgodnie z harmonogramami.

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

Rysunek 3: Struktura aktywów i pasywów w latach

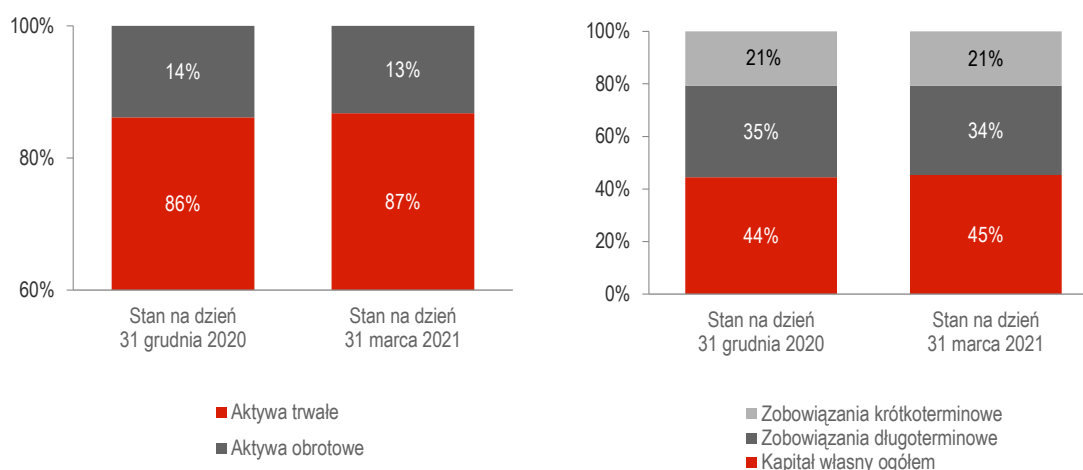


Tabela 6: Wskaźniki finansowe Grupy Energa

Wskaźnik	Definicja	I kw. 2020	I kw. 2021
Rentowność			
marża EBITDA	wynik na działalności operacyjnej + amortyzacja + odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych / przychody ze sprzedaży (z uwzględnieniem przychodów z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny)	17,3%	21,9%
rentowność kapitałów własnych (ROE)	zysk netto za okres/ kapitał własny na koniec okresu	-11,6%	-1,9%
rentowność sprzedaży (ROS)	zysk netto za okres / przychody ze sprzedaży (z uwzględnieniem przychodów z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny)	3,4%	11,1%
rentowność majątku (ROA)	zysk netto za okres/ aktywa ogółem na koniec okresu	-5,0%	-0,9%

* zysk netto za ostatnie 12 miesięcy

Wskaźnik	Definicja	Stan na dzień 31 grudnia 2020	Stan na dzień 31 marca 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	6 393
zobowiązania finansowe netto (mln zł)	zobowiązania finansowe - środki pieniężne i ich ekwiwalenty	6 515	6 171
wskaźnik długu netto**/EBITDA*	zobowiązania finansowe netto/EBITDA	2,3	2,0

* 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 pierwszym kwartale 2021 roku w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego (czynniki wpływające na te zmiany zostały opisane w części dotyczącej omówienia wielkości finansowych), przy czym wzrost tej ostatniej był wyższy. W związku z tym, wskaźnik marża EBITDA uległ poprawie. Czynniki operacyjne oraz wyższe saldo działalności finansowej wpłynęły także na poprawę wyniku netto r/r, a co za tym idzie poprawę wskaźników rentowności.

Spadek aktywów obrotowych, przy jednoczesnym wzroście zobowiązań krótkoterminowych wpłynęły na obniżenie wskaźnika bieżącej płynności.

Na spadek wskaźnika dług netto/EBITDA wpłynął w szczególności niższy poziom zobowiązań finansowych na dzień 31 marca 2021 w stosunku do 31 grudnia 2020 roku oraz wyższa EBITDA uroczniona na koniec marca 2021 w stosunku do EBITDA za rok 2020.

3.4. Opis istotnych pozycji pozabilansowych

Informacje w tym zakresie zostały przedstawione w rozdziale 7.1. *Informacje o istotnych umowach* niniejszego Sprawozdania oraz w Skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2021 roku - nota 20 *Aktywa i zobowiązania warunkowe*.

3.5. Prognozy wyników finansowych

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

3.6. Czynniki mogące mieć wpływ na wyniki Grupy Energa w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału

Rysunek 4: Czynniki mogące mieć wpływ na wyniki Grupy Energa w perspektywie kolejnego kwartału

Ponoszenie wydatków na sieć w związku z wymogami regulacji jakościowej w Linii Biznesowej Dystrybucja	Kształtowanie się cen energii na rynku terminowym, SPOT i bilansującym	Dynamiczny przyrost liczby prosumentów i kosztów związanych z ich funkcjonowaniem
Skuteczność realizacji ambitnych planów sprzedażowych w warunkach konkurencji na rynku sprzedawców energii elektrycznej	Kształtowanie się cen uprawnień do emisji CO ₂	Wielkość wsparcia w postaci Rynku Mocy
Poziom pracy w wymuszeniu w Elektrowni Ostrołęka B oraz poziom realizacji przyjętej strategii	Warunki pogodowe i hydrometeorologiczne	Przedłużająca się pandemia COVID-19 i obostrzenia gospodarcze w 2021 roku



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

EBITDA w mln zł	I kw. 2020	I kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
DYSTRYBUCJA	493	520	27	5%
WYTWARZANIE	69	104	35	51%
SPRZEDAŻ	34	144	110	> 100%
POZOSTAŁE oraz wyłączenia i korekty konsolidacyjne	(28)	(10)	18	64%
EBITDA Razem	568	758	190	33%

4.1. Linia Biznesowa Dystrybucja

4.1.1. Działalność biznesowa i operacyjna

Tabela 8: Dystrybucja energii elektrycznej według grup taryfowych (GWh)

Dystrybucja energii elektrycznej wg grup taryfowych (sprzedaż zafakturowana) w GWh	I kw. 2020	I kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Grupa taryfowa A (WN)	806	852	45	6%
Grupa taryfowa B (SN)	2 200	2 261	61	3%
Grupa taryfowa C (nN)	1 116	1 046	(70)	-6%
Grupa taryfowa G (nN)	1 570	1 647	77	5%
Dystrybucja energii razem	5 694	5 806	113	2%

W I kwartale 2021 roku wolumen dostarczonej energii elektrycznej był wyższy w stosunku do roku poprzedniego średnio o 2%. Wzrost wolumenu nastąpił w grupach A, B oraz G, natomiast spadek w grupie C. Zmiany te były związane z obostrzeniami wynikającymi z pandemii COVID-19 - częściowy lockdown gospodarki i zwiększenie zakresu pracy oraz nauki zdalnej w gospodarstwach domowych.

Tabela 9: 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		
I kw. 2020	33,7	4,7	38,3	0,5	0,0	0,5
I kw. 2021	18,1	5,1	23,3	0,3	0,0	0,4
Zmiana	(15,5)	0,5	(15,1)	(0,1)	0,0	(0,1)
Zmiana (%)	-46%	10%	-39%	-31%	16%	-28%

Grupa Energa w I kwartale 2021 roku osiągnęła poziom wskaźnika SAIDI (planowane i nieplanowane z katastrofalnymi) lepszy o 39% w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego. Wartość wskaźnika SAIFI również uległa poprawie, o 28% r/r. Poprawa wskaźników była przede wszystkim efektem mniejszej skali przerw nieplanowanych i awarii masowych.

Uzyskane w I kwartale 2021 roku wyniki wskaźników niezawodności zasilania SAIDI i SAIFI są kontynuacją trendu poprawy tych wskaźników w Grupie Energa. Uzyskane wskaźniki dają Grupie Energa pozycję lidera w zakresie niezawodności sieci.

4.1.2. Wyniki finansowe

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

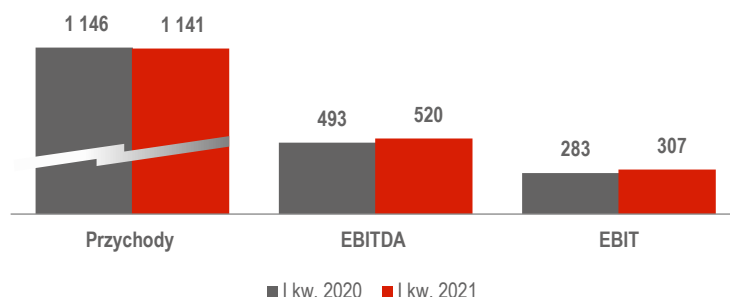
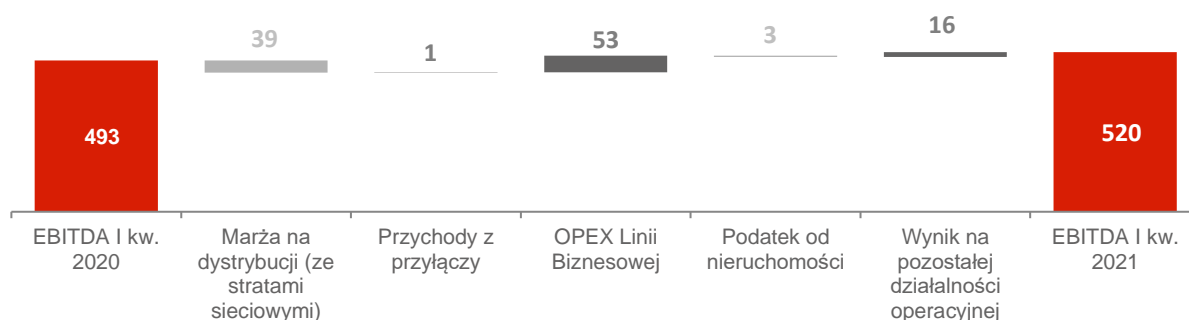


Tabela 10: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)

w mln zł	I kw. 2020	I kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	1 146	1 141	(5)	0%
EBITDA	493	520	27	5%
amortyzacja	210	213	3	1%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	283	307	24	8%
Wynik netto	188	229	41	22%
CAPEX	266	300	34	13%

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



Linia Biznesowa Dystrybucja wypracowała w I kwartale 2021 roku prawie 69% EBITDA Grupy Energa (wobec blisko 87% w I kwartale 2020 roku).

Przychody ze sprzedaży Linii Biznesowej Dystrybucja w I kwartale 2021 roku wyniosły 1 141 mln zł, czyli osiągnęły podobny poziom do analogicznego okresu ubiegłego roku.

EBITDA tej Linii wyniosła 520 mln zł i była wyższa o około 5% r/r.

Istotny wpływ na wzrost wyniku operacyjnego EBIT o 8% r/r (do 307 mln zł) miały niższe koszty OPEX, w tym głównie zdarzenie jednorazowe w postaci rozwiązania rezerw aktuarialnych z tytułu ZFSS dla emerytów i rencistów, a także niższy poziom kosztów związany w przesuwaniem niektórych prac w związku z pandemią. W pozostałej działalności operacyjnej wynik r/r poprawiło z kolei inne zdarzenie jednorazowe – podpisano korzystną umowę w sprawie spornej o odszkodowanie z tytułu opłaty przesyłowej.

Pozostałe czynniki wpływające na zmianę poziomu wyniku operacyjnego EBIT to niższa marża na dystrybucji o 39 mln zł (z uwzględnieniem strat sieciowych). Wyższy r/r wolumen usługi dystrybucyjnej został skompensowany wyższymi kosztami strat sieciowych, związanymi z wyższym wolumenem energii na pokrycie strat sieciowych oraz niekorzystnym rozliczeniem rzeczywistego wolumenu grudnia 2020 roku w styczniu 2021 roku.

Zysk netto Linii Biznesowej Dystrybucja w I kwartale 2021 roku wyniósł 229 mln zł, czyli był o 22% wyższy r/r. Poprawa była głównie efektem zmiany EBIT oraz ujęcia w przychodach finansowych odsetek związanych ze wspomnianą wyżej umową.

Nakłady inwestycyjne tej Linii wyniosły 300 mln zł i były o 13% wyższe niż w I kwartale 2020 roku.

4.2. Linia Biznesowa Wytwarzanie

4.2.1. Działalność biznesowa i operacyjna

Tabela 11: Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh)

Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh)	I kw. 2020	I kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Elektrownie - węgiel kamienny	289	592	303	> 100%
Elektrownie - współspalanie biomasy	53	-	(53)	-100%
Elektrociepłownie - węgiel kamienny	36	9	(27)	-74%
Elektrociepłownie - biomasa	17	22	6	35%
Elektrownie - woda	209	259	50	24%
Elektrownia szczytowo-pompowa	21	19	(1)	-6%
Elektrownie - wiatr	175	124	(51)	-29%
Elektrownie - fotowoltaika	1	1	(0)	-23%
Produkcja energii razem	801	1 027	227	28%
<i>w tym z OZE</i>	455	406	(49)	-11%

Aktywa wytwórcze w Grupie Energa w I kwartale 2021 roku wyprodukowały 1,0 TWh energii elektrycznej wobec 0,8 TWh w analogicznym okresie roku ubiegłego, czyli o 28% więcej r/r. Tendencja ta dotyczyła głównie produkcji z węgla kamiennego w elektrowni w Ostrołęce oraz w źródłach wodnych.

Poziom produkcji w elektrowni w Ostrołęce wynikał z poziomu pracy w wymuszeniu na rzecz Operatora Systemu Przesyłowego w Polsce. Produkcja energii w źródłach wodnych to efekt występujących warunków hydrologicznych. Produkcja z wiatru, pomimo oddania do użytku nowej farmy wiatrowej Przykona, była niższa, niż w analogicznym okresie ubiegłego roku, co wynika 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 dodatkowego czynnika jakim był prowadzony proces inwestycyjny związany ze zmianą miks paliwowy w Obszarze Wytwórczym CHP.

Tabela 12: Produkcja ciepła brutto (TJ)

Produkcja ciepła brutto w TJ	I kw. 2020	I kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o.	811	946	135	17%
ENERGA Elektrownie Ostrołęka S.A.	429	472	44	10%
Ciepło Kaliskie Sp. z o.o.	123	147	24	20%
Produkcja ciepła brutto razem	1 364	1 566	202	15%

W I kwartale 2021 roku Grupa wyprodukowała 1 566 TJ energii cieplnej, o 15% więcej niż w analogicznym okresie roku poprzedniego, na co wpływ miała m.in. temperatura powietrza kształtująca zapotrzebowanie na ciepło u odbiorców Grupy na rynkach lokalnych w miastach Ostrołęka, Elbląg i Kalisz.

Tabela 13: Wolumen i koszt zużycia kluczowych paliw

Zużycie paliw*	I kw. 2020	I kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Węgiel kamienny				
Ilość (tys. ton)	181	301	120	66%
Koszt (mln zł)	57	88	31	54%
Biomasa				
Ilość (tys. ton)	48	25	(23)	-49%
Koszt (mln zł)	25	10	(15)	-59%
Zużycie paliw razem (mln zł)	82	98	16	20%

* łącznie z kosztem transportu

W I kwartale 2021 roku nastąpił wzrost kosztu zużycia paliw przez Grupę (o 16 mln zł r/r). Wytwórcy Grupy zużyli o 120 tys. ton więcej węgla kamiennego oraz o 23 tys. ton mniej biomasy w stosunku do I kwartału 2020 roku. Zmniejszenie zużycia biomasy do produkcji to głównie efekt zatrzymania produkcji ze współspalania w Elektrowni w Ostrołęce (zakończenie okresu wsparcia). Zwiększone zużycie węgla wynikało z wyższej produkcji energii elektrycznej (głównie przez elektrownię w Ostrołęce). Jednocześnie odnotowano wzrost kosztu jednostkowego zużycia węgla wraz z kosztem transportu o 1% oraz niższy koszt zużycia biomasy o 10%.

4.2.2. Wyniki finansowe

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

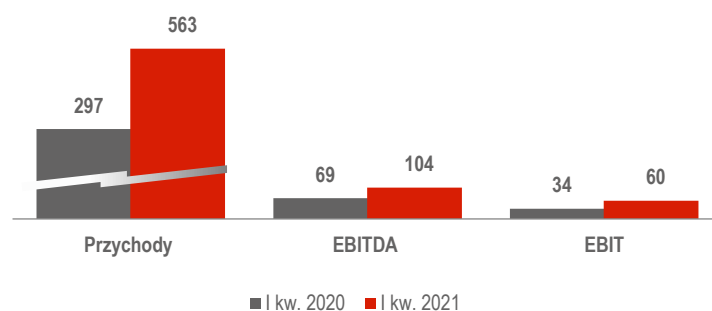
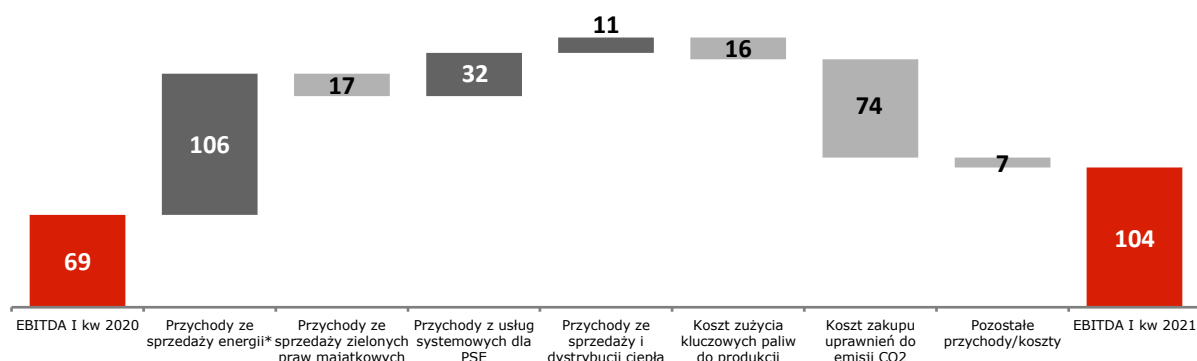


Tabela 14: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie (mln zł)

w mln zł	I kw. 2020	I kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	297	563	266	90%
EBITDA	69	104	35	51%
amortyzacja	38	34	(4)	-11%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	(3)	10	13	> 100%
EBIT	34	60	26	76%
Wynik netto	10	41	31	> 100%
CAPEX	52	29	(23)	-44%

Rysunek 8: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie (mln zł)



* uwzględnia trading energii elektrycznej netto (przychód minus koszt).

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

EBITDA w mln zł	I kw. 2020	I kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Woda	37	55	17	46%
Wiatr	41	34	(7)	-18%
Elektrownia w Ostrołęce	(12)	18	29	> 100%
Pozostałe i korekty	2	(2)	(4)	< -100%
Razem Wytwarzanie	69	104	35	51%

EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie w I kwartale 2021 roku wyniosła 104 mln zł (o 51% więcej r/r), a jej udział w łącznej EBITDA Grupy ukształtował się na poziomie 14% (12% w I kwartale 2020 roku). Głównymi czynnikami kształtującymi poziom EBITDA tej Linii w I kwartale 2021 roku były m.in. przychody ze sprzedaży energii oraz zielonych praw majątkowych, przychody z regulacyjnych usług systemowych, przychody ze sprzedaży i dystrybucji ciepła, koszty zużycia kluczowych paliw do produkcji oraz koszty zakupu uprawnień do emisji.

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

Poziom przychodów ze sprzedaży zielonych praw majątkowych był efektem niższego wolumenu produkcji (m.in. zaprzestanie współspalania w elektrowni w Ostrołęce oraz niższej produkcji farm wiatrowych).

Wyższe przychody z usług systemowych wynikały głównie z wdrożenia z początkiem 2021 roku mechanizmu rozliczeniowego w postaci Rynku Mocy, z którego korzystają źródła Grupy.

Wzrost przychodów ze sprzedaży i dystrybucji ciepła zależał głównie od niskich temperatur powietrza zaobserwowanych w I kwartale 2021, które przełożyły się na zwiększenie wolumenu produkcji tego produktu.

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

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

Nakłady inwestycyjne Linii w I kwartale 2021 roku były niższe o 23 mln zł r/r, a ich poziom wynikał głównie z rozwoju aktywów ciepłowniczych w Elblągu.

Tabela 16: Wyniki Obszaru Wytwarzania Woda (mln zł)

w mln zł	I kw. 2020	I kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	64	85	21	33%
EBITDA	37	55	17	46%
EBIT	29	46	17	61%
CAPEX	2	(0)	(2)	< -100%

Tabela 17: Wyniki Obszaru Wytwarzania Wiatr (mln zł)

w mln zł	I kw. 2020	I kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	51	42	(8)	-17%
EBITDA	41	34	(7)	-18%
EBIT	27	17	(10)	-36%
CAPEX	3	2	(1)	-46%

Tabela 18: Wyniki Obszaru Wytwarzania Elektrownia w Ostrołęce (mln zł)

w mln zł	I kw. 2020	I kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	125	369	244	> 100%
EBITDA	(12)	18	29	> 100%
EBIT	(18)	22	40	> 100%
CAPEX	45	3	(42)	-94%

Tabela 19: Wyniki Obszaru Wytwarzania Pozostałe i korekty (mln zł)

w mln zł	I kw. 2020	I kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	58	68	10	17%
EBITDA	2	(2)	(4)	< -100%
EBIT	(3)	(25)	(22)	< -100%
CAPEX	3	25	22	> 100%

4.3. Linia Biznesowa Sprzedaż

4.3.1. Działalność biznesowa i operacyjna

Tabela 20: Sprzedaż energii elektrycznej (GWh)

Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż w GWh	I kw. 2020	I kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Sprzedaż energii detaliczna	4 922	4 917	(5)	-0%
Sprzedaż energii na rynku hurtowym, w tym:	1 431	787	(644)	-45%
<i>Sprzedaż energii na rynek bilansujący</i>	406	567	161	40%
<i>Sprzedaż energii na pokrycie strat sieciowych do Energi Operatora</i>	-	-	-	-
<i>Pozostała sprzedaż hurtowa</i>	1 025	221	(805)	-78%
Sprzedaż energii razem	6 353	5 704	(648)	-10%

W I kwartale 2021 roku łączny wolumen sprzedanej energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż był niższy o 10% (tj. o 0,6 TWh) w porównaniu do I kwartału 2020 roku. To skutek mniejszej sprzedaży na rynku hurtowym.

Wolumen sprzedaży na rynku detalicznym był na porównywalnym poziomie, jak w analogicznym okresie roku ubiegłego (ok. 4,9 TWh). Na skutek trwającej pandemii COVID-19 zmiany jednak zaszły w strukturze wolumenu w porównaniu do I kwartału 2020 roku, kiedy obostrzenia przeciw pandemiczne obejmowały wyłącznie część jednego miesiąca (marca 2020). Nastąpił spadek wolumenu sprzedaży do klientów biznesowych (efekt obostrzeń gospodarczych), przy jednoczesnym wzroście wolumenu sprzedaży do gospodarstw domowych (oprócz efektu lockdownu, pracy czy nauki zdalnej doszedł dodatkowo efekt mroźnej zimy).

Na koniec I kwartału 2021 roku liczba odbiorców końcowych energii elektrycznej (Punkt Poboru Energii) Linii Biznesowej Sprzedaż wynosiła 3,2 mln, co oznacza wzrost o ok. 58 tys. klientów w ujęciu r/r. Za przyrost bazy klientów w głównej mierze odpowiada grupa taryfowa G (gospodarstwa domowe).

Sprzedaż energii elektrycznej na rynku hurtowym spadła z kolei w I kwartale 2021 roku o 0,6 TWh (tj. o 45%) w stosunku do I kwartału 2020 roku. Przyczyną spadku było ograniczenie skali działań realizowanych na portfelu energii (rezygnacja z transakcji spekulacyjnych), 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.

4.3.2. Wyniki finansowe

Rysunek 9: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż (mln zł)

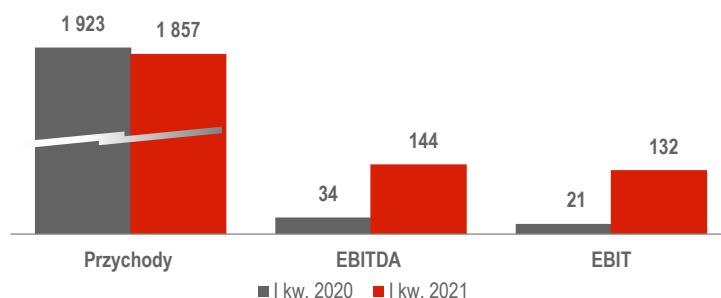
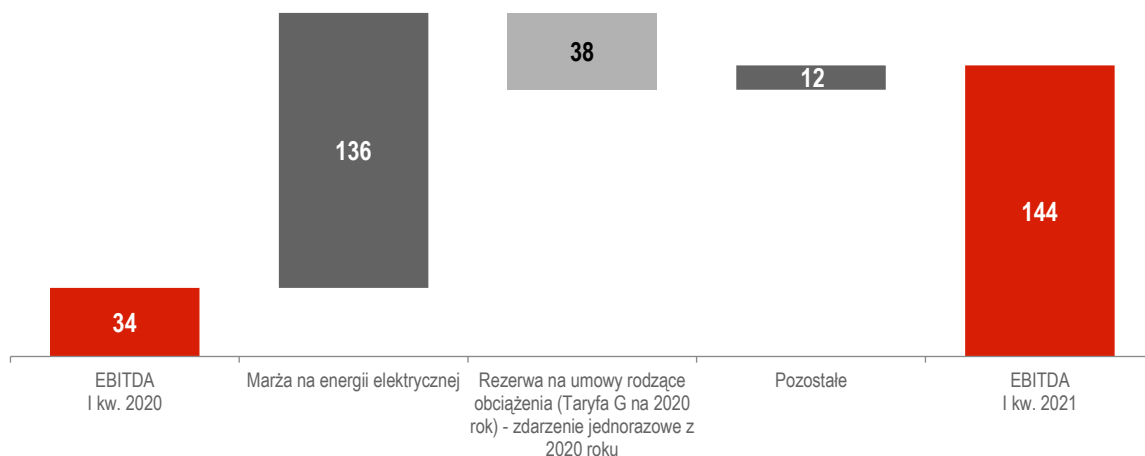


Tabela 21: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż (mln zł)

w mln zł	I kw. 2020	I kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	1 923	1 857	(66)	-3%
EBITDA	34	144	110	> 100%
amortyzacja	13	12	(1)	-8%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	21	132	111	> 100%
Wynik netto	10	107	97	> 100%
CAPEX	6	12	6	100%

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

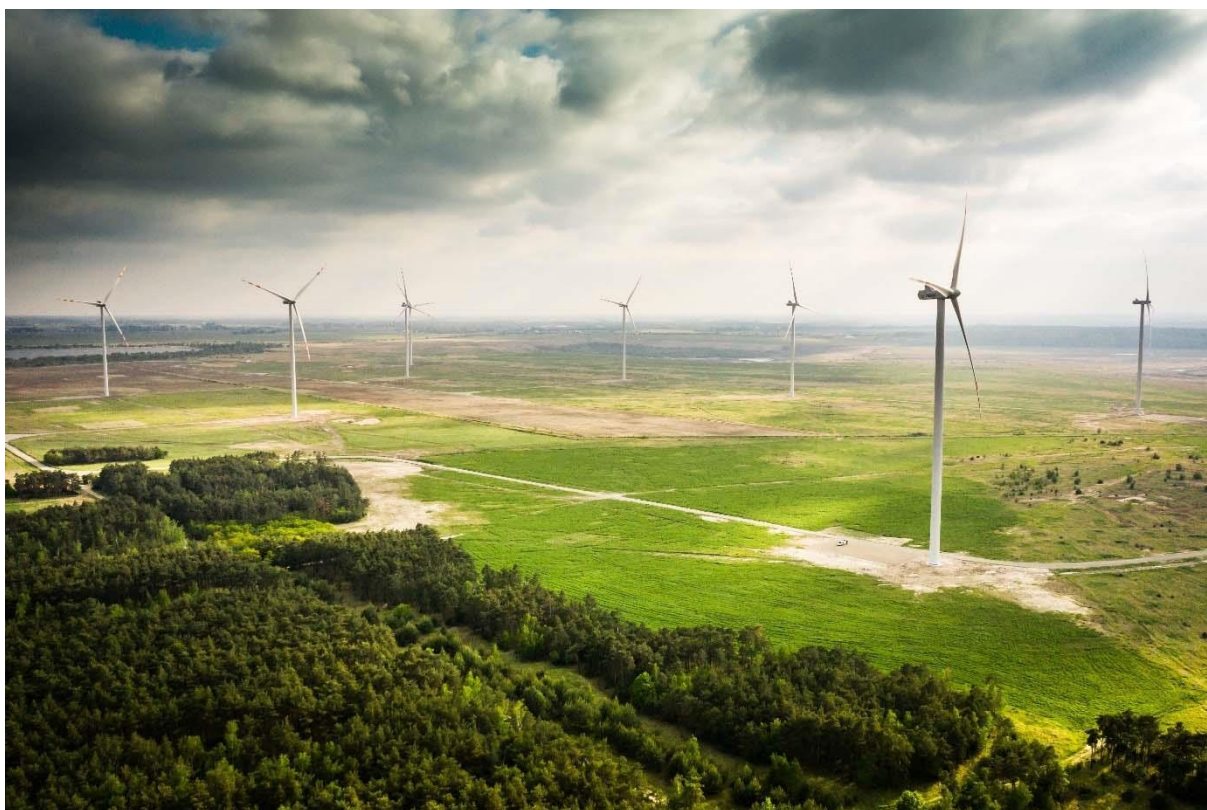


W I kwartale 2021 roku EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż wyniosła 144 mln zł i była wyższa o 110 mln zł w porównaniu z wynikiem osiągniętym w I kwartale 2020 roku. EBITDA Linii w I kwartale 2021 roku stanowiła 19% EBITDA Grupy, podczas gdy w analogicznym okresie 2020 roku udział ten wynosił 6%.

Przychody Linii Biznesowej Sprzedaż w I kwartale 2021 roku wyniosły 1 857 mln zł i były o 66 mln zł niższe w porównaniu z I kwartałem 2020 roku. Spadek przychodów wynikał z niższego wolumenu sprzedaży energii na rynku hurtowym oraz niższej średniej ceny sprzedaży energii na rynku detalicznym.

Na dynamiczny wzrost EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż w ujęciu r/r kluczowy wpływ miał wzrost marży na sprzedaży energii elektrycznej (o 136 mln zł). Jest to efekt niskiej bazy (w 2020 roku obowiązywała niekorzystna taryfa Prezesa URE dla gospodarstw domowych rozliczanych na jej podstawie) oraz ogólna poprawa marż na sprzedaży do pozostałych klientów (większa dynamika spadku średniego jednostkowego kosztu zakupu energii niż dynamika spadku średniej ceny sprzedaży).

Na zmianę EBITDA tej Linii Biznesowej istotny wpływ miały także zdarzenia 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 I kwartale 2020 roku rozwiązano 38 mln zł tej rezerwy, natomiast w sprawozdawanym okresie takie zdarzenie nie miało miejsca, co wygenerowało negatywny wpływ na zmianę EBITDA w ujęciu r/r.



Farma wiatrowa w Przykonia

Otoczenie regulacyjno-biznesowe

5. OTOCZENIE REGULACYJNO-BIZNESOWE

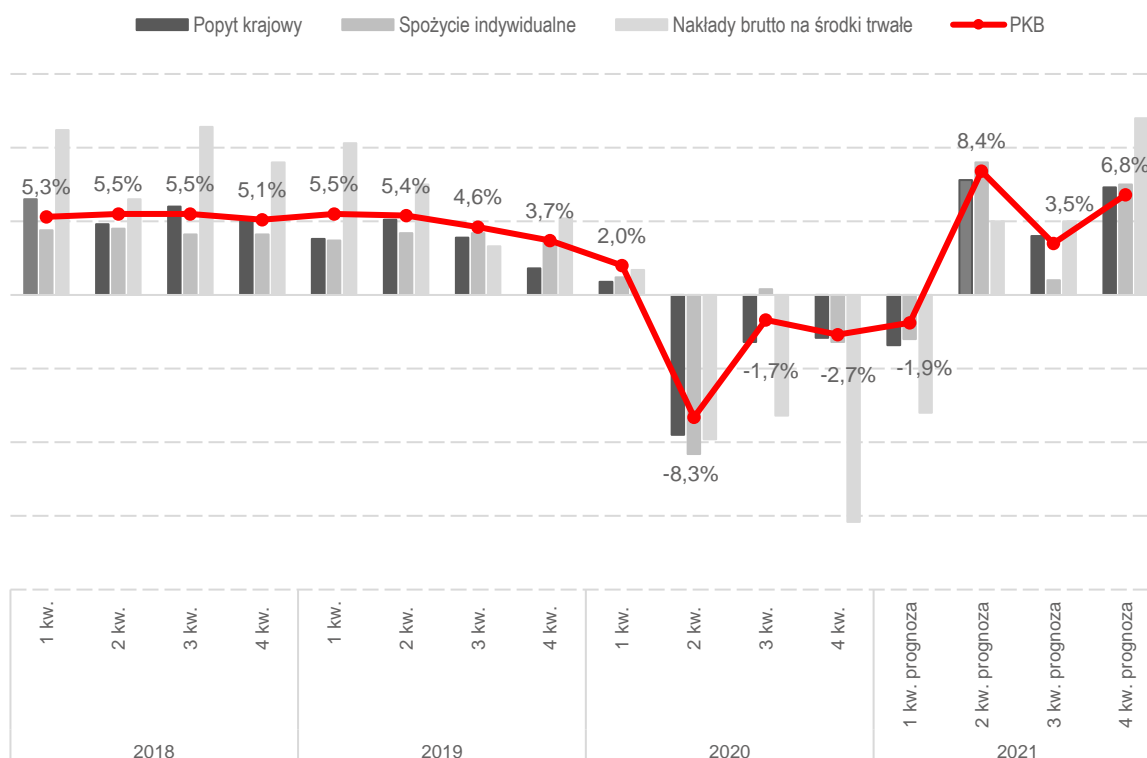
5.1. Sytuacja makroekonomiczna

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, ciepła i gazu oraz kształtowanie popytu na produkty dostarczane klientom. W I kwartale 2021 r. istotnym czynnikiem wpływającym na gospodarkę pozostawała pandemia wirusa SARS-CoV-2 (koronawirus) i związane z nią restrykcje w życiu społeczno-gospodarczym. W perspektywie nadchodzących kwartałów, powrót do stabilnego rytmu życia gospodarczego w dużej mierze zależeć będzie od tempa szczepień, wzrostu odporności społeczeństwa i wyhamowania choroby COVID-19.

Zgodnie ze wstępnym szacunkiem Głównego Urzędu Statystycznego (GUS), PKB w Polsce w IV kw. 2020 roku zmniejszył się realnie o 2,7% r/r, wobec wzrostu o 3,7% w analogicznym kwartale roku 2019. Na początku I kw. br. siła pandemii zaczęła maleć, stąd stopniowo znoszone były obostrzenia sanitarne. W marcu nadeszła jednak trzecia fala pandemii i powrócono do surowych restrykcji. Dotychczasowe dane makroekonomiczne wskazują, iż pomimo pandemii dobrze radzi sobie sektor przemysłowy. Analitycy Banku Millennium zauważają, że od strony popytu, głównym filarem wspierającym gospodarkę jest eksport, a także konsumpcja publiczna. Gorzej radzi sobie sektor usług i handlu detalicznego. Nasilenie restrykcji i spadek mobilności ograniczyły konsumpcję prywatną, a utrzymująca się niepewność - zmniejszyła aktywność inwestycyjną firm.

Analitycy Santander Bank Polska przewidują powrót ożywienia gospodarczego w kraju dopiero bliżej końca 2021 r., stąd obniżyli swoją prognozę PKB na rok bieżący o 0,4 pkt. proc. w stosunku do poziomu zakładanego w grudniu 2020 r. Podobny poziom przewidywanego wzrostu gospodarczego w 2021 r., 4,1% r/r, zaprezentował Narodowy Bank Polski (NBP) w marcowej projekcji, wskazując na pozytywne czynniki, takie jak: szybsza niż oczekiwano odbudowa aktywności gospodarczej za granicą, uruchomienie w Polsce kolejnych programów antykrzysowych wspierających rynek pracy oraz przedsiębiorców czy uwzględnienie w projekcji absorpcji funduszy unijnych w ramach nowego instrumentu „Next Generation UE”, którego celem jest wspieranie rozwoju gospodarek europejskich po kryzysie, wywołanym pandemią.

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



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

Sytuacja epidemiologiczna w kraju istotnie wpływa na aktualne, jak i przyszłe nastroje konsumenckie oraz kształtowanie popytu. W I kw. 2021 r., bieżący wskaźnik ufności konsumenckiej, syntetycznie opisujący obecne tendencje konsumpcji indywidualnej wyniósł -24,4 i w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego - zmalał o 26,5 pkt. proc. Z kolei wyprzedzający wskaźnik ufności konsumenckiej, opisujący oczekiwane w najbliższych miesiącach tendencje konsumpcji indywidualnej, w I kw. br. ukształtował się na poziomie -21,7 i na przestrzeni roku obniżył się o 20 pkt. proc. Ujemne wartości obu wskaźników oznaczają przewagę liczebną konsumentów nastawionych pesymistycznie. W ramach składowych powyższych wskaźników największy spadek odnotowano: w ocenie sytuacji ekonomicznej kraju, ocenie obecnej możliwości dokonywania ważnych zakupów oraz zmianie poziomu bezrobocia.

Stopa bezrobocia w marcu 2021 r., według wstępnych danych Ministerstwa Rozwoju, Pracy i Technologii, wyniosła 6,4% i była o 0,1 pkt. proc. niższa od wyniku notowanego miesiąc wcześniej. Marzec był pierwszym miesiącem w roku bieżącym, gdy liczba zarejestrowanych bezrobotnych w urzędach pracy zmniejszyła się. Również dane Eurostatu pokazują dobrą sytuację na krajowym rynku pracy. W lutym br. Polska była krajem o najniższej stopie bezrobocia w Unii Europejskiej. Analitycy zwracają jednak uwagę, iż powyższe statystyki nie oddają w pełni spadku zapotrzebowania na pracę w okresie pandemii. Zauważalne są takie zjawiska, jak: odpływ pracowników z zagranicy, skracanie czasu pracy w celu uniknięcia zwolnień, wzrost nieaktywności zawodowej czy samozatrudnienia w rolnictwie. Przeciętne zatrudnienie w sektorze przedsiębiorstw w pierwszych trzech miesiącach br. zmniejszyło się o 1,7% w odniesieniu do analogicznego okresu roku 2020. Przeciętne miesięczne wynagrodzenie (brutto) z kolei wzrosło o 5,7% r/r i wyniosło 5675,54 zł. Korzystna sytuacja dochodowa gospodarstw domowych, ograniczone ryzyko silnego wzrostu bezrobocia, a także zakumulowane w czasie pandemii oszczędności, tworzą przestrzeń do wzrostu konsumpcji po odmrożeniu gospodarki.

Jak było to wskazane wcześniej, w polskim sektorze wytwórczym obserwowane są dobre warunki gospodarcze, potwierdzone notowaniami indeksu PMI (wskaźnika wyprzedzającego polskiego przemysłu), który w marcu 2021 r. wyniósł 54,3 pkt. i wzrósł o 0,9 pkt. na przestrzeni miesiąca. Tendencja wzrostowa wskaźnika, czwarty wzrost z rzędu, wyznacza najdłuższą taką sekwencję od 2013 r. IHS Markit zwrócił uwagę, iż marcowe badanie wskaźnika PMI wykazało również historyczną inflację oraz obecność rekordowych presji na łańcuchy dostaw. Wyższe koszty transportu oraz osłabienie złotówki przełożyły się na znaczny wzrost kosztów produkcji, co doprowadziło do najszybszej, od powstania wskaźnika (styczeń 2003 r.), inflacji cen wyrobów gotowych. Z drugiej strony, obserwowany był wzmógłony napływ zamówień eksportowych, podnoszący ogólny poziom zamówień i przyspieszający wzrost produkcji. Rozwój sektora wstrzymywała jednak ograniczona podaż na skutek niedoboru siły roboczej w sektorze i braku surowców na rynku oraz wydłużony czas dostaw.

Wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych w I kw. 2021 r. wyniósł 2,7% w odniesieniu do analogicznego okresu roku poprzedniego i był wyraźnie powyżej pierwotnych oczekiwań. Wysoka inflacja w głównej mierze spowodowana była rosnącymi cenami ropy naftowej na rynkach międzynarodowych. Wyższe ceny odnotowano przede wszystkim w zakresie usług (o 7,3% r/r), ale i towarów (o 1,4% r/r). W przypadku nośników energii (energia elektryczna, gaz, opał, energia cieplna) nastąpił wzrost cen na poziomie 4,8% r/r. Zgodnie z prognozami analityków Banku Millennium, w kolejnych kwartałach inflacja będzie utrzymywać się na podwyższonym poziomie, a jej głównymi składowymi pozostaną ceny paliw i energii. Na przestrzeń do wzrostu cen wskazują także badania koniunktury. NBP w marcowej projekcji zakłada jednak inflację CPI na poziomie 3,1% i 2,8%, odpowiednio w roku 2021 i 2022.

W zakresie polityki pieniężnej, Rada Polityki Pieniężnej (RPP) w I kw. 2021 r. nie dokonała zmian jeśli chodzi o poziom podstawowych stóp procentowych. Główna stopa procentowa Narodowego Banku Polskiego, stopa referencyjna, na koniec marca br. wyniosła 0,10%. W kolejnych kwartałach analitycy spodziewają się stabilizacji stóp procentowych. RPP utrzymuje łagodną retorykę, pomimo nasilenia inflacji. Zmiana retoryki przez RPP może nastąpić, gdy dojdzie do wyraźnego ożywienia aktywności gospodarczej (po stabilizacji sytuacji epidemicznej).

5.2. Rynek energii elektrycznej w Polsce

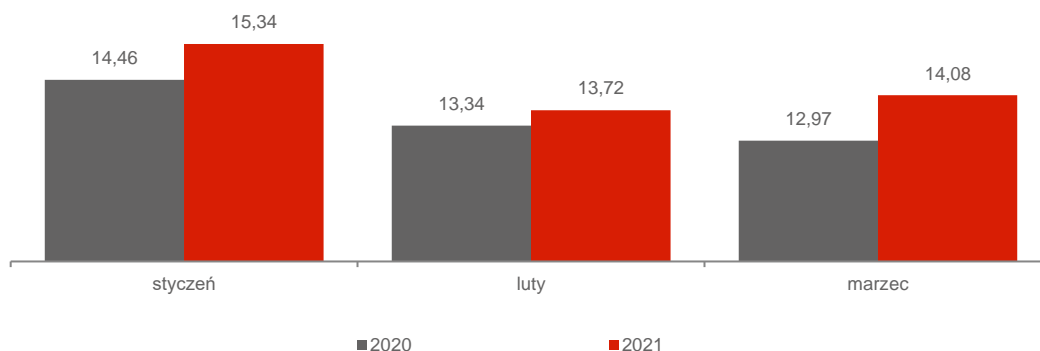
Kształtowanie się otoczenia rynkowego ma istotne znaczenie dla osiąganych przez Grupę wyników finansowych. W tym świetle zwraca się uwagę zwłaszcza na produkcję i zużycie energii elektrycznej, wymianę międzysystemową Polski, ceny energii elektrycznej w Polsce i wybranych krajach sąsiednich, ceny praw 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) w I kwartale 2021 roku wyniosła 43,14 TWh i była wyższa o 2,37 TWh tj. 5,5% w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego

(40,77 TWh). Wyższa produkcja była widoczna w elektrowniach zużywających węgiel brunatny oraz kamienny, jak również w źródłach wytwórczych pracujących na paliwo gazowe. Wzrost produkcji był odpowiedzią na wyższe zapotrzebowanie na energię w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE).

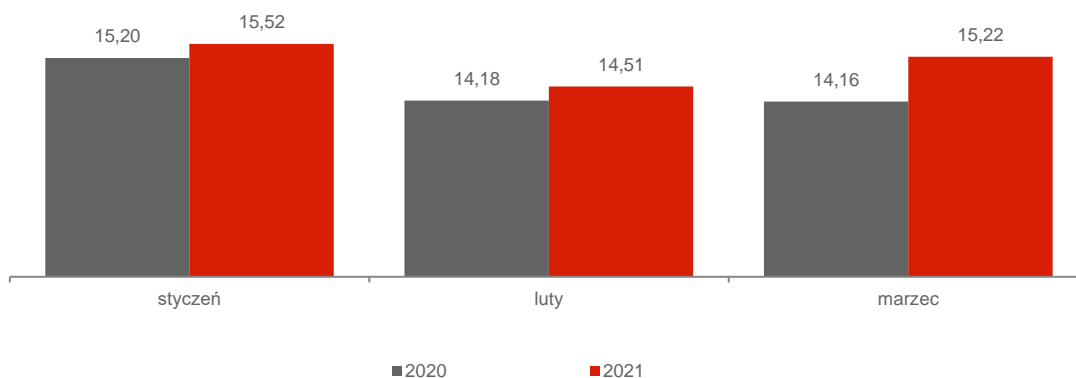
Rysunek 12: Produkcja energii elektrycznej w Polsce w I kwartale 2020 i 2021 roku (TWh)



Źródło: PSE

Krajowe zużycie energii elektrycznej w Polsce w I kwartale 2021 roku wyniosło 45,25 TWh i było wyższe o 1,71 TWh tj. 3,9% w stosunku do tego samego okresu roku poprzedniego (43,54 TWh). Wzrost zużycia wynikał z wyższego zapotrzebowania spowodowanego odradzającą się gospodarką i mniejszą skalą obostrzeń związanych z pandemią COVID-19 w stosunku do tego samego okresu roku ubiegłego.

Rysunek 13: Zużycie energii elektrycznej w Polsce w I kwartale 2021 roku (TWh)

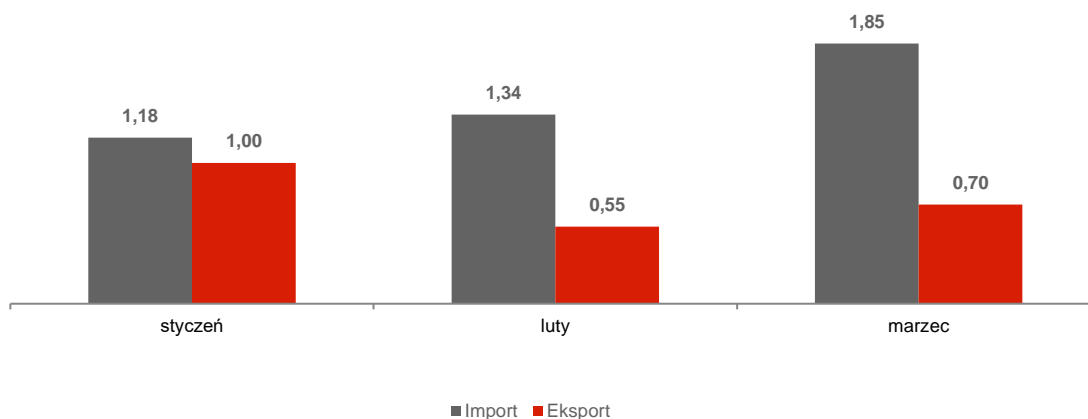


Źródło: PSE

Wymiana międzysystemowa Polski

W I kwartale 2021 roku eksport energii elektrycznej był tylko o 0,22 TWh niższy w stosunku do tego samego okresu roku ubiegłego. Porównując te same okresy można zauważyć nieznaczny spadek importu energii elektrycznej o 0,87 TWh, co odpowiada w głównej mierze za nadwyżkę importu netto energii elektrycznej w badanym okresie na poziomie 2,12 TWh wobec importu netto w wysokości 2,77 TWh w analogicznym okresie roku ubiegłego. Jest to efekt niższego poboru energii elektrycznej w zakresie wymiany równoległej oraz połączenia z Ukrainą.

Rysunek 14: Miesięczne wolumeny wymiany międzysystemowej w Polsce w I kwartale 2021 roku (TWh)

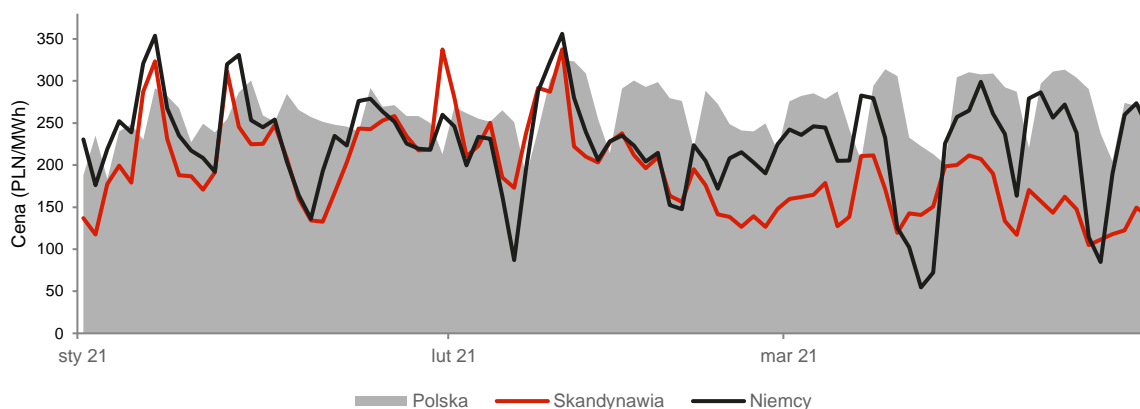


Źródło: PSE

Ceny energii w wybranych krajach sąsiadujących z Polską

Średni poziom cen na rynku SPOT w Polsce w I kwartale 2021 roku był wyższy niż w krajach sąsiadujących. Wzrost zapotrzebowania na moc wraz z niskimi temperaturami oraz niższą generacją ze źródeł wiatrowych, jak również wzrost notowań EUA do historycznie najwyższych poziomów, wsparte wzrostem ubytków systemowych, doprowadziły do wzrostu cen na rynku polskim jak również na rynkach ościennych. Największe odchylenia cen odnotowano względem rynku skandynawskiego (+38,2%, tj. 73,06 zł/MWh), a mniejsze w porównaniu do cen na rynku niemieckim (+17,3%, tj. 38,92 zł/MWh).

Rysunek 15: Ceny energii na rynku SPOT w Polsce i wybranych krajach sąsiadujących w I kwartale 2021 roku (cena (PLN/MWh))

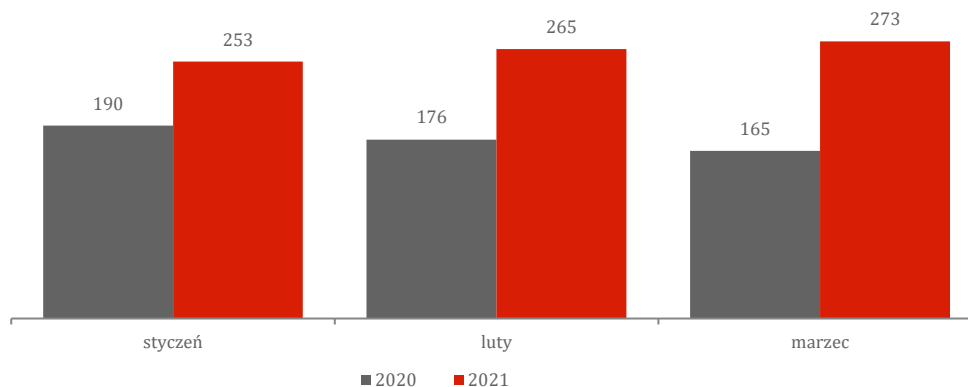


Źródło: Bloomberg, Reuters

Rynek Dnia Następnego (RDN) energii elektrycznej w Polsce

Średni poziom indeksu TGeBase w I kwartale 2021 roku wyniósł 263,54 zł/MWh i był o 86,57 zł/MWh wyższy niż w analogicznym okresie roku ubiegłego (176,97 zł/MWh). Natomiast porównując I kwartał 2021 roku z IV kwartałem roku ubiegłego można zaobserwować wzrost ceny o 17,37 zł/MWh. Wzrost krajowego zapotrzebowania na moc, wynikający z odradzającej się gospodarki został wsparty przez wzrost ubytków systemowych oraz spadek importu energii, co w konsekwencji wpłynęło na wzrost cen w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego.

Rysunek 16: Indeks TGeBase w I kwartale 2021 roku (PLN/MWh)



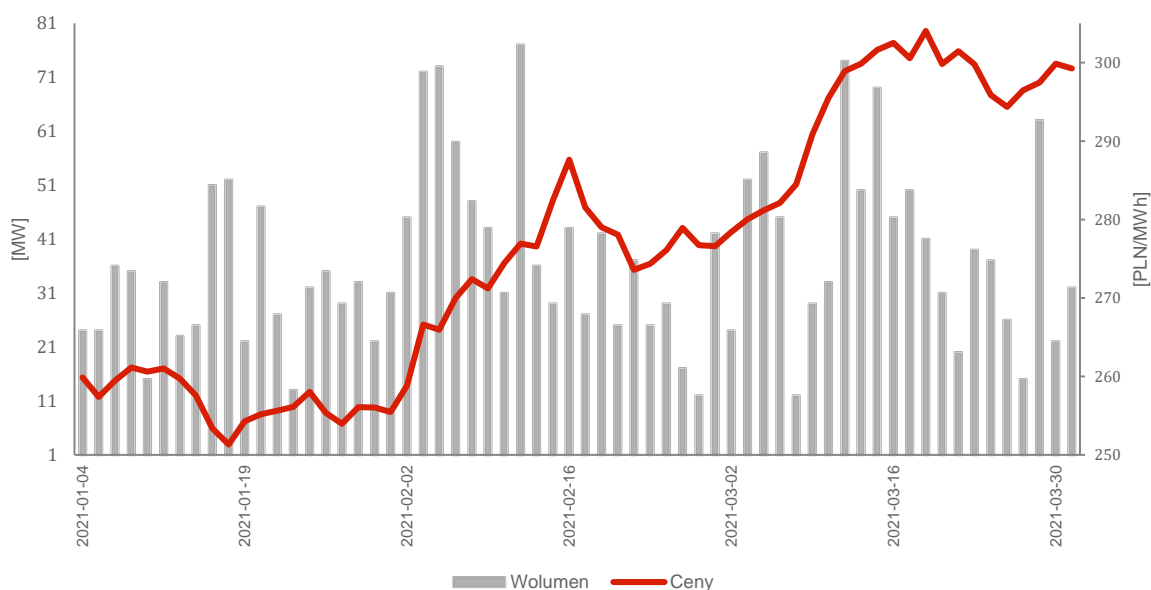
Źródło: TGE

Rynek terminowy energii elektrycznej w Polsce

W I kwartale 2021 roku rynek terminowy energii elektrycznej znajdował się w trendzie wzrostowym. Najwyższą cenę odnotowano w dniu 18 marca br. na poziomie 304,03 zł/MWh (BASE 2022). Głównymi determinantami wzrostu cen energii w I kwartale na rynku terminowym były:

- wzrost cen uprawnień do emisji CO₂,
- spadek wietrzności,
- wzrost cen na rynku SPOT,
- wzrost zapotrzebowanie na energię elektryczną w KSE.

Rysunek 17: Cena kontraktu terminowego pasmo z dostawą na 2022 rok w I kwartale 2021 roku



Źródło: TGE

Rynek uprawnień do emisji

W dniu 8 maja 2020 roku Komisja Europejska poinformowała, że na koniec 2019 roku w obiegu było ponad 1 385 mln uprawnień do emisji. 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 2020 roku do dnia 31 sierpnia 2021 roku – w rezerwie stabilności rynkowej zostanie umieszczona łączna liczba ok. 333 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 r. 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 ma się odbyć w połowie maja br. Aukcje brytyjskie, w odróżnieniu od systemu europejskiego, mają mieć minimalną cenę ofertową. Brytyjski rząd planuje w tym roku sprzedać 82 mln uprawnień do emisji (UKA), w tym dla sektora lotniczego. W połowie maja na giełdzie ICE ma zostać uruchomiony rynek SPOT oraz notowania kontraktów terminowych. Kluczowym czynnikiem, który determinował cenę EUA w I kwartale była spekulacja oraz oczekiwanie na finalne zakończenie rozmów ws. kształtu Europejskiego Prawa o Klimacie i tym samym zwiększenia celu redukcji emisji w 2030 r. do poziomu 50-55%. W konsekwencji kurs EUA na koniec I kwartału 2021 roku wyniósł 42,55 EUR/t, rosnąc od końca 2020 roku o 38%, natomiast porównując z końcem I kwartału 2020 r. kurs wzrósł o 141%.

Rysunek 18: Ceny uprawnień EUA w I kwartale 2021 roku



Źródło: Bloomberg

Rynek praw majątkowych

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

Tabela 22: Średnie poziomy cen zielonych praw majątkowych notowanych na Towarowej Giełdzie Energii

Indeks (rodzaj świadectwa)	Wartość Indeksu		Procent obowiązku (%)	Opłata zastępcza (zł)
	I kwartał 2020 (zł/MWh)	I kwartał 2021 (zł/MWh)		
OZEX_A (zielone)	146,62	144,1	19,5*	300,03*

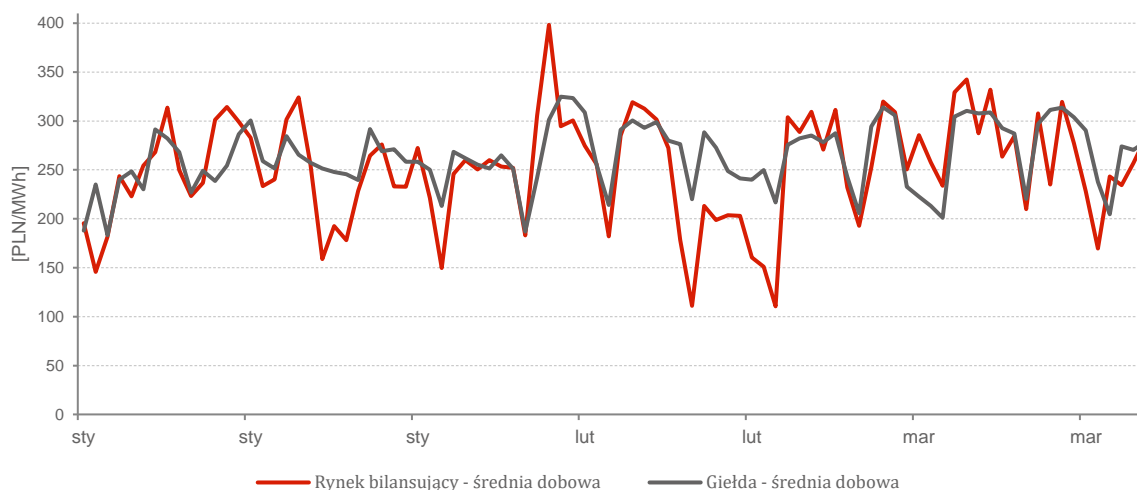
* wartość opłaty zastępczej i obowiązku umorzenia na 2021 rok.

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 kwartału w okolicach 142,00 zł/MWh. W marcu doszło do zdecydowanego ruchu cen w górę. Notowania PM OZE zakończyły I kwartał 2021 roku na poziomie 148,07 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 I kwartału 2021 roku ceny na rynku bilansującym były zbliżone do cen na rynku dnia następnego. Odstępstwem od tego była np. sytuacja z dnia 21 lutego br., kiedy to średnia cena dobową na rynku bilansującym wyniosła jedynie 111,12 zł/MWh, a dzień wcześniej wystąpił najwyższy łączny poziom ubytków systemowych w lutym sięgający niemalże 16 GW. Średni poziom cen w badanym okresie na rynku bilansującym wyniósł 251,74 zł/MWh, wobec 181,84 zł/MWh w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Rysunek 19: Zestawienie cen na rynku bilansującym i rynku SPOT (giełda) w I kwartale 2021 (PLN/MWh)



Źródło: TGE, PSE

5.3. Otoczenie regulacyjne

Procesy legislacyjne zakończone w I kw. 2021 roku

Tabela 23: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
<p>Polityka energetyczna polski do 2040 r.</p>	<p>2 lutego 2021 r. Rada Ministrów przyjęła Uchwałę ws. Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP), która ukazała się w Monitorze Polskim 10 marca 2021 r.</p> <p>Ustawowym celem polityki energetycznej państwa jest bezpieczeństwo energetyczne, przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki, efektywności energetycznej i zmniejszenia oddziaływania sektora energii na środowisko.</p> <p>Koszt wdrożenia PEP oszacowano na blisko 1.600 mld zł. do 2040 r., z czego ze środków UE Polska może pozyskać ok. 260 mld zł w perspektywie 2030 r. (dodatkowo ze środków budżetu państwa zaplanowano wydatki na poziomie ok. 28,5 mld zł w latach 2021-2025).</p> <p>PEP wyznacza ramy transformacji energetycznej w Polsce i opiera się na trzech filarach:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) Sprawiedliwa transformacja; (2) Zeroemisyjny system energetyczny oraz dobra jakość powietrza; (3) Niskoemisyjna transformacja energetyczna. <p>Najważniejsze elementy PEP:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) W 2030 r. udział odnawialnych źródeł energii (OZE) w końcowym zużyciu energii brutto wyniesie co najmniej 23 proc.; (2) W przypadku energetyki wiatrowej na morzu – moc zainstalowana osiągnie: ok. 5,9 GW w 2030 r. i do ok. 11 GW w 2040 r.; (3) W 2033 r. uruchomiony zostanie pierwszy blok elektrowni jądrowej o mocy ok. 1-1,6 GW. Kolejne bloki będą wdrażane co 2-3 lata, a cały program jądrowy zakłada budowę 6 bloków; (4) Do 2030 r. nastąpi redukcja emisji gazów cieplarnianych (GHG) o ok. 30 proc. w stosunku do 1990 r.; (5) Do 2040 r. potrzeby ciepłe wszystkich gospodarstw domowych pokrywane będą przez ciepło systemowe oraz przez zero- lub niskoemisyjne źródła indywidualne; (6) Redukcja wykorzystania węgla w gospodarce będzie następować w sposób zapewniający sprawiedliwą transformację; (7) Rozbudowie ulegnie infrastruktura gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych, a także zapewniona zostanie dywersyfikacja kierunków dostaw.

<p>Rozporządzenie z dnia 30 marca 2021 r. ws. ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącej podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda</p>	<p>Minister Klimatu i Środowiska 30 marca 2021 r. podpisał rozporządzenie ws. ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącej podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda. Cena ta została określona na poziomie 319,6 zł/MWh.</p> <p>Określona w rozporządzeniu cena maksymalna za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh jest podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda w I fazie systemu wsparcia, a więc ceny, jaka może zostać przyznana w drodze decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dla pierwszych projektów realizowanych w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego.</p> <p>Zaproponowana pierwotnie w projekcie rozporządzenia cena maksymalna, po przeprowadzeniu konsultacji publicznych i konferencji uzgodnieniowej, uległa zwiększeniu z 301,5 zł do 319,6 zł/MWh. Jest to cena uwzględniająca koszty inwestycyjne i operacyjne dla morskiej farmy wiatrowej oddalonej od brzegu o 55 km. Ponadto, uwzględnia ona zastosowanie cen stałych za 2021 r., wyższych kosztów bilansowania, opłaty za przedłużenie pozwolenia lokalizacyjnego (PSZW) oraz podatku od nieruchomości od infrastruktury lądowej.</p>
---	---

Procesy legislacyjne prowadzone w I kw. 2021 roku

Tabela 24: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
<p>Projekt Ustawy o zmianie ustawy o rynku mocy. Nr z wykazu: UC 42</p>	<p>Celem projektu jest zapewnienie zgodności przepisów ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy z przepisami rozporządzenia rynkowego, m in w zakresie dotyczącym:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) ograniczenia udziału w mechanizmach mocowych jednostek emitujących powyżej 550 g CO₂/kWh oraz średniorocznie powyżej 350 kg CO₂/kWh (przepisy rozporządzenia rynkowego od dnia 4 lipca 2019 r. wykluczają z uczestnictwa w rynku mocy nowe jednostki wytwórcze (nieprowadzące produkcji komercyjnej przed tą datą) emitujące więcej niż 550 g CO₂/kWh, a od dnia 1 lipca 2025 r. także jednostki istniejące (prowadzące produkcję komercyjną przed 4 lipca 2019 r.) emitujące więcej niż 550 g CO₂/kWh oraz ponad 350 kg CO₂/kWh); (2) gwarancji praw nabytych dla kontraktów mocowych zawartych przed końcem 2019 r.; <p>Zapisy w projekcie umożliwiają:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ doprecyzowanie zasad funkcjonowania rynku wtórnego oraz jednostek wysokoemisyjnych; ✓ dalszego funkcjonowania rynku mocy w oparciu o klasyfikowanie emisyjności uczestników; ✓ konwersji kontraktów mocowych planowanych jednostek rynku mocy i modyfikacji ich parametrów technicznych (w tym zmiana technologii wytwarzania energii elektrycznej przez jednostkę niespełniającą limitu emisji).
<p>Ustawa o r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw</p>	<p>Od 3 grudnia 2020 r. w Sejmie trwały prace nad Ustawą (druk: 808,1065). M. in. zmiany w zakresie:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) Funkcjonowania rynku mocy: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Wprowadzono jednolitą definicję magazynu energii elektrycznej oraz dodano odniesienia do obowiązku gromadzenia przez OSP danych pomiarowych dla Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE); ✓ Wydłużono termin na osiągnięcie Finansowego Kamienia Milowego (FKM) do 24 m-cy; ✓ Zmieniono zasady wypowiedzania umów dla wieloletnich kontraktów mocowych zmodernizowanych jednostek, które nie osiągnęły FKM – skrócenie kontraktu do jednego roku; ✓ Ograniczenie wymiaru kar dla nowych jednostek rynku mocy, które nie osiągnęły w terminie Operacyjnego Kamienia Milowego. Kary w świetle nowych zasad wyniosą: <ul style="list-style-type: none"> ▪ 5% miesięcznej wartości obowiązku mocowego objętego umową mocową – w pierwszym roku dostaw; ▪ 15% miesięcznej wartości obowiązku mocowego objętego umową mocową – w drugim roku dostaw; ▪ 25% miesięcznej wartości obowiązku mocowego objętego umową mocową – w trzecim roku dostaw, obliczonej na podstawie najwyższej ceny zamknięcia aukcji mocy odnoszącej się do danego roku dostaw. Wydłużenie terminu na osiągnięcie FKM pozytywnie wpłynie na harmonogram realizacji nowych inwestycji. (2) Określenia harmonogramu instalacji inteligentnego opomiarowania w Polsce: <ul style="list-style-type: none"> ✓ OSD, do dnia 31 grudnia 2028 r., zainstaluje liczniki zdalnego odczytu skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, w tym stanowiących co najmniej 80%, łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych; ✓ Określono również ścieżkę dojścia do celu 80% (31 grudnia 2023 r. – 15%, 31 grudnia 2025 r. – 35%, 31 grudnia 2027 r. – 65%); ✓ Ponadto OSD zainstaluje nie później niż do dnia 31 grudnia 2025 r. liczniki zdalnego odczytu na wszystkich stacjach elektroenergetycznych transformujących średnie napięcie na niskie. (3) Kompleksowego uregulowania magazynów energii elektrycznej, m. in.: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Rozwiązania zaproponowane przez rząd obejmują m.in.: wprowadzenie systemowych definicji "magazynu" oraz "magazynowania energii elektrycznej"; ✓ Wprowadzenie obowiązku posiadania koncesji wyłącznie w odniesieniu do magazynów o mocy powyżej 10 MW. Mniejsze instalacje (powyżej 50 kW) będą musiały zostać wpisane do rejestru prowadzonego przez właściciela operatora sieci; <p>Zniesienie podwójnego naliczania opłat, w przypadku elektrowni szczytowo-pompowych, pozwoli na ograniczenie naliczanej stałej opłaty dystrybucyjnej.</p>
<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii (UD162)</p>	<p>26 stycznia 2021 r. udostępniono do konsultacji publicznych projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii. Celem projektu jest likwidacja tzw. obliża giełdowego.</p> <p>Projekt ustawy obejmuje w szczególności propozycję uchylecia art. 49a w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne. Zniesienie obliża giełdowego na energię elektryczną ma na celu zapewnienie swobody funkcjonowania podmiotów na rynku energii elektrycznej.</p>

<p>Projekt Ustawy o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych ustaw (głównie dot. Funduszu Modernizacyjnego (FM). Nr z wykazu: UC36, druk sejmowy 1008</p>	<p>Projekt dotyczy m. in. regulacji dedykowanych powstaniu operatora dla dystrybucji w Polsce środków z Funduszu Modernizacyjnego (FM), który ma funkcjonować w okresie od 2021 r. do 2030 r.</p> <p>Priorytetowe obszary wsparcia to:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) inwestycje w sieci dystrybucyjne; (2) rozwój OZE; (3) magazynowanie energii; (4) efektywność energetyczna. <p>Polska ma dysponować środkami, pochodzącymi ze sprzedaży ok. 135 mln uprawnień do emisji CO₂, co stanowi ok. 43% łącznej puli środków do 2030 r.;</p> <p>Najważniejsze założenia:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) polskim operatorem środków FM będzie Narodowy Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej; (2) inwestycje priorytetowe mogą ubiegać się o finansowanie nawet do 100% kosztów kwalifikowanych. Inwestycje nie priorytetowe mogą liczyć na maksymalnie 70%; (3) Europejski Bank Inwestycyjny, który będzie europejskim operatorem FM, ma prawo zakwestionowania listy lub części listy projektów, jako niezgodnych z zapisami unijnej dyrektywy 2018/410 z marca 2018 r., regulującej cel funduszu.
<p>Konsultacje Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności</p>	<p>26 lutego 2021 r. Kancelaria Prezesa Rady Ministrów opublikowała projekt i ogłosiła konsultacje Krajowego Planu Odbudowy (KPO). Termin na zgłoszenie uwag - 2 kwietnia 2021 r.</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) KPO jest dokumentem programowym określającym cele związane z odbudową i tworzeniem odporności społeczno-gospodarczej Polski po kryzysie wywołanym pandemią COVID-19. Dokument stanowi podstawę ubiegania się o wsparcie z europejskiego Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (<i>Recovery and Resilience Facility</i> – RRF, Fundusz Odbudowy). Horyzont czasowy realizacji dokumentu zamyka się z końcem sierpnia 2026 r.; (2) Celem działań podejmowanych w ramach KPO jest w pierwszym rzędzie stawienie czoła wyzwaniom związanym z pandemią COVID-19 i dążenie do przezwyciężenia zdrowotnych, gospodarczych i społecznych następstw tej pandemii, łagodzenie skutków wpływu COVID-19 na gospodarkę, a w dłuższej perspektywie czasowej wsparcie procesu transformacji oraz zwiększenia spójności społecznej i terytorialnej kraju. <p>Należy mieć na uwadze, że niektóre reformy i typy inwestycji, są już zaplanowane do wsparcia w ramach funduszy i instrumentów krajowych oraz UE, w tym polityki spójności, Wspólnej Polityki Rolnej oraz Funduszu Sprawiedliwej Transformacji. W ramach funduszy UE w latach 2020-2027 (WRF, NGEU) Polska będzie miała do dyspozycji ponad 170 mld euro na działania wspierające transformację strukturalną gospodarki polskiej i europejskiej. Środki dla Polski w podziale na poszczególne instrumenty wsparcia:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 23,9 mld euro dotacji z Funduszu Odbudowy; (2) 34,2 mld euro pożyczek z Funduszu Odbudowy; (3) 72,2 mld euro na politykę spójności (do Polski trafi 20% środków dla całej UE); (4) 3,8 mld euro z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji; (5) 21,6 mld euro na płatności bezpośrednie dla rolników; (6) 10,6 mld euro na rozwój obszarów wiejskich; (7) Ok. 2 mld euro na wsparcie w ramach instrumentu na rzecz walki z negatywnymi skutkami COVID-19.
<p>Projekt Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska ws. cen referencyjnych energii elektrycznej z OZE w 2021 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2021 r. Nr z wykazu: UD162</p>	<p>26 lutego 2021 r. Minister Klimatu i Środowiska opublikował projekt Rozporządzenia.</p> <p>Projekt ten jest realizacją delegacji ustawowej, zawartej w art. 77 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o OZE, w zakresie:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) maksymalnej ceny za 1 MWh, za jaką może zostać w danym roku kalendarzowym sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii, zwanej dalej „ceną referencyjną”, oraz (2) okresu, w którym przysługuje obowiązek zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 92 ust. 1 ustawy, oraz okresu prawa do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 92 ust. 5 ustawy, wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 72 ust. 1 ustawy, obowiązującego wytwórców, którzy w danym roku wygrają aukcję, przy czym okres ten nie może być dłuższy niż 15 lat od dnia wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tych instalacjach. <p>W 30 przypadkach zaproponowane wartości cen referencyjnych są tożsame z wartościami cen referencyjnych przyjętych na 2020 r. W trzech przypadkach zdecydowano się natomiast obniżyć ceny referencyjne względem cen wyznaczonych na rok poprzedni. Dotyczy to instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie energię wiatru na lądzie (z 250 na 230 zł/MWh), a także instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW oraz o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie energię promieniowania słonecznego (odpowiednio z 360 na 340 zł/MWh oraz 340 na 320 zł/MWh).</p>
<p>Opiniowanie inicjatywy Komisji Europejskiej w zakresie: dotacji państwowych - zwolnień z wymogu uzyskania zgody w przypadku Zielonego Ładu oraz unijnych strategii przemysłowych i cyfrowych (<i>State subsidies – exemptions to approval requirement for the Green Deal and EU industrial and digital Strategies – General Block Exemption Regulation – (GBER)</i>).</p>	<p>Ocena Komisji Europejskiej wykazała, że w przepisach w zakresie wsparcia podmiotów gospodarczych przez państwa UE, są potrzebne pewne zmiany, aby odzwierciedlić priorytety UE, w szczególności Zielony Ład oraz strategię przemysłową i cyfrową. Trwają prace w Eurelectric/PKEE nad sformułowaniem propozycji zmian i uwag (termin na ich przesłanie mija 2 kwietnia 2021 r. do KE przez Eurelectric, wśród nich obecnie wskazuje się na m. in.:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) konieczność przeglądu rozporządzenia w sprawie GBER, łącznie z przeglądem wytycznych w sprawie Pomocy na Rzecz Energii i Środowiska (EEAG), mając na uwadze nowe zasady ustanowione w ramach europejskiego Zielonego Ładu, a także strategii przemysłowych i cyfrowych; (2) postulat, że EEAG powinien być narzędziem odniesienia, służącym definiowaniu ram umożliwiających wsparcie państw członkowskich, podczas gdy GBER powinien pozostać komplementarny w odniesieniu do konkretnych projektów.
<p>Prace nad aktem delegowanym do rozporządzenia UE ws. Taksonomii UE</p>	<p>Akt delegowany w sprawie taksonomii UE ma na celu wspieranie zrównoważonych inwestycji poprzez wyjaśnienie, które rodzaje działalności gospodarczej najbardziej przyczyniają się do osiągnięcia celów środowiskowych UE.</p> <p>Akt delegowany ma określać kryteria techniczne oceny różnych rodzajów działalności gospodarczej pod kątem ich wpływu na przeciwdziałanie i adaptację do zmian klimatycznych. Obecna dyskusja dotyczy uregulowania w projekcie dokumentu przejściowych rozwiązań dla gazu ziemnego oraz energetyki jądrowej, jako paliw przejściowych, które umożliwią szybszą transformację energetyczną i dekarbonizację. Ostatecznej treści dokumentu wraz z załącznikami można spodziewać w połowie 2021 r..</p>

	<p>Na dalszych etapach (lata 2021-2022) prace będą się skupiać również na wniosku dotyczącym (przyjętym przez Komisję Europejską) dyrektywy w sprawie sprawozdawczości dotyczącej zrównoważonego rozwoju przedsiębiorstw (CSRD) oraz nad regulacjami zmieniającymi akty delegowane dotyczące preferencji w zakresie zrównoważonego rozwoju, obowiązków powierniczych i zarządzania produktami.</p>
<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UD107)</p>	<p>W dniu 5 lutego 2021 r. na RCL pojawił się nowy projekt ustawy. Proponowane w przedmiotowym projekcie zmiany zakładają m.in.:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) Przedłużenie do 30 grudnia 2021 r. obowiązujących programów pomocy publicznej dotyczące aukcji dla wytwórców energii z OZE; (2) Przedłużenie do 30 czerwca 2024 r. programów wsparcia związanych ze sprzedażą energii elektrycznej po stałej cenie (tzw. system FiT) albo prawa do dopłaty do ceny rynkowej energii elektrycznej (tzw. system FiP); (3) Określony został długoterminowy harmonogram udzielania wsparcia wytwórcom OZE przez sześć kolejnych lat. Ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w aukcji w latach 2022–2027, zostanie określona w rozporządzeniu. Ilość i wartość nie będą mogły zostać zmniejszone. Rozwiązanie to stworzy przewidywalne ramy rozwoju sektora OZE oraz zapewni stabilną perspektywę inwestycyjną; (4) Wprowadzona zostanie zmiana dotycząca mocy urządzeń wytwarzających energię z OZE, które mogą być lokalizowane bez konieczności uwzględnienia w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego danej gminy, z obecnie obowiązującej mocy zainstalowanej 100 kW do 500 kW. Dodatkowy wyjątek dotyczyć będzie instalacji fotowoltaicznych (PV) zlokalizowanych na gruntach rolnych stanowiących użytki rolne klasy V i VI, VIz i nieużytkach, gdzie wartość ta wyniesie 1000 kW. Dodatkowo, takim zwolnieniu będą podlegały urządzenia inne niż wolnostojące (czyli w praktyce zamontowane na dachach budynków); (5) Ograniczenie obowiązków koncesyjnych dla przedsiębiorców wykonujących działalność gospodarczą, jeśli chodzi o małe instalacje. Podniesienie progu łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej z 0,5 MW do 1 MW lub mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu z 0,9 MW do 3 MW.



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. Od początku istnienia Spółki, tj. od 2006 roku do 29 kwietnia 2020 roku, strategicznym akcjonariuszem był Skarb Państwa, którego udział w kapitale zakładowym na dzień 31 marca 2020 roku wyniósł 51,5%, co dawało 64,1% głosów na Walnym Zgromadzeniu Spółki („WZ”).

Na dzień 31 marca 2021 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania strategicznym akcjonariuszem jest PKN ORLEN, który posiada 90,92% akcji Spółki, co daje 93,28% głosów na jej WZ.

Tabela 25: Akcje Spółki według serii i rodzajów na dzień 31 marca 2021 roku

Seria	Rodzaj akcji	Akcje	(%)	Głosy	(%)
AA	zwykłe 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 26: Struktura akcjonariatu Spółki Energa według stanu na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania

Nazwa akcjonariusza	Struktura akcjonariatu Spółki			
	Akcje	(%)	Głosy	(%)
PKN ORLEN	331 313 082	80,01	476 241 082	85,20
pozostali	82 754 032	19,99	82 754 032	14,80
RAZEM	414 067 114	100,00	558 995 114	100,00

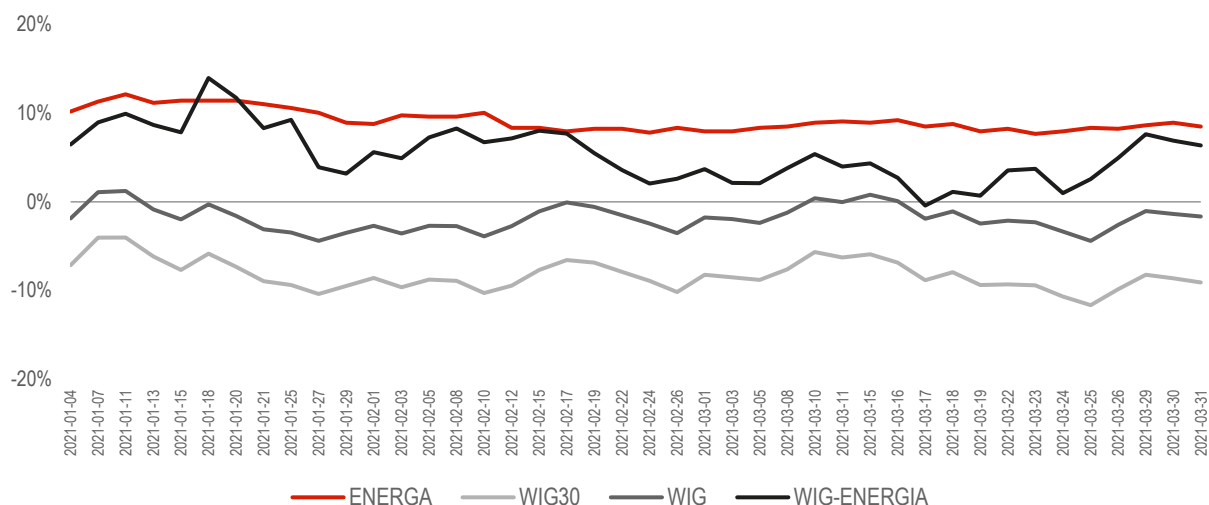
6.2. Notowania akcji Spółki i rekomendacje

Tabela 27: Dane dotyczące akcji Spółki Energa na dzień 31 marca 2021 roku

Dane	Wartość
Cena emisyjna	17,00 zł
Liczba akcji	414 067 114
Kurs na koniec okresu	7,79 zł
Kapitalizacja na koniec okresu	3,23 mld zł
Minimum I kwartału 2021 r.	7,70 zł
Maximum I kwartału 2021 r.	8,08 zł
Średnia wartość obrotu w I kwartale 2021 r.	0,23 mln zł
Średni wolumen obrotu w I kwartale 2021 r.	30 tys. szt.
Średnia liczba transakcji w I kwartale 2021 r.	0,1 tys. szt.

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

Rysunek 20: 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 31 marca 2021 roku wyniosła 7,79 zł, co oznacza że w porównaniu z kursem w ostatnim dniu roboczym 2020 roku (tj. 30 grudnia) spadła o 1%. W omawianym okresie indeks WIG-Energia zanotował wzrost o 5%.

6.3. Oceny ratingowe

W I kw. 2021 roku oceny ratingowe przyznawane przez agencję Fitch Ratings pozostały bez zmian.

6.4. Zestawienie stanu akcji w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Na dzień 31 marca 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 oraz programu emisji obligacji krajowych opisane zostały między innymi w nocie 17 *Instrumenty finansowe* Skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2021 roku.

Tabela 28: Nominalna wartość objętych przez Energe SA i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów według stanu na dzień 31 marca 2021 roku (mln zł)

Lp.	Nazwa spółki	Nominalna wartość objętych obligacji
1.	Energa Operator SA	1 066,0
2.	Energa OZE SA	647,2
3.	Energa Kogeneracja Sp. z o.o.	5,4
Razem		1 718,6

Udzielone poręczenia i gwarancje

Na dzień 31 marca 2021 roku poręczenia udzielone przez Energe za zobowiązania spółek Grupy wyniosły łącznie 5 946 mln zł i obejmowały:

- poręczenie za zobowiązania Energi Finance AB (publ) z tytułu emisji euroobligacji w kwocie 5 825 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 59 mln zł;
- poręczenia za zobowiązania spółek Grupy Energa wobec innych podmiotów, w tym: Izby Rozliczeniowej Giełd Towarowych S.A., Skarbu Państwa i Narodowego oraz Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w łącznej kwocie 62 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 oraz koszt wytworzenia produktów lub usług.

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązаныmi zostały zamieszczone w nocie 19 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 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 oraz Energi SA w 2020 roku. W ocenie Zarządu 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 31 marca 2021 roku Grupa Energa była stroną 13 582 postępowań sądowych. Jako powód Grupa występowała w 11 293 sprawach, których łączna wartość przedmiotu sporu wyniosła około 494 mln zł. Jako pozwany Grupa występowała w 1 523 sprawach o łącznej wartości przedmiotu sporu około 667 mln zł. Informacje o łącznej wartości przedmiotu sporu nie uwzględniają postępowań, w których roszczenie ma charakter majątkowy niepieniężny.

Na dzień 31 marca 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 706 sprawach. Spraw sądowych w toku było 982, zaś wartość przedmiotu sporu w toku wyniosła około 88,7 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 75,4 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 31 marca 2021 roku, wynosi około 202 mln zł, w tym:

Rodzaj należności	Saldo na 31 marca 2021 (mln zł)
sądowe, egzekucja	125,7
upadłości	66,6
pozabilingowe	7,5
pozabilingowe - upadłości	2,6
RAZEM	202,4

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 29: 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 zawieszona.</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. Energa Operator SA złożyła zażalenie na postanowienie o odmowie odrzucenia 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: ok. 13,2 mln zł</p> <p>Spółka otrzymała decyzję z dnia 21 grudnia 2016 roku, w której Prezes URE nałożył na Energa Operator SA 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 apelację.</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>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. Sąd Okręgowy w Warszawie wyrokiem z 8 grudnia 2020 r. oddalił odwołanie. Spółka wniosła apelację.</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.</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. Dotychczas opinia nie została sporządzona.</p> <p>Negocjacje ugodowe stron nie doprowadziły dotychczas do zawarcia ugody.</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>Dnia 21 kwietnia 2021 r. Energa SA otrzymała rozstrzygnięcie zażalenia w powyższej sprawie. Postanowienie o udzieleniu zabezpieczenia z dnia 7 grudnia 2020 r. zmieniono w ten sposób, że uzależniono jego wykonanie od złożenia przez powodów kaucji w wysokości 1.360.326,23 zł.</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 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 14 kwietnia 2021 r. Energa SA powzięła informację o rozstrzygnięciu zażalenia w powyższej sprawie. 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. W dniu 5 maja 2021 r. Spółka powzięła informację, że kaucja została przez powodów wpłacona 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>
Boryszewo Wind Invest Sp. z o.o. (powód) Energa Obrót SA (pozwany)	<p>Pozew o zapłatę odszkodowania z tytułu niewykonywania przez Energe Obrót SA części umowy zakupu praw majątkowych do świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE.</p> <p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 701/17</i></p> <p>Wartość przedmiotu sporu: ok 31,8 mln zł (w apelacji: 17,8 mln zł)</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, które polegało na złożeniu oświadczenia o częściowym rozwiązaniu umowy oraz odmowie nabywania praw majątkowych ze Świadectw Pochodzenia. Na kwotę roszczenia składają się „straty” poniesione przez powoda w związku z koniecznością sprzedaży praw majątkowych na TGE wraz z odsetkami ustawowymi (ok. 25,7 mln zł) oraz kwota dodatkowych kosztów w związku z obsługą zadłużenia z umowy kredytowej (ok. 6,3 mln zł).</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. Wyrok Sądu II instancji, który został ogłoszony 28 października 2019 roku, apelacja Energa Obrót SA została oddalona. W dniu 22 lipca 2020 r. Energa Obrót SA złożyła skargę kasacyjną, a w dniu 7 września 2020 r. Boryszewo Wind Invest złożyła odpowiedź na skargę kasacyjną. Postanowieniem z dnia 16 grudnia 2020 roku Sąd Najwyższy przyjął skargę kasacyjną do rozpoznania.</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 29 stycznia 2018 roku przy udziale Megawatt Baltica SA odbyło się posiedzenie w sprawie o zawezwanie do próby ugodowej. Do zawarcia ugody nie doszło.</p> <p>W dniu 1 września 2018 roku Megawatt Baltica SA złożyła zaktualizowany pozew wzajemny. Kwota dochodzonego roszczenia wynosi ok. 17 mln zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie.</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 wyrok oddalający skargę Energi Obrotu SA na wyrok końcowy i zasądził na rzecz przeciwnika zwrot kosztów procesu w kwocie 2,4 tys. zł. W dniu 11 października 2019 roku Energa Obrót SA złożyła wniosek 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. W dniu 24 marca 2020 roku przeciwnik złożył odpowiedź na skargę kasacyjną. Postanowieniem z dnia 17 lipca 2020 roku Sąd Najwyższy przyjął skargę kasacyjną do rozpoznania.</p>

Energa Obrót SA (powód) C&C WIND sp. z o.o. (pozwany 1), Bank Ochrony Środowiska SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Arbitrażowy przy KIG w Warszawie; sygnatura SA 127/17</i> <i>Sygnatura w II instancji: VII AGa 1994/18; VII AGa 188/19</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 2,3 mln zł</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. Strony złożyły odpowiedź na pozew wzajemny, z tym, że w dniu 29 grudnia 2017 roku Energa Obrót SA cofnęła pozew w odniesieniu do BOŚ. Sąd Arbitrażowy przy KIG w Warszawie postanowieniem z dnia 16 stycznia 2018 roku umorzył postępowanie wobec pozwanego BOŚ SA z uwagi na cofnięcie pozwu w tym zakresie. Postępowania arbitrażowe zostały zakończone ostatecznymi wyrokami sądu arbitrażowego, od których Energa Obrót SA wniosła nadzwyczajne środki zaskarżenia – skargi o ich uchylenie do Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Skargi zostały prawomocnie oddalone, a od wyroków w tym przedmiocie przysługują skargi kasacyjne. Strony prowadziły rozmowy ugodowe, jednak nie doszły do porozumienia. Energa Obrót SA złożyła wnioski o doręczenie wyroków sądu wraz z uzasadnieniem z dnia 22 października 2020 roku oraz 20 listopada 2020 roku. W dniu 18 stycznia 2021 roku został doręczony wyrok oddalający skargę o uchylenie wyroku częściowego Sądu Arbitrażowego. Skarga kasacyjna nie została złożona. W dniu 24 marca 2021 roku został doręczony wyrok oddalający skargę o uchylenie wyroku końcowego Sądu Arbitrażowego.</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> <i>Sygnatura w II instancji: VII AGa 8/19</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 10,8 mln zł</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. Strony złożyły odpowiedź na pozew wzajemny i wymieniły się pismami procesowymi. We wrześniu 2018 roku Sąd zamknął przewód sądowy i wydał wyrok oddalający powództwo, na co w dniu 2 listopada 2018 roku Energa Obrót SA złożyła apelację.</p> <p>W dniu 21 grudnia 2018 roku Boryszewo Wind Invest złożyła odpowiedź na apelację, a 28 grudnia 2018 roku - mBank SA. Na dzień 6 listopada 2020 roku wyznaczony został termin rozprawy apelacyjnej, który następnie został zniesiony.</p> <p>W dniu 10 lutego odbyła się rozprawa apelacyjna. W dniu 10 marca 2021 r. Sąd Apelacyjny w Warszawie wydał wyrok oddalający apelację Energi Obrót SA oraz zasądził na rzecz Boryszewo Wind Invest i mBank po ok. 18,8 tys. zł tytułem zwrotu kosztów procesu. 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> <i>Sygnatura w II instancji: VII AGa 1998/18</i> <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 wzajemny i wymieniły się pismami procesowymi, następnie odbyła się rozprawa, podczas której w dniu 6 czerwca 2018 roku sąd wydał wyrok oddalający powództwo, na co w dniu 13 lipca 2018 roku Energa Obrót SA wniosła apelację, a następnie, w dniu 17 sierpnia 2018 roku MBANK, a w dniu 31 sierpnia 2018 roku Jeżyczki Wind Invest złożyli odpowiedź na apelację. Sąd II instancji wydał wyrok oddalający apelację Energi Obrót SA. Spółka złożyła wniosek o doręczenie wyroku z uzasadnieniem. W dniu 29 marca 2021 roku Energa Obrót SA wniosła 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> <i>Sygnatura w II instancji: VII AGa 1004/19</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 15,2 mln zł</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. Ogłoszenie wyroku nastąpiło w dniu 19 września 2019 roku. Sąd oddalił powództwo Energi Obrotu SA. W dniu 27 listopada 2019 roku Energa Obrót SA złożyła apelację. W dniu 19 listopada 2020 roku odbyła się rozprawa apelacyjna – apelacja Energa Obrót SA została oddalona. W dniu 24 listopada 2020 roku Energa Obrót SA złożyła wniosek o doręczenie wyroku wraz z uzasadnieniem. W dniu 22 marca 2021 roku Energa Obrót SA wniosła skargę kasacyjną.</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> <i>Sygnatura w II instancji: VII AGa 61/20</i> <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, nastąpiła wymiana pism procesowych oraz przesłuchano świadków.</p>

<p>Energa Obrót SA (powód) KRUPY WIND INVEST sp. z o.o. (pozwany 1), mBank SA (pozwany 2)</p>	<p>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 19 marca 2020 roku Stary Jarosław Wind Invest złożył odpowiedź na apelację. W dniu 23 marca 2020 roku mBank złożył odpowiedź na apelację. W dniu 8 października 2020 r. odbyła się rozprawa apelacyjna, podczas której strony podtrzymały swoje stanowiska. Sąd zamknął rozprawę i odroczył ogłoszenie wyroku do 26 października 2020 roku. Termin ten następnie został zniesiony. Nowy termin został wyznaczony na 15 kwietnia 2021 roku. 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.</p>
<p>Energa Obrót SA (powód/pozwany wzajemny) "EW CZYŻEWO" sp. z o.o. (pozwany 1/powód wzajemny), BANK BGŻ BNP PARIBAS SA (pozwany 2)</p>	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 803/17</i> <i>Sygnatura w II instancji: VII AGa 572/19</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 5,6 mln zł</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. Sprawa toczy się aktualnie przed sądem II instancji. Sprawa została zakończona przed sądem I instancji wyrokiem oddalającym powództwo Spółki. W dniu 2 lipca 2019 r. Energa Obrót SA złożyła apelację. Rozprawa apelacyjna wyznaczona na 17 kwietnia 2020 r., z uwagi na stan epidemii została przeniesiona na 27 sierpnia 2020 r. Podczas rozprawy sąd zamknął przewód sądowy. W dniu 15 września 2020 r. sąd wydał wyrok oddalający apelację Energi Obrót SA. Wyrok wraz z uzasadnieniem został doręczony Energa Obrót SA w dniu 30 października 2020 roku. W dniu 30 grudnia 2020 roku Energa Obrót SA złożyła skargę kasacyjną.</p> <p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 736/17</i> <i>Sygnatura w II instancji: I AGa 56/19</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 3,9 mln zł</i></p> <p>Sprawa zakończyła się przed sądem I instancji. Sąd wydał wyrok oddalający powództwo o ustalenie i zasądzający kary umowne. Energa Obrót SA wniosła apelację od wyroku. W dniach 23 lipca i 28 października 2019 r. odbyły się rozprawy apelacyjne. Ogłoszenie wyroku nastąpiło 28 listopada 2019 r. Od wyroku została wniesiona skarga kasacyjna. W dniu 8 lipca 2020 roku doręczono odpowiedź BGŻ BNP, a w dniu 10 lipca 2020 roku odpowiedź EW Czyżewo na skargę kasacyjną.</p>
<p>Energa Obrót SA (powód) ELEKTROWNIA WIATROWA EOL sp. z o.o. (pozwany 1), BANK ZACHODNI WBK SA (pozwany 2)</p>	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XXVI GC 712/17</i> <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 (21 lutego 2020 r.). W dniu 7 lipca 2020 r. Energa Obrót SA złożyła apelację. W dniu 24 września 2020 roku EW EOL i Santander (dawniej Bank Zachodni WBK) złożyli odpowiedź na apelację. Termin rozprawy apelacyjnej nie został jeszcze wyznaczony.</p>
<p>Energa Obrót SA (powód) WIELKOPOLSKIE ELEKTROWNIE WIATROWE sp. z o.o. (pozwany 1), BANK BGŻ BNP PARIBAS SA (pozwany 2)</p>	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 735/17</i> <i>Sygnatura w II instancji: I AGa 74/19</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 3 mln zł</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. Sprawa została zamknięta przed sądem I instancji. Strony podjęły rozmowy ugodowe jednak do zawarcia ugody nie doszło. W dniu 5 sierpnia 2020 r. Energa Obrót SA złożyła skargę kasacyjną. We wrześniu 2020 roku Wielkopolskie Elektrownie Wiatrowe oraz BNP Paribas złożyły odpowiedź na skargę kasacyjną.</p>
<p>Energa Obrót SA (powód) "EW KOŻMIN" sp. z o.o. (pozwany 1), BANK BGŻ BNP PARIBAS SA (pozwany 2)</p>	<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. Sprawa została zakończona przed sądem I instancji. Pozwana farma wiatrowa złożyła p-ko Spółce powództwo wzajemne o zapłatę kar umownych. 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 9 listopada 2020 roku EW Koźmin sp. z o.o., a następnie w dniu 10 listopada 2020 roku Bank BGŻ BNP Paribas S.A. złożyły odpowiedź na skargę kasacyjną.</p>

Wielkopolskie Elektrownie Wiatrowe sp. z o.o. (powód), Energia Obrót SA (pozwany)	<i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 719/19</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 6,1 mln zł</i>
	W dniu 14 sierpnia 2019 roku Wielkopolskie Elektrownie Wiatrowe (WEW) wniosła pozew o zapłatę przez Energię Obrót SA kar umownych z tytułu niewykonywania umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA). Sąd I instancji w dniu 4 marca 2021 r. wydał wyrok uwzględniający część roszczenia, tj. zasądzający od EOB na rzecz WEW kwotę ok. 2,5 mln zł wraz z odsetkami ustawowymi oraz kosztami procesu (ok. 35,4 tys. 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. Wyrok nie jest prawomocny. W dniu 5 marca 2021 roku został złożony wniosek o sporządzenie pisemnego uzasadnienia wyroku.
Elektrownia Wiatrowa Zonda sp. z o.o. (powód), Energia Obrót SA (pozwany)	<i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 735/19</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 2,1 mln zł</i>
	Sprawa jest na etapie I instancji. Energia Obrót SA złożyła odpowiedź na pozew. 31 stycznia 2020 r. odbyło się posiedzenie przygotowawcze, następnie w dniach 13-14 lipca 2020 r. odbyły się rozprawy. W dniu 17 sierpnia 2020 r. sąd wydał wyrok uwzględniający powództwo Zonda Sp. z o.o. W dniu 18 sierpnia 2020 roku Energia 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 r. 28 kwietnia 2021 roku odbyła się rozprawa, na której strony przedstawiły swoje stanowiska procesowe. Sąd ogłosi wyrok 17 maja 2021 r.
Elektrownia Wiatrowa EOL sp. z o.o. (powód), Energia Obrót SA (pozwany)	<i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 740/19</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 6,8 mln zł</i>
	W dniu 20 sierpnia 2019 roku Elektrownia Wiatrowa EOL wniosła pozew o zapłatę przez Energię Obrót SA kar umownych z tytułu niewykonywania przez Energię Obrót SA umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA). Sprawa jest na etapie I instancji. Energia Obrót SA złożyła odpowiedź na pozew. Postępowanie obecnie jest zawieszona.
Jeżyczki Wind Invest („JWI”), Wind Invest („WI”), Stary Jarosław Wind Invest („SJWI”), Krupy Wind Invest („Krupy Wind Invest”), Boryszewo Wind Invest („BWI”) (powodowie), Energia Obrót SA (pozwany)	<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>
	Powództwa o zapłatę odszkodowań z tytułu niewykonywania przez Energię Obrót SA umów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA) W dniu 30 grudnia 2020 roku Powodowie złożyli pozew, który został doręczony do Energii Obrót SA w dniu 12 lutego 2021 roku wraz ze zobowiązaniem do złożenia odpowiedzi na pozew w terminie 60 dni. Odpowiedź na pozew została udzielona dnia 13 kwietnia 2021 roku.
Spółki Grupy Wind Invest: Boryszewo Wind Invest, Dobiesław Wind Invest, Gorzycza Wind Invest, Krupy Wind Invest, Nowy Jarosław Wind Invest, Pękanino Wind Invest (powodowie) Energia Obrót SA (pozwany)	<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>
	Powództwa o zapłatę odszkodowań z tytułu szkody, którą spółki poniosły na skutek niezawarcia przez Energię 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 Energia Obrót SA była zobowiązana zapłacić. Dnia 13 kwietnia 2021 roku została udzielona odpowiedź na pozew.

7.4. Zatrudnienie

Łączne zatrudnienie w ramach umów o pracę w Grupie Energia na dzień 31 marca 2021 roku wyniosło 9 713 pracowników, podczas gdy na koniec ubiegłego roku kształtowało się na poziomie 9 731 pracowników. Główną przyczyną zmian w poziomie zatrudnienia w tym okresie była rotacja naturalna.

7.5. Spory zbiorowe i zwolnienia grupowe

Zwolnienia grupowe

W I kw. 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 I kw. 2021 roku kontynuowane były w Grupie Energa dwa spory zbiorowe, które znajdują się obecnie na etapie mediacji.

Spór zbiorowy prowadzony u pracodawcy ENERGA Logistyka Sp. z o.o. dotyczący żądań sporowych zgłoszonych przez stronę związkową w dniu 24 września 2020r. (żądania MOZ NSZZ Solidarność przy EOP O. Płock) oraz w dniu 30 września 2020 r. (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 zbiorowy prowadzony u pracodawcy ENERGA-OPEATOR SA Oddział w Płocku dotyczący żądań sporowych zgłoszonych w dniu 30 września 2020 r. przez Międzyzakładowy Związek Zawodowy Pracowników Energetyki Płockiej oraz żądań zgłoszonych w październiku 2020r. 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.

Gdańsk, 12 maja 2021 roku

Podpisy Członków Zarządu Energi SA

Jacek Goliński
Prezes Zarządu Energi SA

Marek Kasicki
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Finansowych

Adrianna Sikorska
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Komunikacji

Dominik Wadecki
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Operacyjnych

Iwona Waksmundzka-Olejniczak
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Korporacyjnych

Magdalena Kamińska
Dyrektor Departamentu Finansów

Spis tabel

Tabela 1: Stan realizacji programu inwestycyjnego za 3 miesiące 2021 roku	8
Tabela 2: Skonsolidowane sprawozdanie z zysków lub strat (mln zł)	12
Tabela 3: Poziom EBITDA skorygowany o wpływ istotnych zdarzeń jednorazowych* (mln zł)	14
Tabela 4: Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł)	14
Tabela 5: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)	16
Tabela 6: Wskaźniki finansowe Grupy Energa	17
Tabela 7: Wyniki EBITDA Grupy Energa w podziale na Linie Biznesowe (mln zł)	20
Tabela 8: Dystrybucja energii elektrycznej według grup taryfowych (GWh)	20
Tabela 9: Wielkość wskaźników SAIDI i SAIFI	20
Tabela 10: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)	21
Tabela 11: Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh)	22
Tabela 12: Produkcja ciepła brutto (TJ)	22
Tabela 13: Wolumen i koszt zużycia kluczowych paliw	23
Tabela 14: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie (mln zł)	23
Tabela 15: EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie w podziale na Obszary Wytwarzania (mln zł)	24
Tabela 16: Wyniki Obszaru Wytwarzania Woda (mln zł)	25
Tabela 17: Wyniki Obszaru Wytwarzania Wiatr (mln zł)	25
Tabela 18: Wyniki Obszaru Wytwarzania Elektrownia w Ostrołęce (mln zł)	25
Tabela 19: Wyniki Obszaru Wytwarzania Pozostałe i korekty (mln zł)	25
Tabela 20: Sprzedaż energii elektrycznej (GWh)	25
Tabela 21: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż (mln zł)	26
Tabela 22: Średnie poziomy cen zielonych praw majątkowych notowanych na Towarowej Gieldzie Energii	34
Tabela 23: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę	35
Tabela 24: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę	36
Tabela 25: Akcje Spółki według serii i rodzajów na dzień 31 marca 2021 roku	40
Tabela 26: Struktura akcjonariatu Spółki Energa według stanu na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania	40
Tabela 27: Dane dotyczące akcji Spółki Energa na dzień 31 marca 2021 roku	40
Tabela 28: Nominalna wartość objętych przez Energa SA i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów według stanu na dzień 31 marca 2021 roku (mln zł)	43
Tabela 29: Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	44

Spis rysunków

Rysunek 1: EBITDA bridge w podziale na linie biznesowe (mln zł)	13
Rysunek 2: Przepływy pieniężne Grupy w mln zł	16
Rysunek 3: Struktura aktywów i pasywów w latach	17
Rysunek 4: Czynniki mogące mieć wpływ na wyniki Grupy Energa w perspektywie kolejnego kwartału	18
Rysunek 5: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja Grupy Energa (mln zł)	21
Rysunek 6: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)	21
Rysunek 7: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa (mln zł)	23
Rysunek 8: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie (mln zł)	24
Rysunek 9: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż (mln zł)	26
Rysunek 10: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Sprzedaż (mln zł)	27
Rysunek 11: Roczna dynamika PKB, popytu krajowego, spożycia indywidualnego i inwestycji	29
Rysunek 12: Produkcja energii elektrycznej w Polsce w I kwartale 2020 i 2021 roku (TWh)	31
Rysunek 13: Zużycie energii elektrycznej w Polsce w I kwartale 2021 roku (TWh)	31
Rysunek 14: Miesięczne wolumeny wymiany międzysystemowej w Polsce w I kwartale 2021 roku (TWh)	32
Rysunek 15: Ceny energii na rynku SPOT w Polsce i wybranych krajach sąsiadujących w I kwartale 2021 roku (cena (PLN/MWh))	32
Rysunek 16: Indeks TGeBase w I kwartale 2021 roku (PLN/MWh)	33
Rysunek 17: Cena kontraktu terminowego pasmo z dostawą na 2022 rok w I kwartale 2021 roku	33
Rysunek 18: Ceny uprawnień EUA w I kwartale 2021 roku	34
Rysunek 19: Zestawienie cen na rynku bilansującym i rynku SPOT (gielda) w I kwartale 2021 (PLN/MWh)	35
Rysunek 20: Zmiana kursu akcji Energi SA w porównaniu do zmian indeksów WIG, WIG30 i WIG-ENERGIA	41

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. 91 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