A large, semi-circular graphic on the left side of the page, filled with a dark blue color. It contains a faint, light blue background image of various data visualization elements, including bar charts, a clock face, and network diagrams.

## Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE za okres 3 miesięcy

---

zakończony 31 marca 2021 roku

## SPIS TREŚCI

<b>KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE GK PGE .....</b>	<b>3</b>
<b>1. Grupa Kapitałowa PGE.....</b>	<b>4</b>
1.1. Charakterystyka działalności.....	4
<b>2. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe .....</b>	<b>5</b>
2.1. Otoczenie makroekonomiczne .....	5
2.2. Otoczenie rynkowe.....	6
2.3. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla.....	15
2.4. Otoczenie regulacyjne.....	17
<b>3. Działalność Grupy Kapitałowej PGE .....</b>	<b>26</b>
3.1. Podstawowe segmenty działalności GK PGE.....	26
3.2. Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE.....	27
3.3. Charakterystyka segmentów działalności.....	34
3.4. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym .....	58
<b>4. Pozostałe elementy Sprawozdania .....</b>	<b>67</b>
4.1. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej.....	67
4.2. Publikacja prognoz wyników finansowych.....	71
4.3. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych .....	71
<b>5. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego .....</b>	<b>71</b>
<b>6. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu.....</b>	<b>72</b>
<b>Słowniczek pojęć branżowych .....</b>	<b>73</b>

## KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	Okres zakończony	Okres zakończony	Zmiana %
		31 marca 2021	31 marca 2020	
Przychody ze sprzedaży	mIn PLN	11 900	12 591	-5%
<b>Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)</b>	<b>mIn PLN</b>	<b>1 164</b>	<b>773</b>	<b>51%</b>
<b>Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)</b>	<b>mIn PLN</b>	<b>2 206</b>	<b>1 770</b>	<b>25%</b>
Marża EBITDA	%	19%	14%	
<b>Zysk netto</b>	<b>mIn PLN</b>	<b>835</b>	<b>485</b>	<b>72%</b>
<b>Nakłady inwestycyjne</b>	<b>mIn PLN</b>	<b>839</b>	<b>957</b>	<b>-12%</b>
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mIn PLN	-398	218	-
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mIn PLN	-845	-2 263	-63%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mIn PLN	-36	2 748	-

Kluczowe dane finansowe		Stan na dzień	Stan na dzień	Zmiana %
		31 marca 2021 roku	31 grudnia 2020 roku	
Kapitał obrotowy	mIn PLN	783	71	1 003%
<b>Zadłużenie netto/LTM EBITDA*</b>	<b>x</b>	<b>1,42</b>	<b>1,41</b>	

\*LTM EBITDA - EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego.

## 1. Grupa Kapitałowa PGE

### 1.1. Charakterystyka działalności

Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. („GK PGE”, „Grupa Kapitałowa PGE”, „Grupa Kapitałowa”, „Grupa PGE”, „Grupa”) jest największym zintegrowanym pionowo producentem energii elektrycznej oraz ciepła w Polsce. Dzięki połączeniu własnej bazy surowcowej, wytwarzania energii elektrycznej oraz sieci dystrybucyjnej Grupa PGE gwarantuje bezpieczne i niezawodne dostawy energii elektrycznej do ponad 5 milionów gospodarstw domowych, przedsiębiorstw i instytucji. Ponadto Grupa PGE jest największym wytwórcą ciepła w kraju.

Podmiotem dominującym GK PGE jest PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (także jako „PGE S.A.”, „PGE”, „Spółka”, „Emitent”). Działalność Grupy Kapitałowej PGE jest zorganizowana w siedmiu segmentach:



#### ENERGETYKA KONWENCJONALNA

Przedmiotem działalności segmentu jest wydobywanie węgla brunatnego oraz wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach konwencjonalnych.



#### CIEPŁOWNICTWO

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach kogeneracyjnych oraz przesył i dystrybucja ciepła.



#### ENERGETYKA ODNAWIALNA

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych i w elektrowniach szczytowo-pompowych oraz świadczenie usług systemowych.



#### OBRÓT

Przedmiotem działalności segmentu jest hurtowy obrót energią elektryczną na rynku krajowym i zagranicznym, sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych, obrót pozwoleniami do emisji CO<sub>2</sub>, prawami majątkowymi i paliwami oraz świadczenie usług Centrum Korporacyjnego na rzecz spółek z Grupy PGE.



#### DYSTRYBUCJA

Przedmiotem działalności segmentu jest świadczenie usług dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych za pomocą sieci i urządzeń elektroenergetycznych wysokich, średnich i niskich napięć.



#### GOSPODARKA OBIEGU ZAMKNIĘTEGO

Przedmiotem działalności segmentu jest gospodarowanie ubocznymi produktami spalania („UPS”) w Grupie PGE.



#### POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

Przedmiotem działalności jest świadczenie usług przez spółki zależne na rzecz Grupy Kapitałowej PGE, m.in. organizacja pozyskiwania finansowania w formie euroobligacji, świadczenie usług informatycznych, księgowo-kadrowych, transportowych, zarządzanie funduszami inwestycyjnymi oraz inwestycje w start-up'y.

Skład Grupy Kapitałowej PGE został opisany w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

## 2. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

### 2.1. Otoczenie makroekonomiczne

Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w UE i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe Grupy wpływ ma zarówno sytuacja w poszczególnych segmentach gospodarki, jak i na rynkach finansowych, które determinują warunki pozyskiwania przez Grupę PGE finansowania dłużnego.

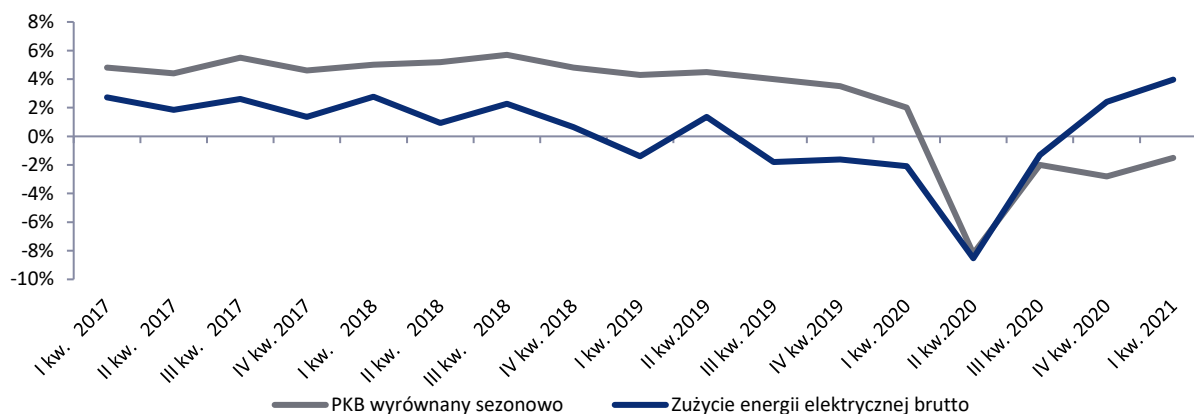
Co do zasady, w Polsce istnieje historyczna korelacja pomiędzy zmianą zapotrzebowania na energię elektryczną a zmianą tempa wzrostu gospodarczego. Biorąc pod uwagę pozycję Grupy PGE na polskim rynku wytwarzania, a także istotny udział w rynku sprzedaży energii elektrycznej oraz dystrybucji, zmiany w zakresie poziomu zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło mogą znacząco wpływać na wyniki Grupy.

W I kwartale 2021 roku na światową i krajową sytuację gospodarczą, a w konsekwencji również na rynek energii, w dużym stopniu wpływała wciąż pandemia COVID-19 oraz działania zmierzające do odbudowy gospodarki. Niepewność dotycząca przebiegu pandemii jest nadal wysoka, ale realizacja programu szczepień pozwala stopniowo eliminować dotkliwe dla gospodarki restrykcje.

Wzrost zużycia energii elektrycznej brutto w I kwartale 2021 roku o blisko 4% r/r, jest efektem niższych temperatur powietrza r/r.

Tendencje gospodarcze w I kwartale 2021 roku pozostały pod wpływem ograniczeń związanych z pandemią dotyczących przede wszystkim przemysłu i sektora usług. Jednak szacunki ośrodków analitycznych są zgodne, że 2021 rok powinien być czasem odbudowy światowej i polskiej gospodarki. GUS podaje, że spadek PKB powoli wyhamowuje i wyniósł (-) 1,2% r/r w I kwartale 2021 roku. Ekonomiści Banku Pekao przewidują, że tempo wzrostu PKB w całym 2021 roku przekroczy 5% w porównaniu ze spadkiem o ok. 3% w 2020 roku. Dalszy wpływ pandemii na PKB będzie zależał od czasu jej trwania oraz tempa powrotu do pełnej wydajności, zwłaszcza sektora usług i przemysłu.

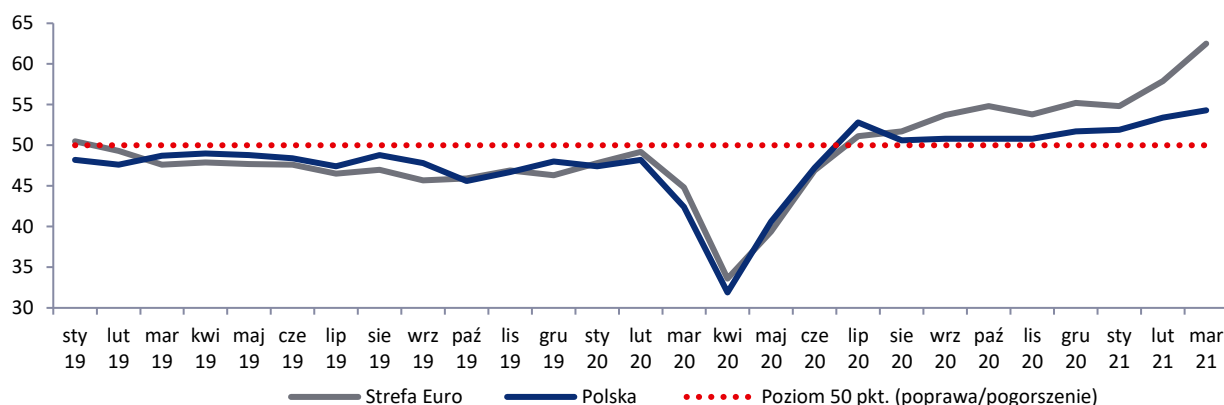
Rysunek: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo oraz krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



Źródło: Bank Pekao, MR, PSE S.A.

Wskaźnik Purchasing Managers' Index („PMI”) odzwierciedla pozytywny wpływ działań podejmowanych w celu odbudowy gospodarki ze skutków pandemii COVID-19. Odczyty PMI dla przemysłu w Polsce w I kwartale 2021 roku wskazywały na optymistyczny nastrój panujący w przemyśle. W styczniu 2021 roku wskaźnik wyniósł 51,9 pkt., w lutym 2021 roku wzrósł do 53,4 pkt. a w marcu do 54,3 pkt. Utrzymujący się wzrostowy trend wskaźnika PMI w I kwartale 2021 roku jest najdłuższą sekwencją wzrostową wskaźnika od 2013 roku. Średni PMI dla przemysłu w Polsce w I kwartale 2021 roku wyniósł 53,2 pkt., co oznacza wzrost o 14% r/r. Wynik powyżej poziomu 50,0 pkt. oznacza, iż ankietowani menadżerowie oczekują poprawy sytuacji sektora. Na polski przemysł wpływa kondycja przemysłu Strefy Euro, gdzie wskaźnik PMI w I kwartale 2021 roku osiągnął średnio 58,4 pkt., podczas gdy w ubiegłym roku wynosił średnio 47,3 pkt (wzrost o 23,5% r/r). W marcu 2021 roku, wskaźnik PMI dla przemysłu Strefy Euro osiągnął najwyższy poziom w historii, (tj. od 1997 roku) i wyniósł 62,5 pkt. Tempo wzrostu wskaźnika odzwierciedla ekstremalnie szybką poprawę koniunktury w sektorze. Jednocześnie szybko rosnąca aktywność ekonomiczna jest blokowana przez wydłużenie czasu dostaw surowców i komponentów, co jest odzwierciedleniem rynkowych braków wynikających zarówno z silnego popytu na dobra przemysłowe, jak i zakłóceń w logistyce będących pochodną restrykcji związanych z COVID-19.

Rysunek: Wskaźnik PMI dla przemysłu w Polsce i Strefie Euro (w punktach).



Źródło: Markit Economics

Zjawiska w polskim przemyśle odzwierciedlone są m.in. przez wskaźnik dynamiki produkcji przemysłowej ogółem. W marcu 2021 roku produkcja sprzedana przemysłu była o 18,9% wyższa w porównaniu z marcem ubiegłego roku, kiedy to odnotowano spadek o 2,5% w porównaniu do marca 2019 roku. W całym I kwartale 2021 roku produkcja sprzedana przemysłu była o 7,9% wyższa w porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku, kiedy zanotowano wzrost o 0,9% w stosunku do I kwartału 2019 roku. W I kwartale 2021 roku utrzymywał się trend wzrostowy wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych. Inflacja wyniosła 2,7% w styczniu 2021 roku i wzrosła do poziomu 3,2% w marcu 2021 roku. Wzrost napędzały rosnące ceny paliw oraz żywności, których wpływu nie zdołała skompensować taniejąca odzież. Ankietowane przez NBP ośrodki analityczne spodziewają się, że średnioroczna inflacja CPI wyniesie w 2021 roku ok. 3,4%. Analitycy są w większości przekonani, że w latach 2021-2023 inflacja będzie się kształtować powyżej celu inflacyjnego NBP (2,5%).

## 2.2. Otoczenie rynkowe

### SITUACJA W KRAJOWYM SYSTEMIE ENERGETYCZNYM („KSE”)

Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (GWh).

	I kwartał 2021	I kwartał 2020	Zmiana %
<b>Krajowe zużycie energii elektrycznej</b>	<b>45 260</b>	<b>43 533</b>	<b>4%</b>
Elektrownie wiatrowe	3 657	5 161	-29%
Elektrownie zawodowe ciepłe na węglu kamiennym	24 382	19 258	27%
Elektrownie zawodowe ciepłe na węglu brunatnym	10 318	9 163	13%
Elektrownie zawodowe ciepłe gazowe	3 416	3 566	-4%
Saldo wymiany zagranicznej	2 122	2 768	-23%
Pozostałe (el. przemysłowe, wodne, inne odnawialne) <sup>1</sup>	1 365	3 617	-62%

Źródło: Na podstawie danych PSE S.A.

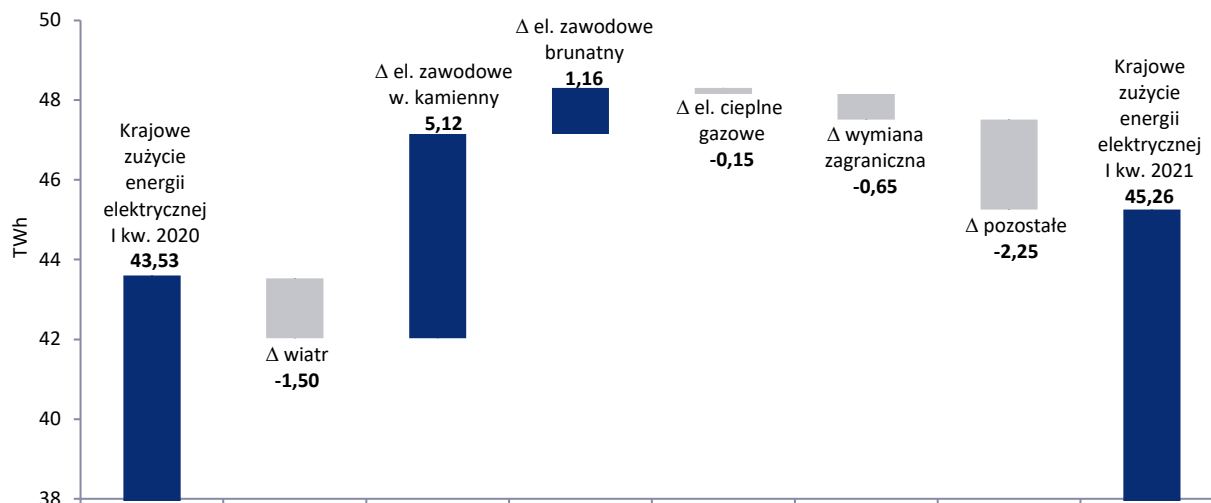
<sup>1</sup>Od stycznia 2021 roku elektrownie przemysłowe są wliczane do elektrowni zawodowych ciepłych. Nie ma możliwości ich historycznego podziału w takim ujęciu, dlatego rok 2021 należy potraktować jako okres przejściowy.

Nowa klasyfikacja wynika z wprowadzonych zmian w systemach informatycznych PSE S.A. w związku z potrzebą dostosowania ich działania do zmian wynikających z zatwierdzonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („URE”): Zmian nr 1/2020 Warunków Dotyczących Bilansowania, Karty aktualizacji nr CK/13/2020 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej („IRiESP”) - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci oraz Karty aktualizacji nr CB/28/2020 IRiESP - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

## I kwartał 2021 roku

W I kwartale 2021 roku krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną zwiększyło się (przede wszystkim z powodu niskich temperatur oraz wzrostu energochłonności polskiej gospodarki ze względu na mniejszy wpływ pandemii COVID-19) o 1,7 TWh w porównaniu z rokiem bazowym. Na skutek słabej wietrzności, generacja wiatrowa spadła o 1,5 TWh r/r. Dodatkowo, ze względu na sytuację w krajach ościennych, import netto zmniejszył się o 0,7 TWh w porównaniu z rokiem poprzednim. W rezultacie, do zbilansowania systemu energetycznego potrzebna była większa produkcja energii w zawodowych elektrowniach opalanych węglem kamiennym (+5,1 TWh) i węglem brunatnym (+1,2 TWh).

Rysunek: Bilans energii w KSE – I kwartał 2021 roku (TWh).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

## CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK KRAJOWY

### Rynek Dnia Następnego („RDN”)

Rynek/miara	Jedn.	I kwartał 2021	I kwartał 2020	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	263	177	49%
RDN – wolumen obrotu	TWh	7,90	7,35	7%

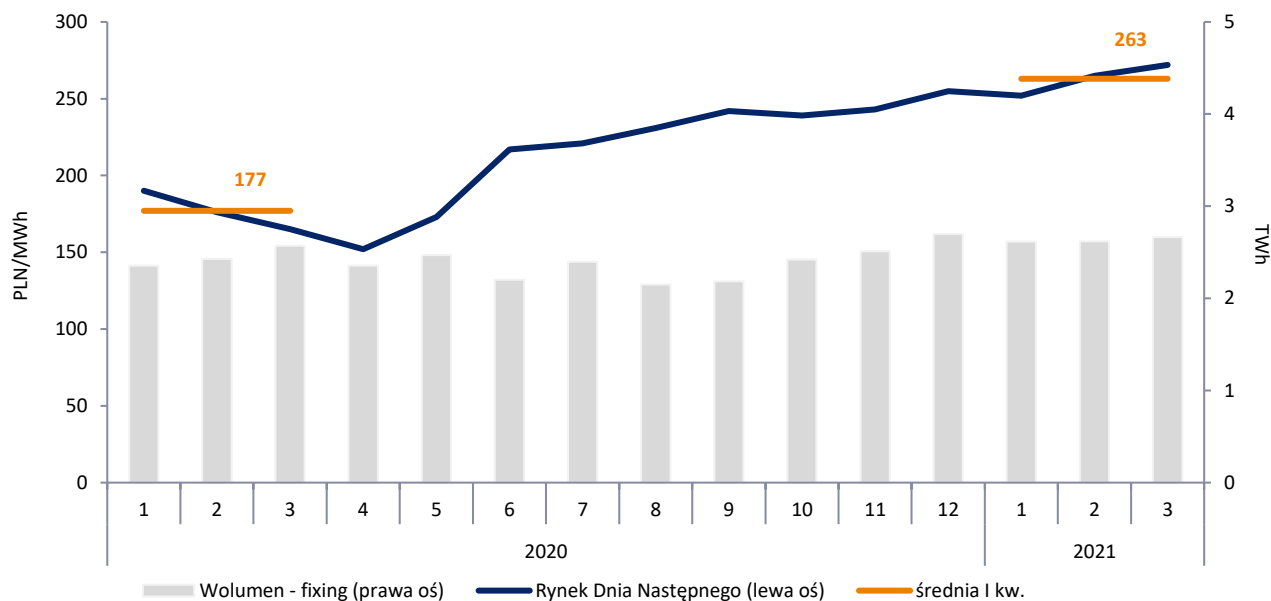
### Analiza – wybrane czynniki cenotwórcze wpływające na notowania RDN

Czynnik	Jedn.	I kwartał 2021	I kwartał 2020	Zmiana %
Uprawnienia CO <sub>2</sub>	EUR/t	37,95	22,04	72%
Węgiel kamienny PSCMI 1 <sup>2</sup>	PLN/GJ	11,53	11,99	-4%
Generacja wiatrowa KSE	TWh	3,66	5,16	-29%
Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE	%	8%	12%	
Wskaźnik: wymiana zagraniczna/zużycie KSE	%	5%	6%	

W I kwartale 2021 roku średnia cena energii na Rynku Dnia Następnego wyniosła 263 PLN/MWh i była o 49% wyższa od średniej ceny (177 PLN/MWh) notowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Do wzrostu cen przyczyniło się wyższe o 1,7 TWh w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku zapotrzebowanie na energię elektryczną, niższy o 23% w stosunku do I kwartału 2020 roku import energii netto i niższy o 29% poziom generacji ze źródeł wiatrowych KSE.

<sup>2</sup>PSCMI 1- Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 1 - uśredniony poziom cen miałów energetycznych sprzedawanych do energetyki zawodowej i przemysłowej.

Rysunek: Średnie miesięczne notowania na Rynku Dnia Następnego w latach 2020–2021 (Towarowa Giełda Energii – „TGE”).\*



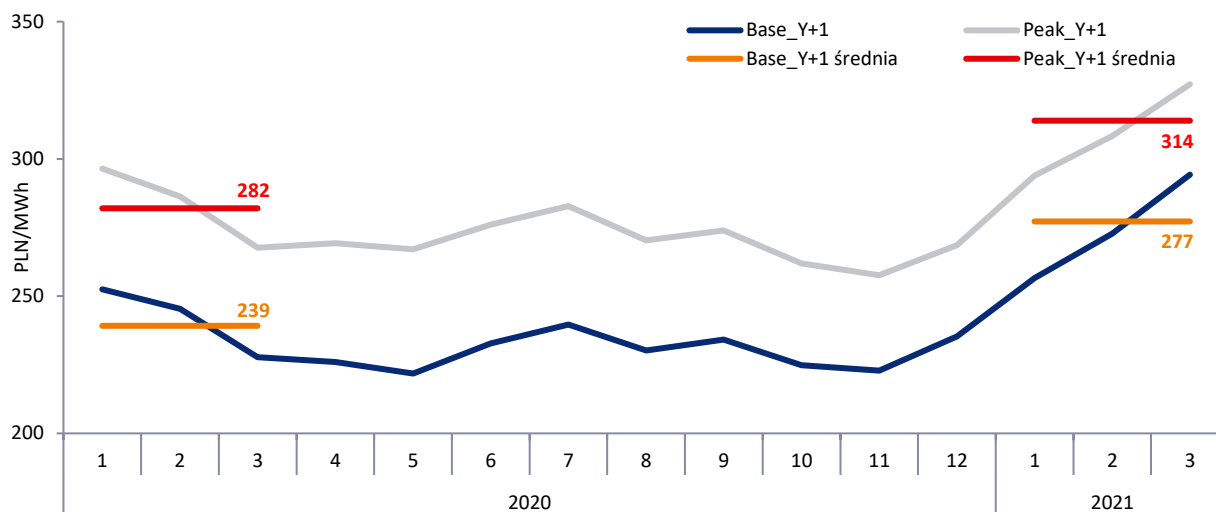
\*Średniomiesięczny poziom cen RDN obliczony w oparciu o notowania godzinowe (fixing).

### Rynek Transakcji Terminowych

Rynek/miara	Jedn.	I kwartał 2021	I kwartał 2020	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	277	239	16%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	20,03	34,58	-42%
PEAK5 Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	314	282	11%
PEAK5 Y+1 – wolumen obrotu	TWh	2,11	3,47	-39%

Ceny energii na rynku terminowym kształtowane są przez podobny zestaw czynników fundamentalnych, jak ceny na Rynku Dnia Następnego opisane w poprzednim paragrafie. Obserwowany wzrost cen produktu bazowego r/r dla całego roku związany jest ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną oraz bardzo wysokimi cenami CO<sub>2</sub>.

Rysunek: Średnie miesięczne notowania na RTT w latach 2020–2021 (TGE).\*

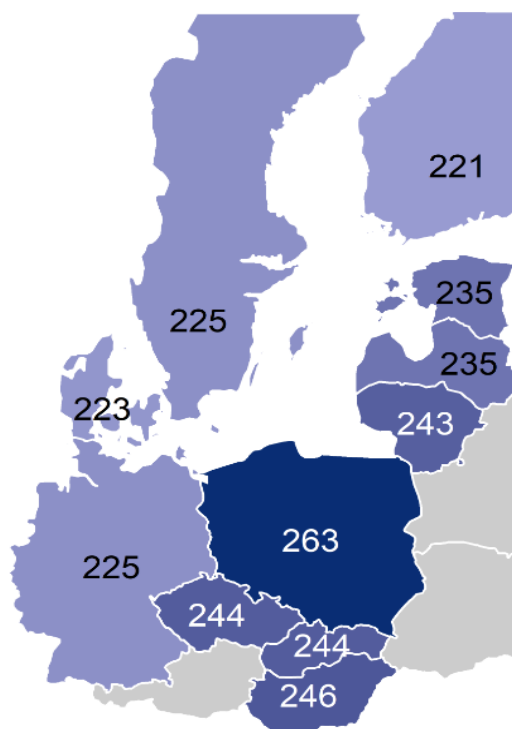


\*Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następný (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.

## Rynek międzynarodowy

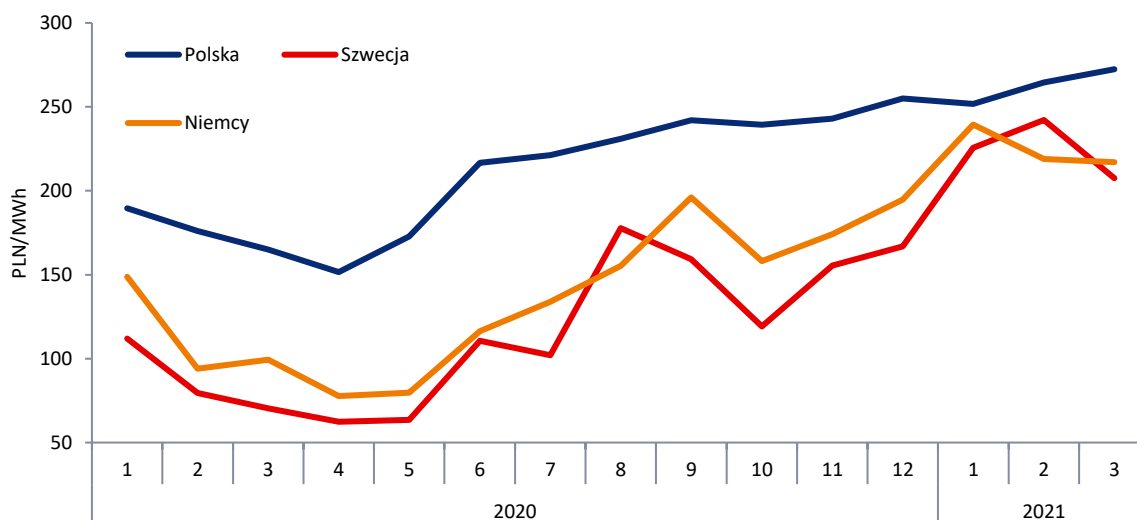
### Rynek hurtowy (porównanie Rynków Dnia Następnego)

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w I kwartale 2021 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,55 PLN).



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

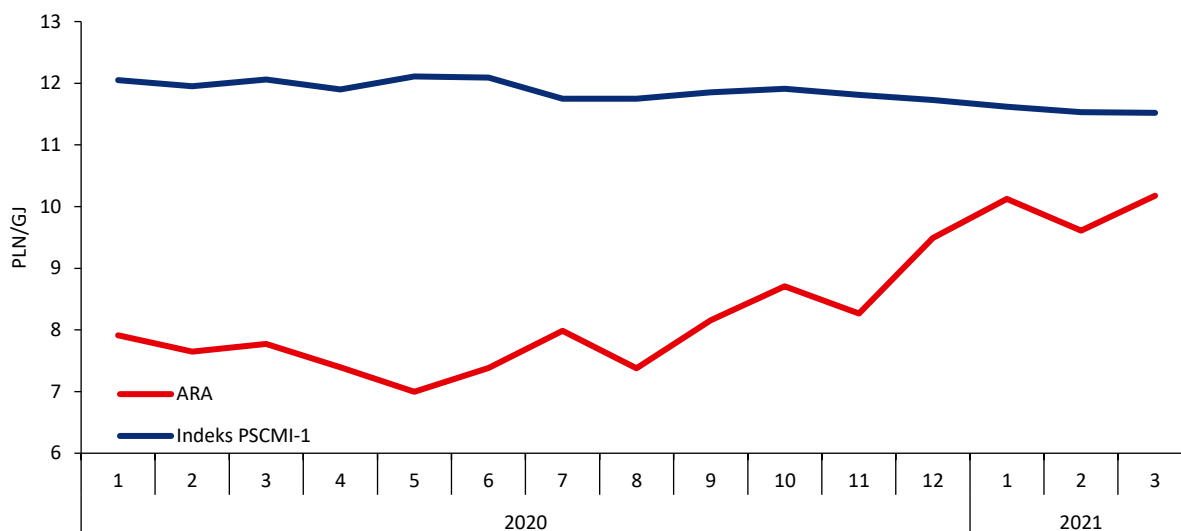
Rysunek: Ceny energii na Rynku Dnia Następnego.



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

W I kwartale 2021 roku wzrost cen r/r na rynkach ościennych kształtował się w przedziale 111-138 PLN/MWh (tj. ok. 197-258%), podczas gdy w Polsce średni poziom cen był wyższy o 86 PLN/MWh r/r (ok. 49%). Rozpiętość cenowa pomiędzy Polską a sąsiadującymi państwami wynika w dużej mierze z różnic w realizowanych cenach węgla w kraju i za granicą. Cena węgla kamiennego w portach ARA (Amsterdam - Rotterdam - Antwerpia) wzrosła o 28% r/r, podczas gdy polski indeks PSCMI 1 spadł w tym samym czasie o 4%. Zwiększone w drugiej połowie 2019 roku zdolności przesyłowe na połączeniach transgranicznych umożliwiły natomiast import wyższego wolumenu taniej energii, co poskutkowało wyższą korelacją hurtowych cen energii w Polsce i za granicą oraz zbliżeniem cen krajowych do poziomu obserwowanego na rynkach państw sąsiednich.

Rysunek: Indeksy węglowe ARA vs PSCMI 1<sup>3</sup>.

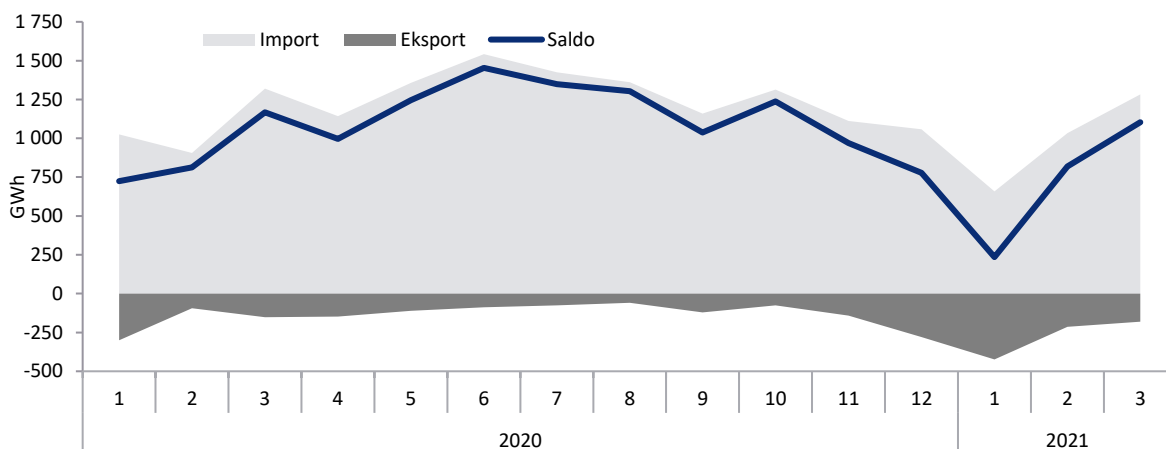


Źródło: Agencja Rozwoju Przemysłu („ARP”), Bloomberg (API21MON OECD Index), opracowanie własne.

<sup>3</sup> Porównanie ma charakter ilustracyjny. Indeksy ARA i PSCMI 1 różnią się metodologią: m.in.: indeks ARA zawiera koszty ubezpieczenia i dostawy. PSCMI 1 – jest indeksem typu loco kopalnia, bez kosztów ubezpieczenia oraz kosztów dostawy. Inne są także standardy kaloryczności (ARA – 25,12 GJ/t vs. kaloryczność PSCMI 1 w przedziale 20-24 GJ/t). Ilustracja ma na celu porównanie trendu a nie absolutnego poziomu. Na potrzeby ilustracji indeks ARA przeliczony z USD/t na PLN/GJ.

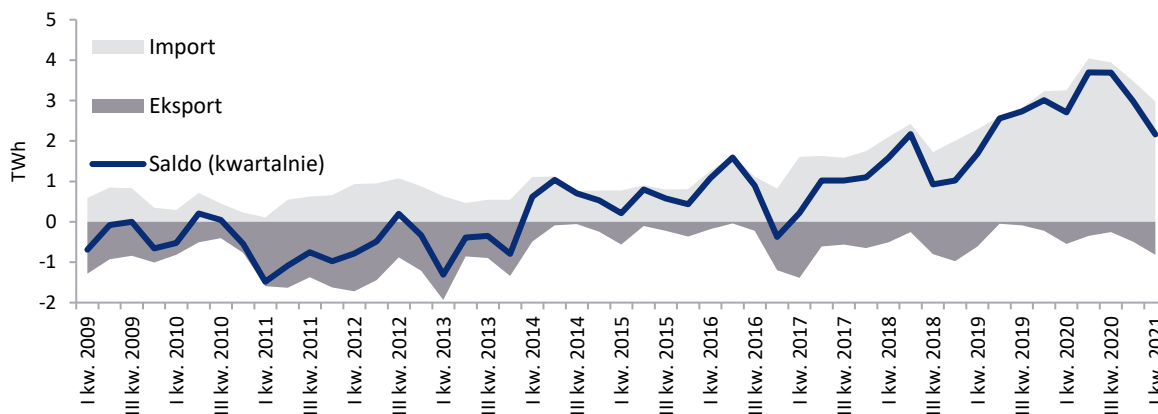
## Wymiana handlowa

Rysunek: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2020-2021.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

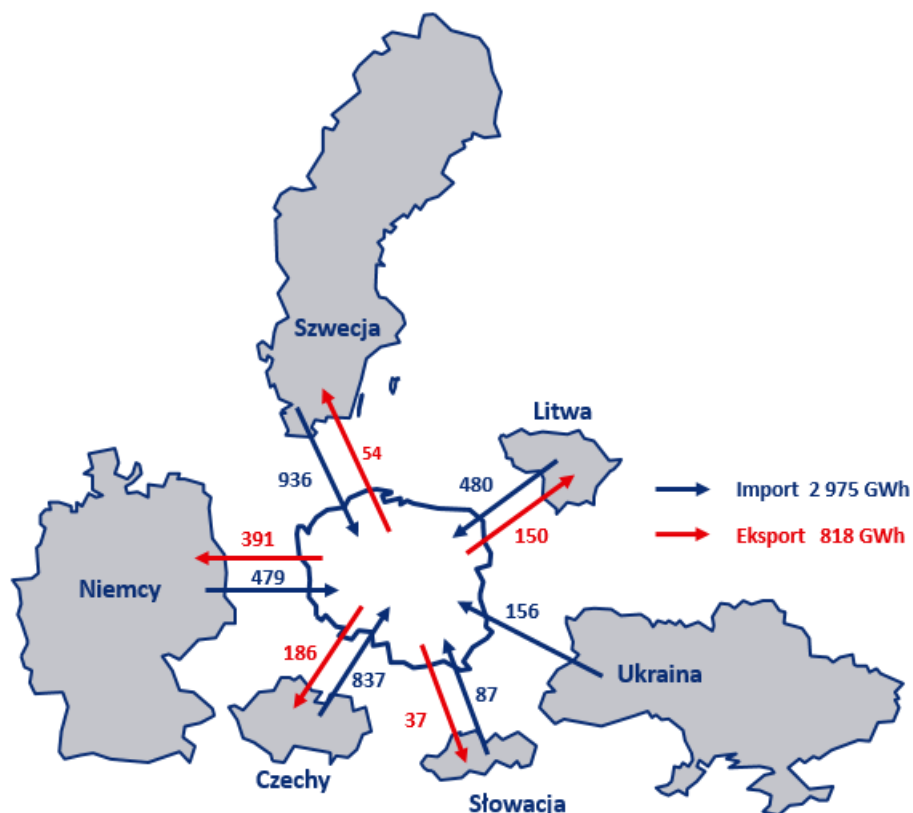
Rysunek: Kwartalne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2009-2021.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

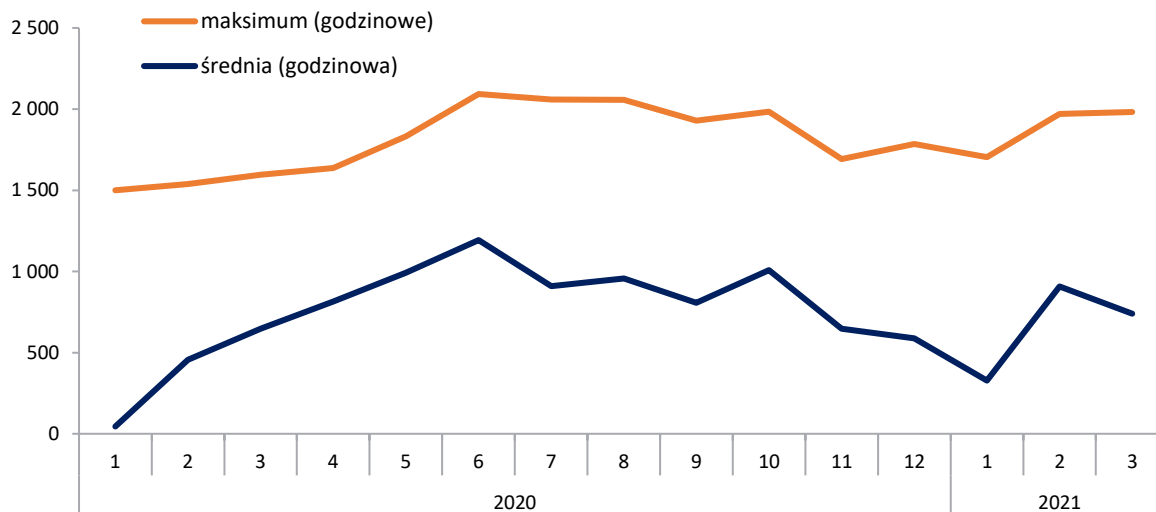
W I kwartale 2021 roku Polska pozostawała importerem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej wyniosło 2,2 TWh (import 3,0 TWh, eksport 0,8 TWh) i było niższe r/r o 0,5 TWh (tj. o ok. 20% r/r). Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import ze Szwecji (0,9 TWh), Czech (0,8 TWh), Niemiec (0,5 TWh) oraz Litwy (0,5 TWh).

Rysunek: Geograficzna struktura wymiany handlowej w I kwartale 2021 roku (GWh).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek: Saldo wymiany równoległej<sup>4</sup>: średni vs. maksymalny godzinowy przepływ w poszczególnych miesiącach.



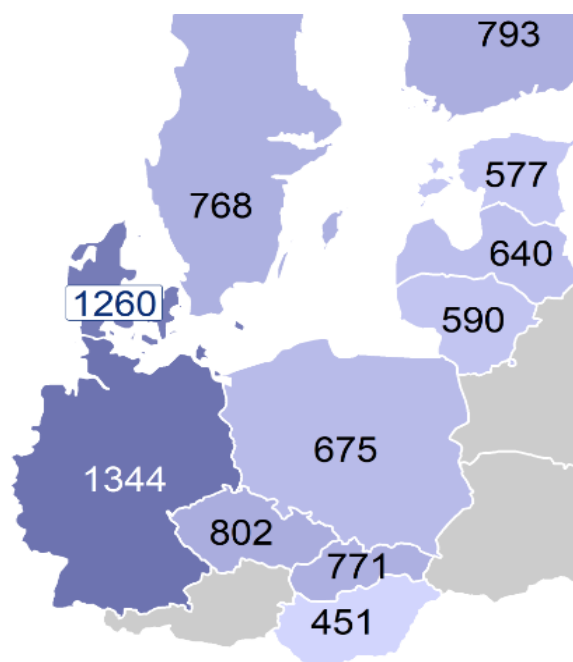
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

<sup>4</sup> Wymiana równoległa – wymiana pomiędzy zsynchronizowanymi systemami na granicach z Niemcami, Czechami i Słowacją.

### Rynek detaliczny

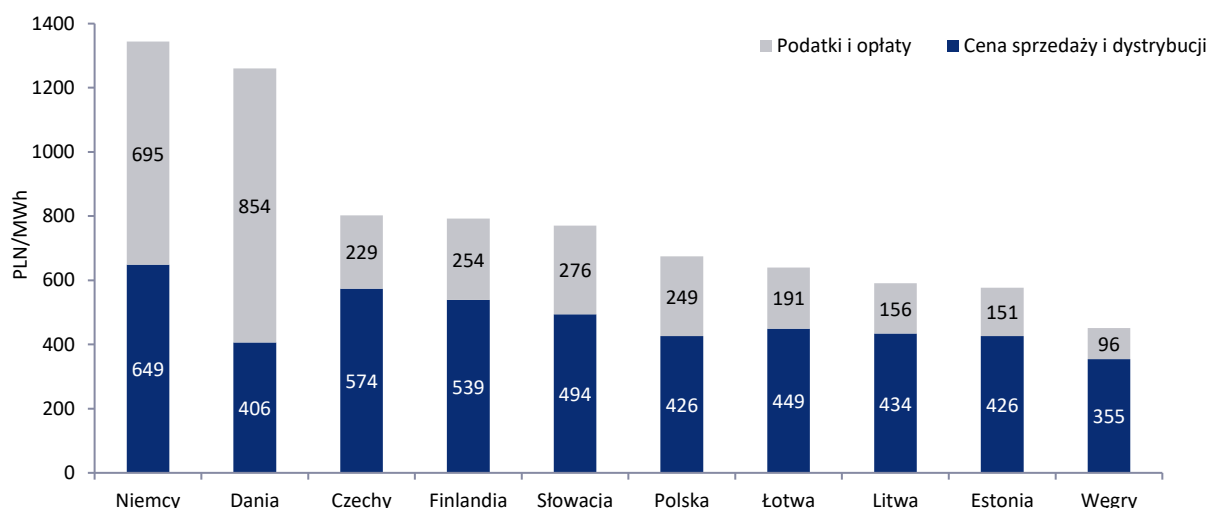
Zróżnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w UE zależy zarówno od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej, jak i od systemu fiskalnego, mechanizmów regulacji oraz systemów wsparcia w poszczególnych państwach. W II półroczu 2020 roku<sup>5</sup> dodatkowe obciążenia (ponad cenę sprzedaży i koszt dystrybucji energii elektrycznej) dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 37% ceny energii elektrycznej, w porównaniu do średniej dla UE wynoszącej 40%. W Danii i Niemczech udział narzutów w cenie energii elektrycznej przekraczał 50%.

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2020 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,47 PLN).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Rysunek: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2020 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,47 PLN).



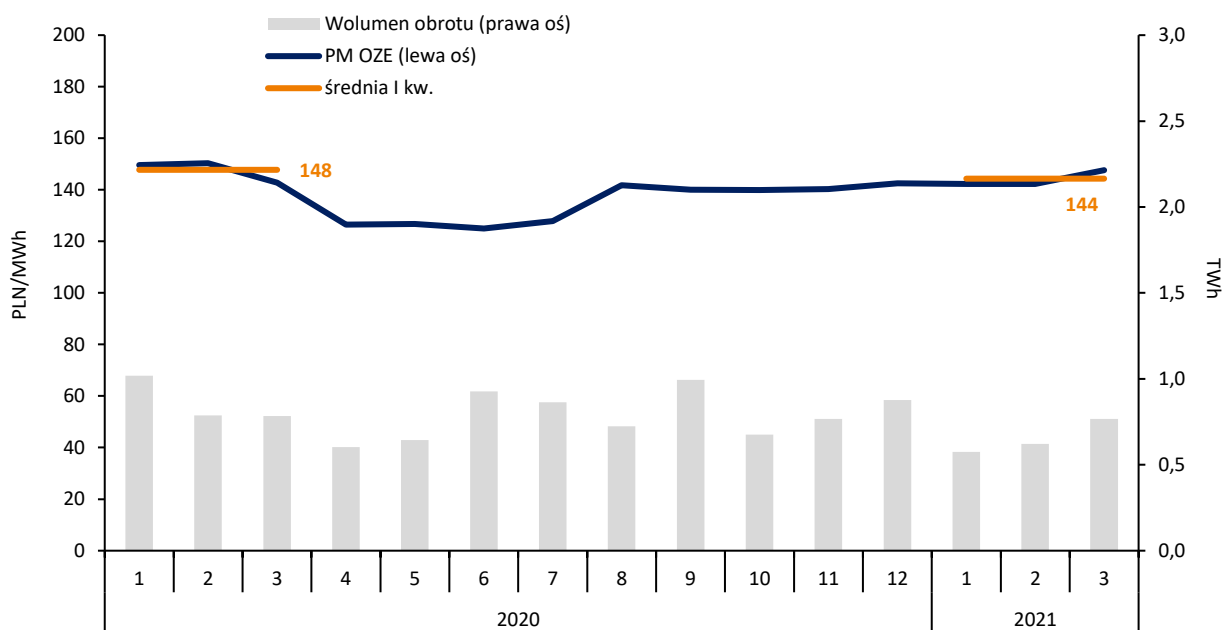
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

<sup>5</sup> Dane Eurostatu dot. rynku detalicznego publikowane są w okresach półrocznych.

## 2.3. Ceny praw majątkowych

W I kwartale 2021 roku średnia cena zielonych certyfikatów („indeks TGEoza”) osiągnęła poziom 144 PLN/MWh i była o 3% niższa w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Obowiązek umorzeń zielonych certyfikatów w porównaniu z rokiem 2020 (19,5%) nie zmienił się w 2021 roku. Spadek popytu na świadectwa pochodzenia związany był przede wszystkim z niższym tempem kontraktacji energii elektrycznej do odbiorców końcowych oraz niepewnością co do wielkości obowiązku umorzeniowego w 2022 roku. Dodatkowo, w 2020 roku zakończył się 15-letni okres wsparcia dla pierwszych instalacji, które weszły do systemu w 2005 roku.

Rysunek: Średnie miesięczne ceny zielonych praw majątkowych (TGEoza).



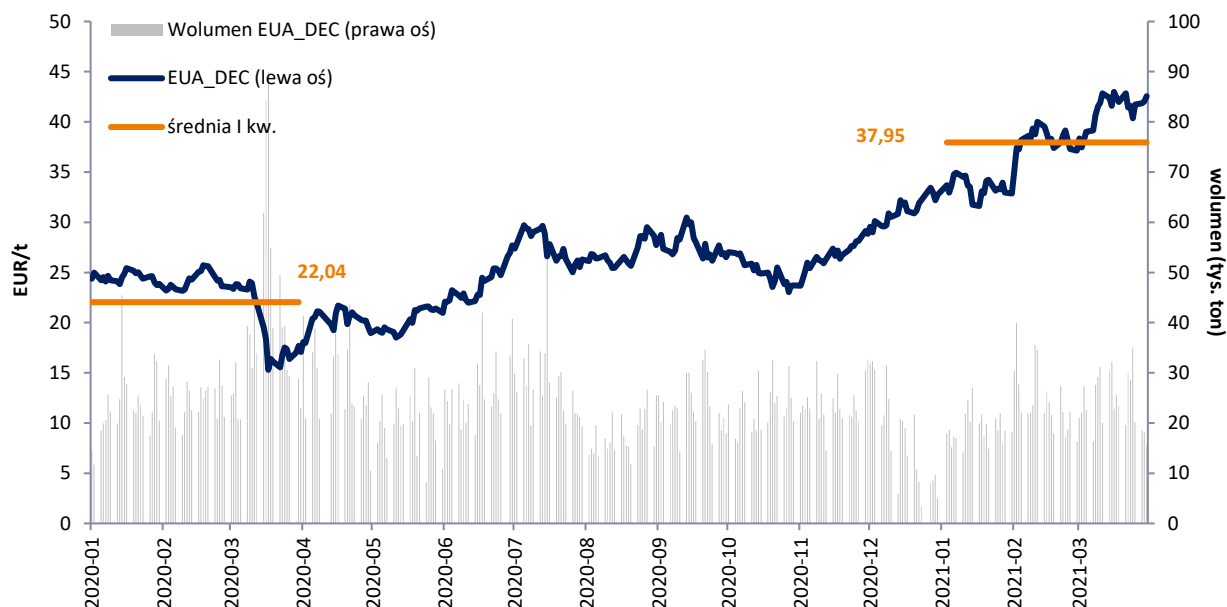
Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE.

## 2.4. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

Notowania uprawnień EUAs („European Union Allowances”) są jednym z kluczowych czynników determinujących wyniki finansowe Grupy PGE. Instalacje emitujące CO<sub>2</sub> w procesie produkcji energii elektrycznej lub ciepła ponoszą koszty związane z zakupem uprawnień EUA na pokrycie deficytu (czyli różnicy między emisją CO<sub>2</sub> w jednostkach wytwórczych Grupy PGE a darmowymi przydziałami otrzymywanymi w ramach tzw. derogacji, zgodnie z realizacją Krajowego Planu Inwestycyjnego). Przy czym ostatnie bezpłatne przydziały uprawnień były przewidziane za realizację zadań inwestycyjnych planowanych na 2019 rok. Oznacza to, że bezpłatny przydział uprawnień dla wytwarzania energii elektrycznej wedle obecnie stosowanej metody zakończył się wraz z wpływem przydziałów za 2019 rok.

Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> po załamaniu wywołanym wybuchem pandemii COVID-19 w połowie marca 2020 roku zaczęły się odbudowywać aż do gwałtownego wzrostu, który rozpoczął się w listopadzie 2020 roku. W I kwartale 2021 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 21 wyniosła 37,95 EUR/t i była znacząco wyższa od średniej ceny 22,04 EUR/t instrumentu EUA DEC 20 obserwowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku.

Rysunek: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla CO<sub>2</sub>.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

## PRZYDZIAŁ DARMOWYCH UPRAWNIENÍ DO EMISJI

Przydziały na produkcję ciepła na 2020 rok Grupa otrzymała 23 kwietnia 2021 roku, po weryfikacji sprawozdań rzeczowo-finansowych z inwestycji ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym. Od 2020 roku nie są przyznawane przydziały dla wytwórców energii elektrycznej.

Zaprezentowane w tabeli przydziały uprawnień do emisji dla ciepła na 2021 rok stanowią oczekiwanie w oparciu o Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2018/410 z 14 marca 2018 roku oraz Rozporządzenie delegowane Komisji Europejskiej 2019/331 z 19 grudnia 2018 roku.

Tabela: Emisja CO<sub>2</sub> w I kwartale 2021 roku w podziale na emisję związaną z produkcją energii elektrycznej oraz energii cieplnej w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na 2021 rok (tony).



Produkt	Emisja CO <sub>2</sub> w I kwartale 2021 roku*	Przydział uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> na 2021 rok
Energia elektryczna	15 664 672	-
Energia ciepła	2 176 004	723 004
<b>RAZEM</b>	<b>17 840 676</b>	<b>723 004</b>





\*Dane szacunkowe, emisja niezwyfikowana – emisja zostanie rozliczona oraz poświadczona przez uprawnionego weryfikatora emisji CO<sub>2</sub> na podstawie raportów rocznych z wielkości emisji CO<sub>2</sub>.

## 2.5. Otoczenie regulacyjne

### KRAJOWE OTOCZENIE REGULACYJNE

Grupa PGE prowadzi działalność w otoczeniu o istotnym wpływie regulacji krajowych i zagranicznych. Poniżej zaprezentowane zostało zestawienie najbardziej istotnych rozstrzygnięć, do których doszło w I kwartale 2021 roku, które mogą mieć wpływ na działalność PGE w kolejnych latach.



Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	Projekt ustawy o rekompensatach z tytułu wzrostu cen energii elektrycznej w 2020 roku.	<p>Projekt zakłada:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Wprowadzenie rekompensat z tytułu wzrostu cen energii elektrycznej w 2020 roku w stosunku do poziomu cen z 2019 roku.</li> <li>Rekompensata przysługiwałaby odbiorcom końcowym w gospodarstwach domowych, których dochód do opodatkowania nie przekroczył w 2019 roku pierwszego progu podatkowego i którzy w 2020 roku zużyją co najmniej 63 kWh energii elektrycznej.</li> <li>Wyplata rekompensat nastąpiłaby na wniosek odbiorcy przez przedsiębiorstwa obrotu w 2021 roku poprzez korektę faktur o odpowiednie kwoty.</li> <li>Ustawa przewiduje 4 progi kwotowe rekompensat w zależności od wielkości zużycia energii.</li> <li>Koszty wypłaty rekompensat (kwoty równej sumie wypłaconych odbiorcom końcowym rekompensat) mają zostać sfinansowane środkami ze sprzedaży 25 mln uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, które stanowią część krajowej puli aukcyjnej w ramach nowego okresu rozliczeniowego EU ETS (unijny system handlu emisjami), rozpoczynającego się od 1 stycznia 2021 roku.</li> <li>Przedsiębiorstwa obrotu otrzymają zwrot kosztów, na wniosek złożony do Zarządcy Rozliczeń S.A. Dla wniosków dotyczących więcej niż 4 mln punktów poboru zwrot miałby nastąpić w ciągu 6 miesięcy od dnia złożenia wniosku.</li> </ul>	Do 14 marca 2020 roku prowadzone były konsultacje publiczne projektu.	Prace nad ustawą w projektowanym kształcie zostały wstrzymane. Obecnie w Ministerstwie Klimatu i Środowiska trwają prace nad projektem ustawy chroniącej przed podwyżkami cen energii najbardziej wrażliwych odbiorców w gospodarstwach domowych.	Projekt w największym stopniu wpływa na funkcjonowanie segmentu Obrót. Nakłada na przedsiębiorstwa obrotu dodatkowe obowiązki, takie jak: powiadamianie odbiorców o prawie do rekompensaty, wypłatę rekompensaty oraz czynności kontrolne w uzgodnieniu z właściwym naczelnikiem urzędu skarbowego. Projekt przewiduje, że przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej kwalifikują odbiorców końcowych do jednej z czterech grup uprawnionych do rekompensaty, której wysokość uzależniona ma być od wielkości zużycia energii elektrycznej w danym punkcie poboru.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy - prawo energetyczne. Druk sejmowy: 808	<p>Nowelizacja ustawy - Prawo energetyczne zawiera szereg zmian o znaczeniu systemowym, m.in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>kompleksowe uregulowanie kwestii magazynowania energii,</li> <li>wprowadzenie obowiązku instalacji liczników zdalnego odczytu,</li> <li>powołanie operatora informacji rynku energii, którego rolą będzie utworzenie i rozwój centralnego systemu informacji o rynku.</li> </ul>	15 kwietnia 2021 roku ustawa została przyjęta przez Sejm.	Głosowanie nad projektem ustawy w Senacie.	Projektowane rozwiązania będą miały wpływ na wszystkie segmenty działalności Grupy PGE, w szczególności na segmenty Obrót i Dystrybucja.


	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii.</p>	<p>Projekt obejmuje propozycje przepisów znoszących obowiązek obliża giełdowego oraz zaostrzających odpowiedzialność w zakresie manipulacji na rynku energii elektrycznej. Prezes URE będzie mógł dysponować odpowiednimi narzędziami do zapobiegania nadużyciom i próbom nadużyć na rynku energii elektrycznej. Zniesienie obliża realizuje Polski Plan Wdrażania reform rynku energii elektrycznej.</p>	<p><b>8 kwietnia 2021 roku</b> opublikowano uwagi zgłoszone w toku konsultacji publicznych.</p>	<p>Skierowane do dalszych prac w Radzie Ministrów.</p>	<p>Proponowana zmiana zniesienia obliża giełdowego nie wpłynie negatywnie na działalność Grupy PGE.</p>
<p>Wykaz RCL: UD 162</p>					
	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o Rynku Mocy.</p>	<p>Intencją projektodawcy jest dostosowanie ustawy o Rynku Mocy do przepisów rozporządzenia PE i Rady (UE) 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz usprawnienie mechanizmu mocowego, biorąc pod uwagę doświadczenia płynące z organizacji dotychczasowych aukcji mocy oraz procesów im towarzyszących (wydanie rozporządzeń i regulaminu, określanie parametrów aukcji, procesów certyfikacji).</p>	<p><b>3 marca 2021 roku</b> Komitet do Spraw Europejskich przyjął w trybie obiegowym projekt ustawy.</p>	<p>Rozpatrzenie projektu ustawy przez Stały Komitet Rady Ministrów.</p>	<p>Nowelizacja ma kluczowe znaczenie dla Grupy PGE posiadającej istotny udział w Rynku Mocy.</p>
	<p>Projekt ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.</p>	<p>Projekt ustawy zakłada umożliwienie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej. Morskie farmy wiatrowe są istotne dla realizacji zobowiązań międzynarodowych w zakresie energetyki odnawialnej w horyzoncie długoterminowym. Stworzenie regulacji prawnych, które będą stymulować rozwój tego sektora jest kluczowe do ich osiągnięcia. Projekt zakłada:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ system wsparcia dla technologii offshore, dopasowany do jej uwarunkowań technicznych i ekonomicznych, polegający na przyznaniu tzw. prawa do pokrycia ujemnego salda, które będzie obliczone na podstawie LCOE instalacji (jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej) offshore.</li> <li>▪ modyfikacje postępowań administracyjnych, związanych z procesem inwestycyjnym, uwzględniające specyfikę inwestycji polegającej na budowie morskich farm wiatrowych.</li> </ul>	<p><b>22 stycznia 2021 roku</b> ustawa została podpisana przez Prezydenta. Weszła w życie <b>18 lutego 2021 roku</b>.</p>	<p>Poprawki do ustawy zostały zgłoszone w ramach prac nad projektem ustawy o zmianie ustawy - prawo energetyczne.  Druk sejmowy: 808</p>	<p>Ustawa ta ma kluczowe znaczenie dla rozwoju morskich farm wiatrowych i tym samym dla spółki PGE Baltica sp. z o.o., która jest odpowiedzialna za realizację programu offshore w Grupie Kapitałowej PGE i koordynuje przygotowania do budowy morskich farm wiatrowych.</p>
	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.</p>	<p>Projekt przewiduje w szczególności:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ zniesienie obowiązku koncesyjnego dla instalacji poniżej 1MW,</li> <li>▪ wydłużenie o 5 lat obowiązywania systemu wsparcia w formie opustu, FIT (system taryf gwarantowanych), FIP (system dopłat do ceny rynkowej) i aukcyjnego (możliwości wejścia do systemu, przy zachowaniu maksymalnie 15- letniego okresu wsparcia),</li> <li>▪ wprowadzenie obowiązku publikowania przez Ministra Klimatu z wyprzedzeniem wolumenów energii z OZE do objęcia wsparciem w perspektywie kolejnych 4 lat,</li> <li>▪ podniesienie progu mocowego dla instalacji fotowoltaicznych („PV”), powyżej którego wymagane jest uwzględnienie instalacji i stref ochronnych wokół nich w planie zagospodarowania przestrzennego.</li> </ul>	<p>Projekt przyjęty przez Radę Ministrów <b>13 kwietnia 2021 roku</b>.</p>	<p>Skierowanie projektu do Sejmu</p>	<p>Projekt ustawy dotyczy głównie segmentu Energetyka Odnawialna, wydłużając okres, w którym nowe projekty OZE mogą ubiegać się o wsparcie. Projekt ułatwia również planowanie rozwoju tego segmentu, dzięki obowiązkowi publikowania przez Ministra Klimatu harmonogramu i wolumenów mocy OZE, które w kolejnych 4 latach mogą ubiegać się o wsparcie.</p>


	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych ustaw.</p>	<p>Projekt ma stanowić transpozycję dyrektywy PE i Rady (UE) 2018/410 z 14 marca 2018 roku zmieniającą dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814 („Dyrektywa 2018/410”), która to dyrektywa powołuje tzw. Fundusz Modernizacyjny, który miałby funkcjonować w latach 2021-2030 i miałby finansować zarówno modernizację dużych obiektów energetycznych, ale także inwestycji o mniejszej skali (termomodernizacja budynków jednorodzinnych, modernizacja źródeł i sieci ciepłowniczych, rozwój niskoemisyjnej energetyki rozproszonej).</p> <p>Projekt ustawy nie przesądza jakie inwestycje będą finansowane, jednakże zakłada, że funkcję krajowego operatora Funduszu Modernizacyjnego będzie pełnił Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej („NFOŚiGW”). W konsekwencji, finansowanie inwestycji ze środków Funduszu będzie odbywało się w ramach przyjętych programów priorytetowych NFOŚiGW.</p>	<p><b>15 kwietnia 2021 roku</b> ustawa została przyjęta przez Sejm.</p>	<p>Głosowanie nad projektem ustawy w Senacie.</p>	<p>W zależności od ostatecznego kształtu regulacji, może ona stanowić szanse ubiegania się o finansowanie dla inwestycji GK PGE.</p>
	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw.</p>	<p>Projektowana ustawa, w zakresie swojej regulacji, transponuje do polskiego prawa szereg dyrektyw unijnych, w tym zwłaszcza Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE, w zakresie dotyczącym budowy stacji ładowania przez OSD. Projektowana ustawa w najnowszym brzmieniu zakłada zniesienie tzw. interwencyjnego mechanizmu budowy infrastruktury ładowania. Zgodnie z propozycją przepisów OSD nie będą odpowiedzialne za budowę brakujących punktów ładowania w gminach, na które ustawa o elektromobilności nakładała obowiązek osiągnięcia określonej ilości punktów ładowania.</p>	<p>Po potwierdzeniu <b>21 kwietnia 2021 roku</b> Komitet do Spraw Europejskich przyjął w trybie obiegowym Projekt ustawy.</p>	<p>Rozpatrzenie projektu ustawy przez Stały Komitet Rady Ministrów.</p>	<p>Projektowane przepisy nie wpłyną negatywnie na działalność Grupy PGE. Likwidacja mechanizmu interwencyjnego wiąże się ze zniesieniem obowiązków nałożonych na PGE Dystrybucja oraz PGE Obrót.</p>
	<p>Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2021 roku.</p>	<p>Celem niniejszego projektu jest umożliwienie przeprowadzenia aukcji w 2021 roku, co umożliwi kontynuację trendu wzrostowego rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii na potrzeby realizacji nowych zobowiązań unijnych.</p>	<p>Projekt rozporządzenia został opublikowany <b>22 grudnia 2020 roku</b> i z pominięciem konsultacji publicznych został ogłoszony <b>28 grudnia 2020 roku</b>. Wejście w życie rozporządzenia nastąpiło <b>12 stycznia 2021 roku</b>.</p>		<p>Przepisy umożliwią wystawienie projektów fotowoltaicznych Grupy w aukcjach przewidzianych na 2021 rok.</p>
	<p>Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2021 roku oraz okresów</p>	<p>Parametry istotne dla aukcji OZE, które mają zostać przeprowadzone w 2021 roku. Niewielkie zmiany w stosunku do cen z 2020 roku.</p>	<p>Rozporządzenie przyjęte <b>16 kwietnia 2021 roku</b>.</p>		<p>Istotne z punktu widzenia planowania i rozwoju inwestycji OZE w GK PGE.</p>

	obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2021 roku.			
	Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło.	Projekt wprowadza możliwość jednorazowej, szybkiej zmiany taryf dla ciepła, kalkulowanej metodą kosztową ze względu na istotną zmianę ceny uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> . Proponowane rozwiązanie zakłada uproszczony sposób procedowania, bez konieczności badania i analizowania całej taryfy dla ciepła.	Rozporządzenie podpisane 24 kwietnia 2021 roku. Opublikowane <b>28 kwietnia 2021 roku</b> , weszło w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia.	Rozporządzenie ma pozytywny wpływ na segment Ciepłownictwo, a w szczególności na wytwarzanie ciepła w ciepłowniach. Pośrednio rozporządzenie wpływa pozytywnie na wielkość przychodów z ciepła z jednostek kogeneracyjnych.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko oraz niektórych innych ustaw.	Projekt ustawy ma na celu transpozycję dyrektywy EIA (określającej zasady oceny oddziaływania na środowisko) w zakresie art. 11 ust. 1 i 3, tj. regulacji dotyczących dostępu społeczeństwa do wymiaru sprawiedliwości w dziedzinie środowiska poprzez przyznanie organizacjom ekologicznym nowych uprawnień rzutujących na możliwość wykorzystania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięć znacząco oddziaływujących na środowisko oraz uzyskiwania dalszych decyzji inwestycyjnych w procesie inwestycyjno-budowlanym.	20 kwietnia 2021 roku Ustawa została podpisana przez Prezydenta. Opublikowana <b>28 kwietnia 2021 roku</b> . Ustawa weszła w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.	Ustawa wpływa na wszystkie segmenty działalności Grupy PGE, realizujące inwestycje infrastrukturalne.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o efektywności energetycznej oraz niektórych innych ustaw.	Projekt wprowadza szereg zmian podyktowanych koniecznością implementacji dyrektywy 2018/2002/UE („EED”). Wybrane, najważniejsze z punktu widzenia GK PGE to: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ wprowadzenie dodatkowych (oprócz świadectw efektywności energetycznej) środków służących realizacji wyznaczonego celu oszczędności energii. Są to programy i instrumenty finansowe dotyczące przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego,</li> <li>▪ stworzenie możliwości dla podmiotów zobowiązanych realizacji programów dofinansowań, w celu sfinansowania lub współfinansowania przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej. Beneficjentami takich programów mogą być odbiorcy końcowi. Podmioty zobowiązane posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi oraz energią elektryczną oraz ciepłem mogą realizować programy dofinansowań w celu sfinansowania lub współfinansowania: wymiany pieców lub kotłów opalanych paliwami stałymi, termomodernizacji, modernizacji oświetlenia, przyłączenia do sieci ciepłowniczej.</li> </ul>	Ustawa podpisana przez Prezydenta. Opublikowana <b>7 maja 2021 roku</b> . Ustawa weszła w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.	Nowelizacja w zaproponowanym brzmieniu będzie miała neutralny wpływ na spółki z GK PGE. Projektowane zmiany mogą wpłynąć korzystnie na realizację celu wskazanego w dyrektywie EED.


## ZAGRANICZNE OTOCZENIE REGULACYJNE


Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
<b>Europejski Zielony Ład</b>					
	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiające ramy na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej (Europejskie prawo o klimacie).	Wprowadzenie dla UE prawnie wiążącego celu neutralności klimatycznej do 2050 roku oraz określenie nowego celu redukcji emisji na 2030 rok.	<p><b>10–11 grudnia 2020 roku</b> Rada Europejska przyjęła co najmniej 55% cel redukcji emisji do 2030 roku w porównaniu z poziomem z roku 1990.</p> <p><b>21 kwietnia 2021 roku</b> w ramach trilogów osiągnięto wstępne porozumienie ws. Europejskiego prawa o klimacie.</p> <p><b>5 maja 2021 roku</b> COREPER (Komitet Stałych Przedstawicieli w Radzie) potwierdził przyjęcie porozumienia.</p> <p><b>10 maja 2021 roku</b> Komisja ds. środowiska PE potwierdziła przyjęcie porozumienia. W tej sytuacji formalnością powinno być ostateczne przyjęcie tekstu porozumienia na sesji plenarnej PE <b>23-24 czerwca 2021 roku</b> oraz w Radzie.</p> <p>Uzgodniono m.in. zapisy dotyczące celów klimatycznych na lata 2030, 2040, 2050 i po 2050 roku, jak również kwestie takie jak: budżet węglowy na lata 2030-2050, temat doradztwa naukowego i ustanowienie komitetu doradczego UE ds. klimatu, sektorowe mapy drogowe, wyznaczające interesariuszom drogę do neutralności klimatycznej. Do kluczowych rozstrzygnięć należą:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Cel neutralności klimatycznej do 2050 roku określony na poziomie całej UE. Po 2050 roku UE powinna dążyć do osiągnięcia negatywnych emisji,</li> <li>▪ Cel na 2030 rok potwierdzony na poziomie „co najmniej 55%” do 2030 roku w porównaniu z poziomem z roku 1990, z ograniczeniem kontrybucji pochłaniania CO<sub>2</sub> przez lasy do realizacji tego celu do maksymalnie 225 mln ton CO<sub>2</sub>, co może w efekcie zwiększyć faktyczną realizację celu redukcyjnego do 57% do 2030 roku,</li> <li>▪ Ustanowienie indykatywnego budżetu węglowego dla całej UE na lata 2030-2050, określającego ilość gazów cieplarnianych, jaką UE może jeszcze wyemitować w ramach zobowiązań z Porozumienia Paryskiego, a który to budżet KE ma opublikować wspólnie z propozycją celu na 2040 rok (najprawdopodobniej w 2024 roku).</li> </ul>	Przewidywane formalne dokończenie procesu legislacyjnego <b>w I półroczu 2021 roku.</b>  <b>W połowie lipca 2021 roku</b> spodziewana jest publikacja odnośnych wniosków legislacyjnych wdrażających Europejskie prawo o klimacie (tzw. pakiet Fit for 55).	Poprawa konkurencyjności źródeł odnawialnych i w krótkiej perspektywie czasu jednostek gazowych, kosztem jednostek wytwórczych paliwa wysokoemisyjne.  Wzrost kosztów operacyjnych konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej.
	Dyrektywa 2003/87/WE ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w UE (dyrektywa ETS) i akty wykonawcze oraz delegowane. Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1814 w sprawie	Przeciwdziałanie zmianom klimatu i realizacja zobowiązań wynikających z Porozumienia Paryskiego. Stworzenie poprzez odpowiedni sygnał cenowy CO <sub>2</sub> zachęt inwestycyjnych do	<b>5 lutego 2021 roku</b> KE zakończyła konsultacje publiczne szczegółowego formularza dotyczącego rewizji dyrektywy ETS oraz rewizji decyzji MSR. W ramach rozważanych kierunków rewizji systemu ETS, poza podniesieniem samego celu redukcji emisji poprzez zmiany parametrów takich jak LRF (liniowy współczynnik redukcji) i MSR zakłada się poszerzenie zakresu EU ETS o sektory transportu i budynki. Przyszłość bezpłatnego przydziału uprawnień dla przemysłu będzie zależeć od finalnych rozstrzygnięć dotyczących wprowadzenia mechanizmu CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism). Obecnie KE prowadzi prace nad oceną wpływu rewizji dyrektywy ETS i decyzji MSR.	Wnioski legislacyjne dotyczące kolejnej rewizji europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych m.in. dyrektywy ETS oraz potencjalnie decyzji MSR mają zostać przedstawione	Poprawa konkurencyjności źródeł odnawialnych i w krótkiej perspektywie czasu jednostek gazowych, kosztem jednostek wytwórczych paliwa wysokoemisyjne.  Wzrost kosztów operacyjnych konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (decyzja MSR).	rozwijania źródeł niskoemisyjnych.		<b>w połowie lipca 2021 roku.</b>	Możliwe uzyskanie bezpośredniego wsparcia inwestycyjnego od 2021 roku w ramach Funduszu Modernizacyjnego.  Kolejna rewizja dyrektywy ETS i decyzji MSR spowoduje dalszy wzrost cen uprawnień do emisji.
	Dyrektywa 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa OZE).  Dyrektywa 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (dyrektywa EED).  Dyrektywa 2003/96/WE w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej (dyrektywa ETD).	Dostosowanie legislacji związanej z promocją energii odnawialnej, efektywnością energetyczną i opodatkowaniem energii do nowego celu klimatycznego.	<b>9 lutego 2021 roku</b> zakończyły się konsultacje publiczne KE dotyczące rewizji dyrektyw OZE i EED. Zgodnie z opublikowaną w 2020 roku oceną skutków wynoszącego 55%, udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w skali całej UE powinien osiągnąć 38-40% (obecnie cel ten wynosi 32%), a w odniesieniu do efektywności energetycznej przełożyłby się na spadek zużycia energii finalnej i pierwotnej odpowiednio o 39–41% i 36–37% (aktualnie cel poprawy efektywności energetycznej to 32,5%). Obecnie KE prowadzi prace nad oceną wpływu rewizji dyrektyw OZE, EED i ETD.	Publikacja wniosków legislacyjnych dotyczących rewizji dyrektyw ETD, OZE i EED spodziewana jest <b>w połowie lipca 2021 roku.</b>	Poprawa konkurencyjności niskoemisyjnych źródeł energii w porównaniu do energii ze źródeł wysokoemisyjnych.  Większy udział źródeł odnawialnych w polskim miksie energetycznym do 2030 roku.



Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	<p>Rozporządzenie w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej (rewizja rozporządzenia TEN-E).</p>	<p>Określenie wytycznych dotyczących rozwoju obszarów transeuropejskiej infrastruktury energetycznej przyczyniających się do osiągnięcia celów klimatycznych UE do 2030 roku oraz celu neutralności klimatycznej do 2050 roku.</p> <p>Określenie nowych kryteriów dla projektów wspólnego zainteresowania („PCI”).</p>	<p><b>15 grudnia 2020 roku</b> KE przedstawiła wniosek legislacyjny dotyczący rewizji rozporządzenia TEN-E. Określa ono ramy wyłaniania tzw. projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania, które mogą uzyskać wsparcie finansowe w ramach instrumentu „Łącząc Europę”.</p> <p>Projekt rewizji tego rozporządzenia przewiduje nowe rozwiązania dla rozwoju infrastruktury offshore, m. in. utworzenie priorytetowych korytarzy dla morskich sieci (w tym dla obszaru Morza Bałtyckiego), stworzenie ram dla planowania morskich sieci, a także wprowadzenie nowej kategorii infrastruktury dla projektów hybrydowych offshore. W obszarze inteligentnych sieci elektroenergetycznych propozycje przepisów zakładają integrację nowych form wytwarzania, magazynowania i zużycia energii oraz modyfikację warunków kwalifikowalności tych projektów.</p> <p><b>26 marca 2021 roku</b> projekt raportu w zakresie rozporządzenia TEN-E przedstawił poseł sprawozdawca we wiodącej po stronie Parlamentu Europejskiego Komisji Przemysłu, Badań Naukowych i Energii („ITRE”).</p> <p><b>21 kwietnia 2021 roku</b> upłynął termin na przekazywanie poprawek do projektu raportu ITRE. Swoje opinie do wniosku legislacyjnego przekazały również komisje ENVI, TRAN i REGI.</p> <p>Na poziomie Rady toczą się prace na poziomie technicznym nad poszczególnymi propozycjami zawartymi we wniosku legislacyjnym KE.</p>	<p>Przyjęcie raportu w komisji ITRE Parlamentu Europejskiego planowane jest na <b>15 lipca 2021 roku</b>.</p> <p>Trilogi mogłyby rozpocząć się w <b>II połowie 2021 roku</b>.</p> <p>Nowe zasady miałyby obowiązywać od <b>1 stycznia 2022 roku</b>.</p> <p>Pierwsza lista PCI w formie aktu delegowanego na bazie wkładu grup regionalnych ma zostać opublikowana w formie aktu delegowanego KE <b>do 30 listopada 2023 roku</b>.</p>	<p>Określenie zasad realizacji projektów wspólnego zainteresowania to potencjalna szansa na uzyskanie wsparcia dla inwestycji GK PGE.</p>

#### Regulacje dotyczące perspektywy finansowej na lata 2021-2027 oraz finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego

	<p>Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/241 ustanawiające Instrument na Rzecz Odbudowy i Zwiększenia Odporności.</p>	<p>Zapewnienie ram finansowych dla odbudowy UE po pandemii COVID-19 wraz z wdrożeniem reform celem zwiększenia jej odporności na szoki gospodarcze.</p>	<p><b>18 grudnia 2020 roku</b> w wyniku przeprowadzonych negocjacji PE i Rada osiągnęły porozumienie polityczne odnośnie tego rozporządzenia.</p> <p><b>10 lutego 2021 roku</b> treść porozumienia została formalnie przyjęta przez Parlament Europejski i Radę.</p> <p><b>12 lutego 2021 roku</b> KE opublikowała techniczne wytyczne do tego rozporządzenia odnośnie zasady niewyrządzenia istotnej szkody. Zgodnie z tymi wytycznymi wsparcie z Instrumentu na Rzecz Odbudowy i Zwiększenia Odporności mogą otrzymać inwestycje w źródła wytwórcze oparte o gaz oraz kogeneracja gazowa w państwach członkowskich, które stoją przed istotnymi wyzwaniami związanymi z odejściem od węgla pod warunkiem, że:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ wsparcie to przyczyni się do unijnych celów dekarbonizacji na lata 2030-2050,</li> <li>▪ źródła te będą cechowały się emisyjnością poniżej 250 g CO<sub>2</sub>e/kWh w cyklu życia lub będą dostosowane do użycia gazów odnawialnych lub zdekarbonizowanych.</li> </ul> <p><b>18 lutego 2021 roku</b> rozporządzenie zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE i weszło w życie <b>19 lutego 2021 roku</b>.</p>	<p>30 kwietnia 2021 roku polski Krajowy Plan Odbudowy („KPO”) został zaakceptowany na posiedzeniu Rady Ministrów, a następnie przekazany do KE.</p>	<p>Szansa na dofinansowanie inwestycji zgłoszonych do KPO.</p>
---	--	---	--	---	--

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	<p>Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088 (rozporządzenie dot. taksonomii) i akt delegowany do tego rozporządzenia określający techniczne kryteria przesiewowe.</p>	<p>Ułatwienie finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego w UE.</p>	<p>Rozporządzenie dot. taksonomii zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE <b>22 czerwca 2020 roku</b>, po czym weszło w życie <b>12 lipca 2020 roku</b>.</p> <p><b>21 kwietnia 2021 roku</b> KE wstępnie przyjęła akt delegowany do tego rozporządzenia określający szczegółowe techniczne kryteria przesiewowe, na podstawie których dokonywana będzie ocena działalności ekonomicznej w celu stwierdzenia, czy dana działalność jest prowadzona w sposób zrównoważony pod względem środowiskowym. Akt ten nie zawiera technicznych kryteriów przesiewowych dla gazu oraz energii jądrowej.</p> <p>Zgodnie z powyższym aktem następujące działania uznawane są za zrównoważone pod względem środowiskowym bez konieczności spełnienia dodatkowych technicznych kryteriów przesiewowych:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ wytwarzanie energii elektrycznej z wiatru,</li> <li>▪ wytwarzanie energii elektrycznej oraz kogeneracja ciepła/chłodu z użyciem technologii PV,</li> <li>▪ wytwarzanie energii elektrycznej z użyciem CSP (concentrated solar power),</li> <li>▪ magazynowanie energii.</li> </ul> <p>Źródła wytwarzające energię elektryczną wyłącznie z biomasy uznawane są za zrównoważone pod względem środowiskowym przy spełnieniu określonych technicznych kryteriów przesiewowych.</p> <p>Budowa i użytkowanie sieci dystrybucyjnych jest uznawane za działalność zrównoważoną pod względem środowiskowym przy spełnieniu m.in. następujących technicznych kryteriów przesiewowych, tj. infrastruktura dystrybucyjna lub urządzenie znajdują się w systemie elektroenergetycznym, który spełnia przynajmniej jeden z poniższych warunków:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ system elektroenergetyczny jest połączony z systemem europejskim, tj. z połączonymi obszarami kontrolnymi państw członkowskich, Norwegii, Szwajcarii i Wielkiej Brytanii oraz ich systemami podporządkowanymi,</li> <li>▪ ponad 67% nowo przyłączonych mocy wytwórczych w systemie elektroenergetycznym jest poniżej wartości progowej wytwarzania wynoszącej 100 gCO<sub>2</sub>e/kWh, mierzonej w cyklu życia zgodnie z kryteriami wytwarzania energii elektrycznej w okresie kolejnych pięciu lat,</li> <li>▪ średni współczynnik emisji z sieci, obliczony jako całkowita roczna emisja z wytwarzania energii podłączonej do systemu, podzielona przez całkowitą roczną produkcję energii elektrycznej netto w tym systemie, jest niższa od wartości progowej 100 gCO<sub>2</sub>e/kWh, mierzonej w cyklu życia zgodnie z kryteriami wytwarzania energii elektrycznej w okresie kolejnych pięciu lat.</li> </ul>	<p>Przewidywane dokończenie procesu legislacyjnego dotyczącego aktu delegowanego – <b>IV kwartał 2021 roku</b>.</p> <p>Przewidywane przygotowanie przez KE dodatkowego aktu delegowanego określającego szczegółowe techniczne kryteria przesiewowe w zakresie gazu i energii jądrowej – <b>III kwartał 2021 roku</b>.</p> <p>W dalszej kolejności zapowiedziane jest przygotowanie legislacji dotyczącej wsparcia finansowego dla niektórych działań, głównie w sektorze energetycznym (w tym zwłaszcza gazu), które przyczyniają się do redukcji emisji gazów cieplarnianych w taki sposób, że wspierają transformację do gospodarki neutralnej klimatycznie.</p>	<p>Wpływ na dostępność oraz koszt środków finansowych pozyskiwanych przez spółki GK PGE na inwestycje. Kwestia uznania energii jądrowej i gazu za zrównoważone pod względem środowiskowym zostanie ustalona na podstawie treści dodatkowego aktu delegowanego.</p> <p>Obowiązek włączania do oświadczenia na temat informacji niefinansowych lub skonsolidowanego oświadczenia na temat informacji niefinansowych, informacji odnośnie udziału w obrocie, CAPEX-ie i OPEX-ie działalności zrównoważonych pod względem środowiskowym.</p>

## DODATKOWE INFORMACJE Z OBSZARU ZAGRANICZNEGO OTOCZENIA REGULACYJNEGO

Segmenty	Postępowanie	Cel skargi	Główne wydarzenia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
<b>Skarga na decyzję KE o niewnoszeniu zastrzeżeń do polskiego Rynku Mocy (sygn. SA 46100), sygn. T-167/19</b>					
	Postępowanie w sprawie Tempus Energy Germany i T Energy Sweden przeciwko KE (sygn. T-167/19).	Skarga ma na celu unieważnienie decyzji KE o niewnoszeniu zastrzeżeń do polskiego Rynku Mocy, wydanej w ramach postępowania pomocowego o sygn. SA 46100.	<b>14 marca 2019 roku</b> spółki Tempus Energy Germany oraz T Energy Sweden złożyły skargę na decyzję KE w sprawie polskiego Rynku Mocy (sprawa T-167/19). Skróć głównych zarzutów i argumentów przytoczonych w skardze został opublikowany w Dzienniku Urzędowym UE <b>6 maja 2019 roku</b> . Z opublikowanego streszczenia wynika, że skarżący powołuje się m.in. na brak wszczęcia przez KE formalnego postępowania wyjaśniającego (drugiego etapu oceny mechanizmu mocowego) oraz rzekomo dyskryminacyjne traktowanie w ramach polskiego Rynku Mocy jednostek zarządzania popytem („DSR”).	Wpływ na rozpoznanie skargi może mieć toczące się obecnie przed Trybunałem Sprawiedliwości postępowanie z odwołania w sprawie Tempus Energy i Tempus Energy Technology przeciwko KE (sygn. C-57/19 P).	Odpowiednio do wyników rozstrzygnięcia sporu, sprawa może wpłynąć na warunki wykonywania i zawierania kontraktów mocowych w ramach polskiego Rynku Mocy.
<b>Skarga Republiki Czeskiej przeciwko Rzeczypospolitej Polskiej (sygn. C-121/21) wraz z wnioskiem o zastosowanie środka tymczasowego</b>					
	Postępowanie w sprawie Republika Czeska przeciwko Polsce (sygn. C-121/21).		<b>26 lutego 2021 roku</b> Republika Czeska wniosła do Trybunału Sprawiedliwości skargę przeciwko Rzeczypospolitej Polskiej z tytułu przedłużenia koncesji dla KWB Turów. Do skargi został załączony wniosek o zastosowanie środka tymczasowego w postaci natychmiastowego wstrzymania pracy KWB Turów. <b>19 kwietnia 2021 roku</b> opublikowano streszczenia skargi i głównych argumentów w Dzienniku Urzędowym UE. <b>21 maja 2021 roku</b> Wiceprezes Trybunału Sprawiedliwości wydała postanowienie w przedmiocie środka tymczasowego o następującej treści: „Rzeczpospolita Polska zaprzestanie natychmiast i do chwili ogłoszenia wyroku kończącego sprawę C-121/21 wydobywania węgla brunatnego w kopalni Turów (Polska).” Środek tymczasowy nie rozstrzyga co do istoty sprawy.	W kolejnym etapie nastąpi rozpatrzenie skargi i argumentów strony czeskiej w postępowaniu przed Trybunałem Sprawiedliwości.	Odpowiednio do rozstrzygnięcia w przedmiocie środka tymczasowego i żądań określonych w skardze, sprawa może wpłynąć na warunki dalszej pracy kompleksu energetycznego w Turowie. Określenie sposobu wykonania środka tymczasowego należy do państwa członkowskiego, do którego środek ten jest skierowany.

### 3. Działalność Grupy Kapitałowej PGE

#### 3.1. Podstawowe segmenty działalności GK PGE

	 <b>Energetyka Konwencjonalna</b>	 <b>Ciepłownictwo</b>	 <b>Energetyka Odnawialna</b>	 <b>Dystrybucja</b>	 <b>Obrót</b>
<b>Kluczowe aktywa segmentu</b>	5 elektrowni konwencjonalnych 2 elektrociepłownie 2 kopalnie węgla brunatnego	14 elektrociepłowni	17 farm wiatrowych 5 elektrowni fotowoltaicznych 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	295 897 km linii dystrybucyjnych	-
<b>Moc zainstalowana energia elektryczna/ energia cieplna</b>	12 831 MWe/1 329 MWt	2 344 MWe/6 496 MWt	2 326 MWe	-	-
<b>Wolumeny energii elektrycznej</b>	Produkcja energii elektrycznej netto 13,35 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 3,01 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 0,73 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 9,52 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 9,60 TWh*
<b>Wolumeny energii cieplnej</b>	Produkcja ciepła 2,48 PJ	Produkcja ciepła 21,01 PJ	-	-	-
<b>Pozycja rynkowa</b>	GK PGE jest liderem w dziedzinie wydobycia węgla brunatnego w Polsce (92%)  GK PGE jest również krajowym liderem w produkcji energii elektrycznej oraz największym wytwórcą ciepła		GK PGE jest największym producentem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z rynkowym udziałem ok. 10% (bez uwzględniania biomasy i biogazu)	Drugi pod względem ilości klientów dystrybutor energii elektrycznej w kraju	Lider w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce

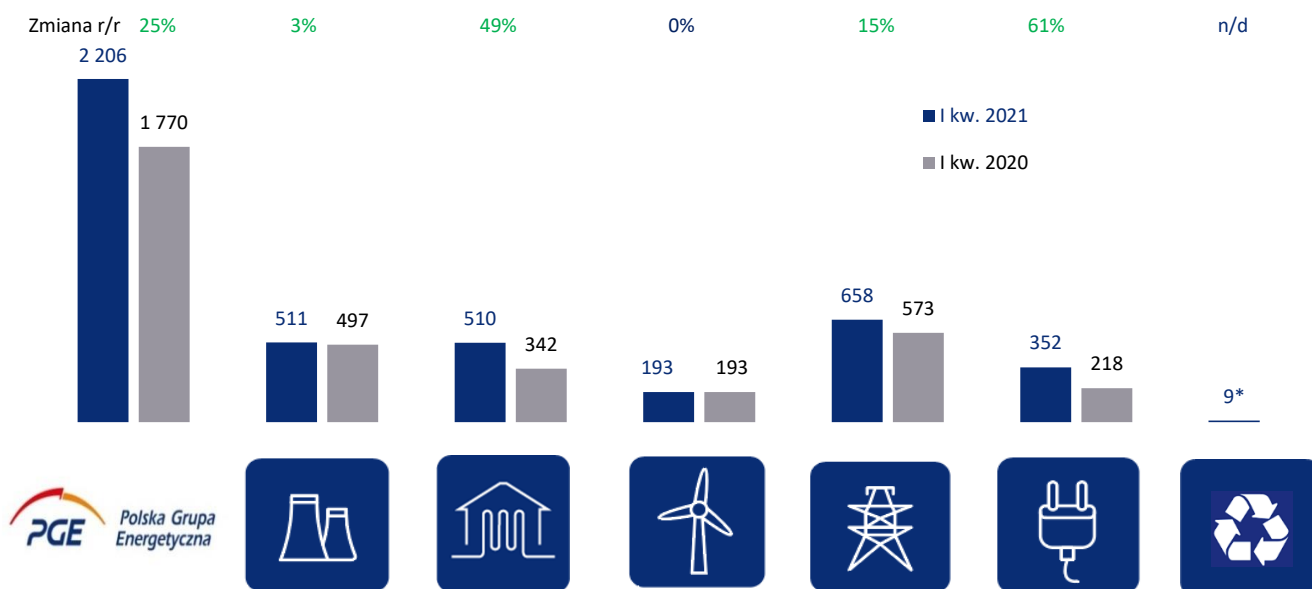
\*Dane dotyczą PGE Obrót S.A.

### 3.2. Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE

Najlepszym miernikiem oceny rentowności i poziomu zyskowności spółek z branży energetycznej jest wynik EBITDA. Jest to wynik przed potrąceniem kosztów amortyzacji, podatków dochodowych oraz działalności finansowej, w tym odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych. W przybliżeniu odzwierciedla on przepływy pieniężne z działalności operacyjnej i umożliwia porównywanie wyników spółek, abstrahując od wartości ich majątku, poziomu zadłużenia oraz obowiązujących stawek podatku dochodowego.

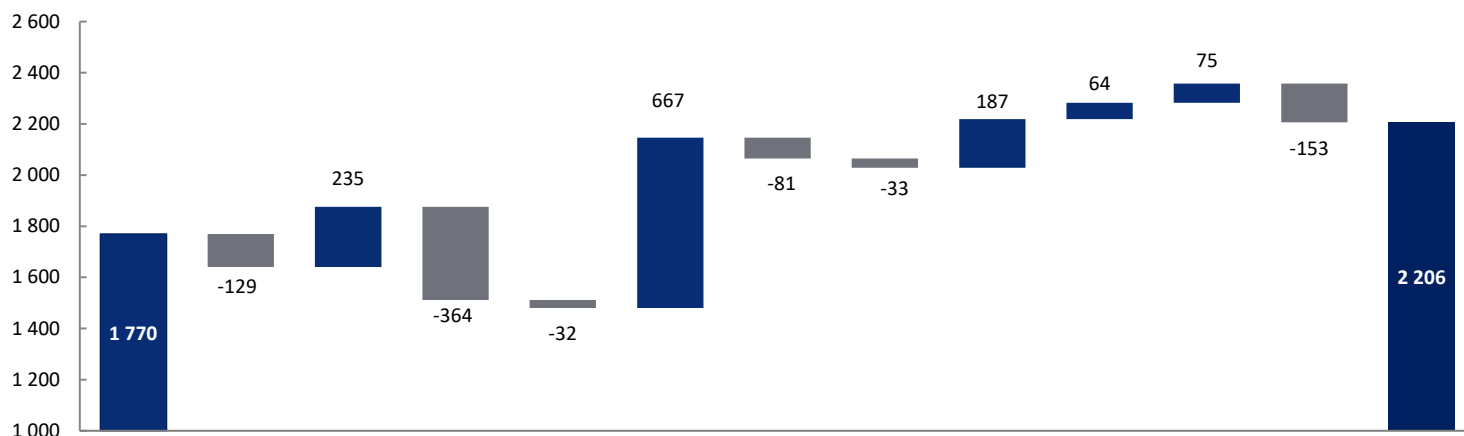
Na skonsolidowany wynik Grupy PGE składają się wyniki finansowe poszczególnych segmentów działalności. Największy udział w wyniku Grupy za I kwartał 2021 roku ma segment Dystrybucja (30%), Energetyka Konwencjonalna (23%) oraz Ciepłownictwo (23%). Segment Obrót odpowiada za 16% EBITDA, natomiast segment Energetyka Odnawialna wypracował 9% EBITDA.

#### EBITDA Grupy Kapitałowej w podziale na segmenty (mln PLN)



\*Na wykresie nie przedstawiono danych za I kwartał 2020 roku, ponieważ w tym okresie spółki segmentu Gospodarka Obiegu Zamkniętego prezentowane były w segmentach Energetyka Konwencjonalna, Ciepłownictwo oraz Pozostała Działalność.

Rysunek: Główne czynniki kształtujące wynik EBITDA GK PGE (mln PLN).



	Wynik na sprzedaży energii elektrycznej u wytwórców *	Przychody ze sprzedaży ciepła	Koszty CO <sub>2</sub> **	Koszty paliw	Rynek Mocy ***	Przychody RUS ****	Przychody PM	Wynik na sprzedaży e.e. do odbiorców finalnych *****	Marża na usługach dystrybucyjnej *****	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I kw. 2021	
<b>Odchylenie</b>	<b>-129</b>	<b>235</b>	<b>-364</b>	<b>-32</b>	<b>667</b>	<b>-81</b>	<b>-33</b>	<b>187</b>	<b>64</b>	<b>75</b>	<b>-153</b>		
EBITDA I kw. 2020	1 770	4 330	770	1 629	1 284	0	179	102	73	1 044	1 425	-390	
EBITDA I kw. 2021		4 201	1 005	1 993	1 316	667	98	69	260	1 108	1 350	-543	2 206

\*Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej pomniejszony o koszt zakupu energii elektrycznej.

\*\*Koszty nie obejmują wyceny forward, ujętej w pozostałej działalności operacyjnej.

\*\*\*Ujęcie zarządcze.

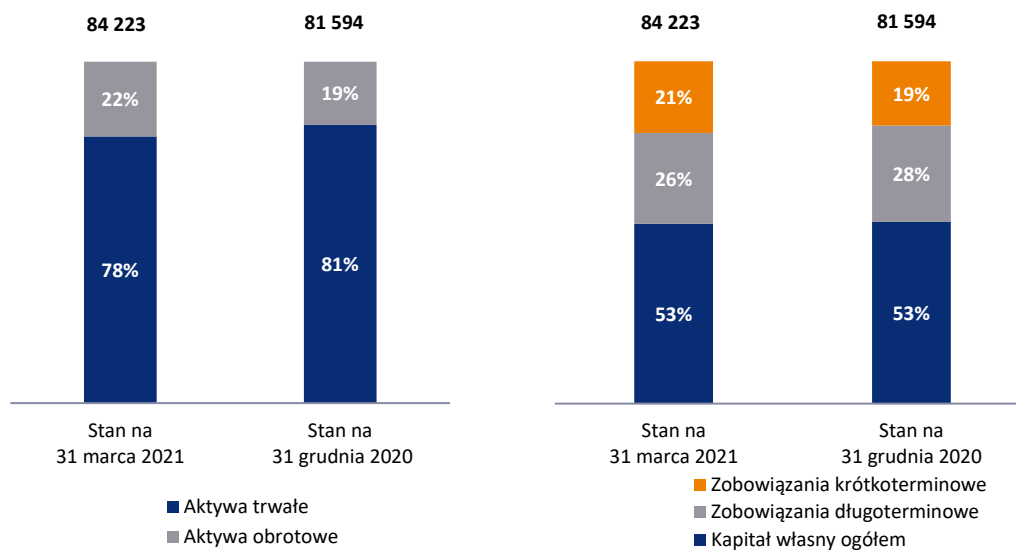
\*\*\*\*RUS – Regulacyjne Usługi Systemowe.

\*\*\*\*\*Z uwzględnieniem korekty marży na prawach majątkowych („PM”) na GK PGE.

\*\*\*\*\*Uwzględnia przychody z tytułu usług dystrybucyjnych, koszty usług przesyłowych OSP i saldo opłat przenoszonych oraz koszty zakupu e. e. na pokrycie różnicy bilansowej.

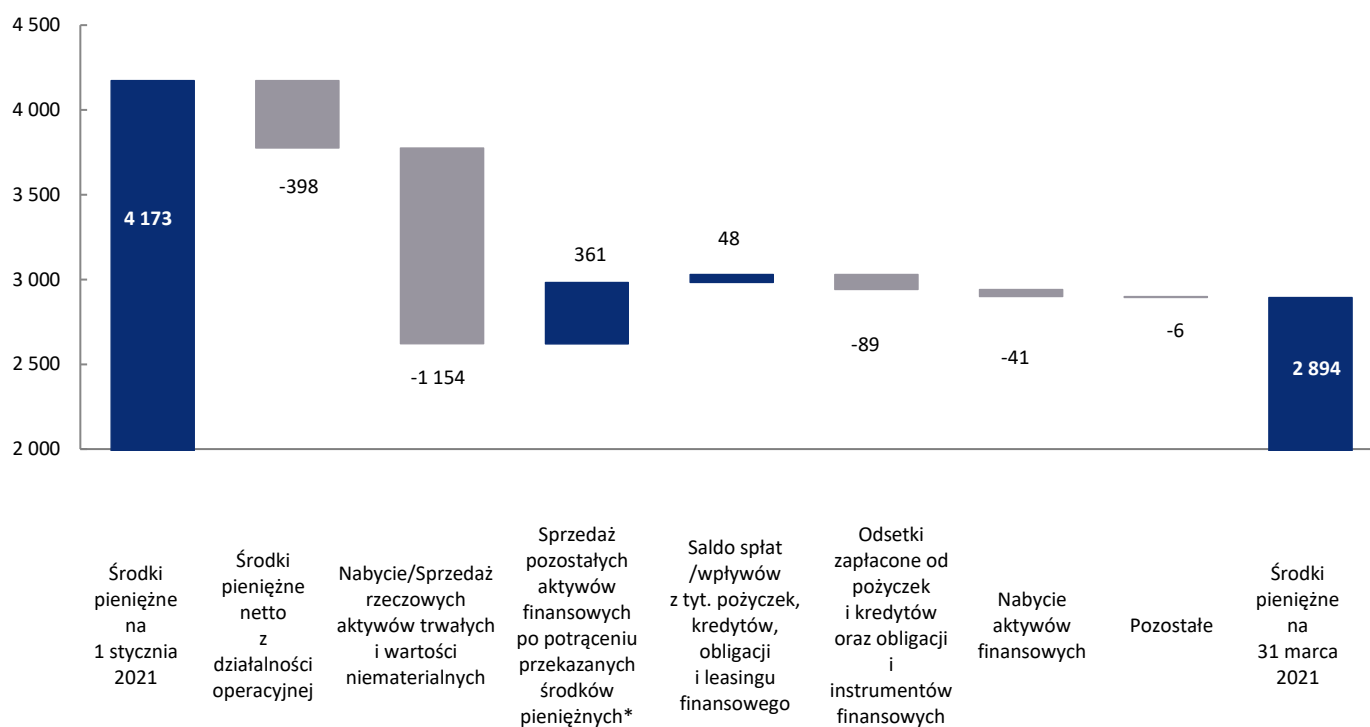
## SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

Rysunek: Struktura aktywów i pasywów (mln PLN).



## SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

Rysunek: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).

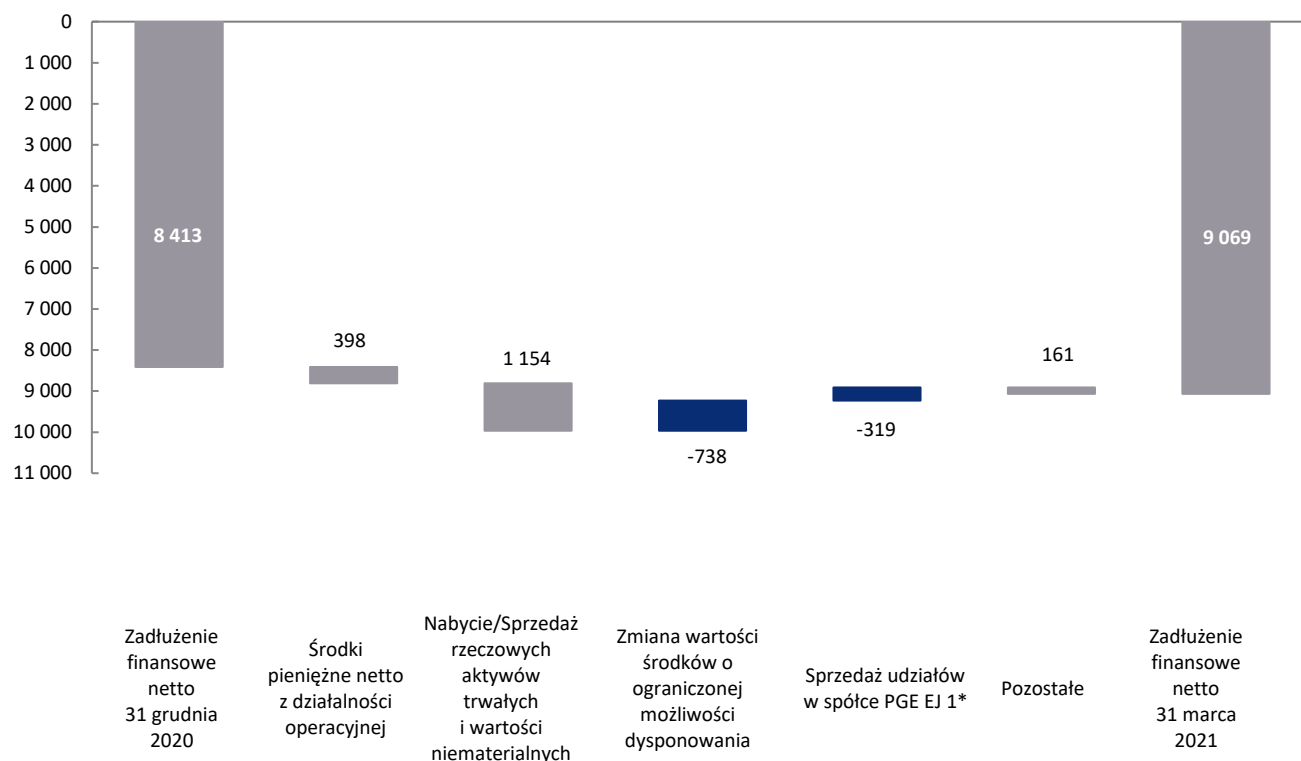


### Wpływ na poziom środków pieniężnych

Środki pieniężne	4 173	2 894
------------------	-------	-------

\*Głównie sprzedaż udziałów w spółce PGE EJ 1 (wartość pomniejszona o środki pieniężne sprzedawanej spółki) oraz obligacji PGE EJ 1.

Rysunek: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).



**Wpływ na poziom zadłużenia netto**

Zadłużenie finansowe netto	<b>8 413</b>	<b>398</b>	<b>1 154</b>	<b>-738</b>	<b>-319</b>	<b>161</b>	<b>9 069</b>
----------------------------	--------------	------------	--------------	-------------	-------------	------------	--------------

\*Środki pieniężne ze sprzedaży spółki PGE EJ 1 sp. z o.o. (372 mln PLN) pomniejszone o środki pieniężne sprzedawanej spółki (53 mln PLN).

## KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE W SEGMENTACH DZIAŁALNOŚCI



### Energetyka Konwencjonalna



### Ciepłownictwo



### Energetyka Odnawialna



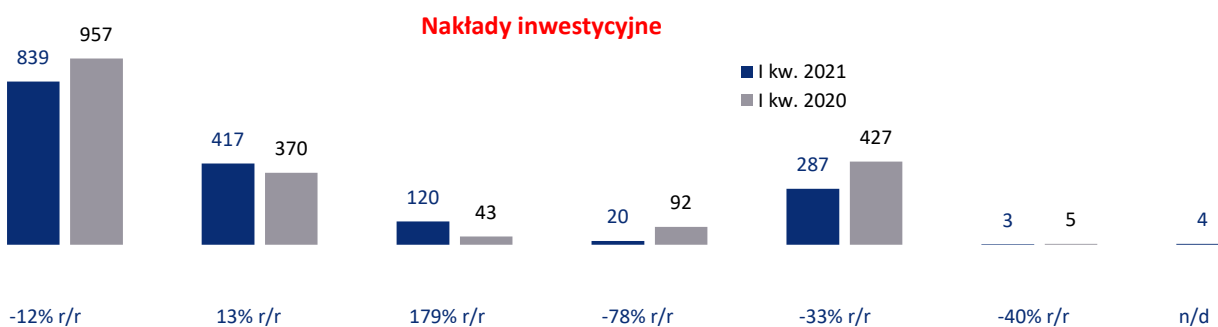
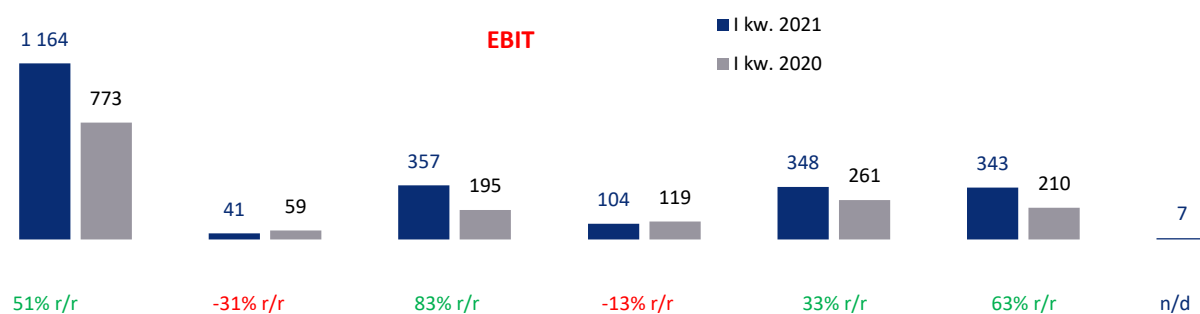
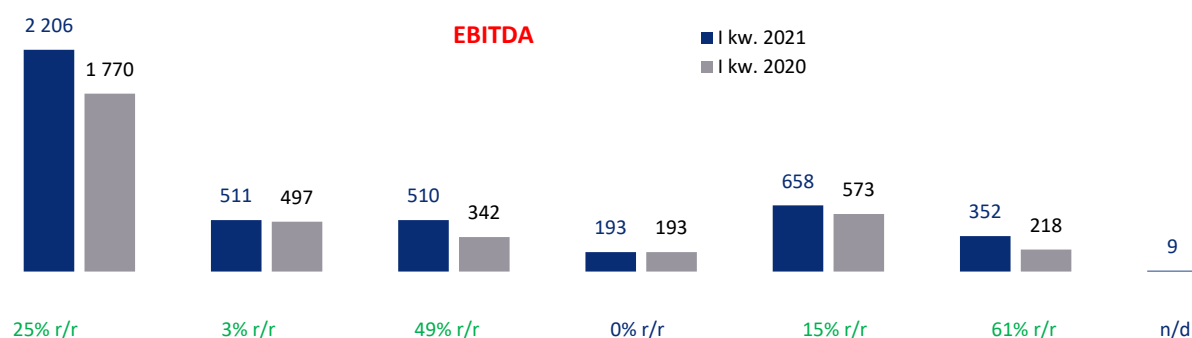
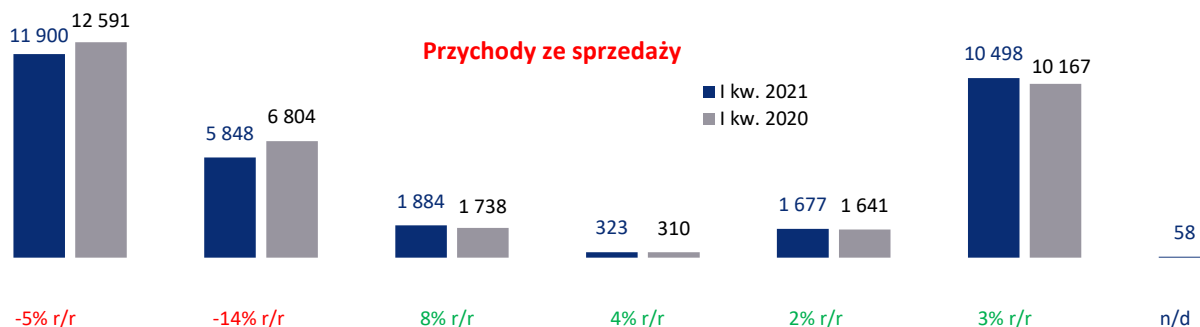
### Dystrybucja



### Obrót



### Gospodarka Obiegu Zamkniętego\*



\*Na wykresach nie przedstawiono danych za I kwartał 2020 roku, ponieważ w tym okresie spółki segmentu Gospodarka Obiegu Zamkniętego prezentowane były w segmentach Energetyka Konwencjonalna, Ciepłownictwo oraz Pozostała Działalność.

## BILANS ENERGII GK PGE

### Bilans energii elektrycznej

Tabela: Zestawienie sprzedaży, zakupu, produkcji i zużycia energii elektrycznej w Grupie Kapitałowej PGE (TWh).

Wolumen	I kwartał 2021	I kwartał 2020	zmiana %
<b>A. Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, tym:</b>	<b>27,05</b>	<b>29,66</b>	<b>-9%</b>
<i>Sprzedaż do odbiorców finalnych*</i>	9,67	10,74	-10%
<i>Sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym</i>	17,38	18,92	-8%
B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)	11,35	15,57	-27%
C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE	17,09	15,36	11%
<b>D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)</b>	<b>1,39</b>	<b>1,27</b>	<b>9%</b>

\*Sprzedaż realizowana głównie przez PGE Obrót S.A. oraz PGE Energia Ciepła S.A.

Łączny wolumen zakupionej i wyprodukowanej energii jest większy niż wolumen sprzedanej energii. Różnica prezentowana w punkcie D wynika z konieczności pokrycia strat sieciowych w działalności dystrybucyjnej („OSD”), zużycia energii w kopalniach węgla brunatnego („KWB”) oraz zużycia energii w elektrowniach szczytowo-pompowych („ESP”).

Niższa sprzedaż i zakup na rynku hurtowym wynika z niższego poziomu zakontraktowania w transakcjach terminowych zarówno na sprzedaży jak i zakupie. Grupa Kapitałowa w mniejszym stopniu realizowała zakup na giełdę na potrzeby zmniejszonej sprzedaży na rynku bilateralnym.

Spadek wolumenu sprzedaży do odbiorców finalnych w I kwartale 2021 roku jest następstwem niższego zapotrzebowania na energię elektryczną w segmencie klientów korporacyjnych.

### Produkcja energii elektrycznej

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej (TWh).

Wolumen produkcji energii elektrycznej	I kwartał 2021	I kwartał 2020	Zmiana %
<b>PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:</b>	<b>17,09</b>	<b>15,36</b>	<b>11%</b>
Elektrownie opalane węglem brunatnym	8,58	7,21	19%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	4,54	4,12	10%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,01	0,01	0%
Elektrociepłownie węglowe	1,69	1,64	3%
Elektrociepłownie gazowe	1,45	1,42	2%
Elektrociepłownie biomasowe	0,09	0,11	-18%
Elektrociepłownie odpady komunalne	0,01	0,01	0%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,20	0,22	-9%
Elektrownie wodne	0,14	0,13	8%
Elektrownie wiatrowe	0,39	0,50	-22%
w tym produkcja OZE	0,64	0,76	-16%

Wyższy poziom produkcji energii elektrycznej w I kwartale 2021 roku jest głównie efektem wyższego zapotrzebowania KSE ze względu na niskie temperatury zewnętrzne, niższy import energii netto i niższą generację wiatrową.

Wyższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (wzrost o 1,4 TWh) jest następstwem wyższego średniego obciążenia Elektrowni Turów o 60 MW, tj. o 48% oraz Elektrowni Bełchatów na blokach 2-14 o 16 MW, tj. o 6%. Dodatkowo w I kwartale 2020 roku w modernizacji pozostawał blok nr 3 w Elektrowni Turów.

Wyższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (wzrost o 0,4 TWh) wynika z wyższej produkcji w Elektrowni Rybnik, co spowodowane jest krótszym o 3 437 h postojem bloków 3-8 tej elektrowni w rezerwie.

Produkcja w elektrociepłowniach węglowych, gazowych i elektrowniach wodnych oraz z odpadów komunalnych utrzymała się na poziomie zbliżonym do okresu porównywalnego.

Spadek produkcji w elektrociepłowniach biomasowych wynika z warunków technicznych występujących w Elektrociepłowni Szczecin, gdzie wyższa produkcja ciepła (ze względu na niższe temperatury zewnętrzne) skutkowałą niższą generacją energii elektrycznej.

Niższa produkcja na farmach wiatrowych wynika z gorszej wietrzności w I kwartale 2021 roku. Wykorzystanie mocy na farmach wiatrowych w I kwartale 2021 roku było średnio niższe o 16 p.p.

Spadek produkcji w elektrowniach szczytowo-pompowych wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w I kwartale 2021 roku były w mniejszym stopniu wykorzystywane przez PSE S.A.

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła (PJ).

Wolumen produkcji ciepła	I kwartał 2021	I kwartał 2020	Zmiana %
<b>Produkcja ciepła w PJ, z czego:</b>	<b>23,50</b>	<b>20,28</b>	<b>16%</b>
Elektrownie opalane węglem brunatnym	1,04	0,96	8%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,25	0,24	4%
Elektrociepłownie węglowe	17,06	14,85	15%
Elektrociepłownie gazowe	4,31	3,87	11%
Elektrociepłownie biomasowe	0,74	0,27	174%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,04	0,05	-20%
Elektrociepłownie pozostałe	0,06	0,04	50%

Główny wpływ na wyższy poziom produkcji ciepła w I kwartale 2021 roku r/r miała temperatura zewnętrzna. Średnie temperatury w I kwartale 2021 roku były niższe o 1,6°C, co przełożyło się na wyższą produkcję ciepła.

#### Sprzedż ciepła

W I kwartale 2021 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 22,96 PJ i był wyższy o 3,21 PJ r/r. Na powyższy wynik wpływ miało głównie wyższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane niższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi w 2021 roku.

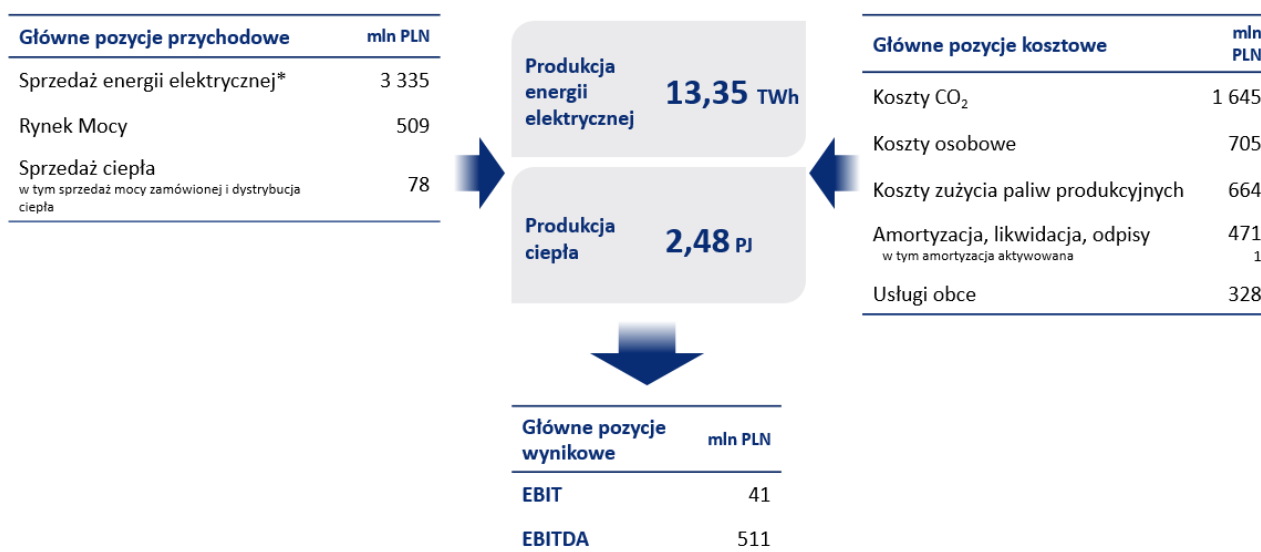
### 3.3. Charakterystyka segmentów działalności

#### SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – ENERGETYKA KONWENCJONALNA

##### Opis segmentu i model jego działalności

Przedmiotem działalności segmentu jest wydobycie węgla brunatnego i wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach konwencjonalnych.

#### Energetyka Konwencjonalna



\*Ujęcie zarządcze.

Podstawowym źródłem przychodów segmentu Energetyka Konwencjonalna są **przychody ze sprzedaży energii elektrycznej** na rynku hurtowym oparte na cenie energii elektrycznej ustalonej przez mechanizmy równoważenia podaży i popytu przy uwzględnieniu kosztów zmiennych wytwarzania. Równoległe, najistotniejszymi pozycjami kosztowymi segmentu, z racji wielkości i zmienności, a tym samym wpływu na wynik operacyjny, są **koszty zużycia paliw produkcyjnych**, przede wszystkim węgla kamiennego i gazu ziemnego oraz **koszty opłat za emisję CO<sub>2</sub>**. Kluczowa dla Grupy produkcja z węgla brunatnego oparta jest o własne wydobycie, stąd też jego koszt, relatywnie stabilny, odzwierciedlony jest głównie w pozycjach kosztów o charakterze stałym, tj. kosztach osobowych, usług obcych oraz amortyzacji.

Istotną pozycję w przychodach segmentu od 2021 roku stanowią **przychody z Rynku Mocy**, mechanizmu wprowadzonego w celu zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w KSE. Elektrownie PGE GiEK S.A. otrzymują wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (pozostawanie przez jednostkę Rynku Mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu oraz zobowiązanie do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia). Przychody z Rynku Mocy skompensowały utratę **przychodów z tyt. świadczenia regulacyjnych usług systemowych**. Wycofane zostały usługi interwencyjnej rezerwy zimnej („IRZ”) oraz operacyjna rezerwa mocy („ORM”), pozostały natomiast głównie przychody z realokacji mocy.

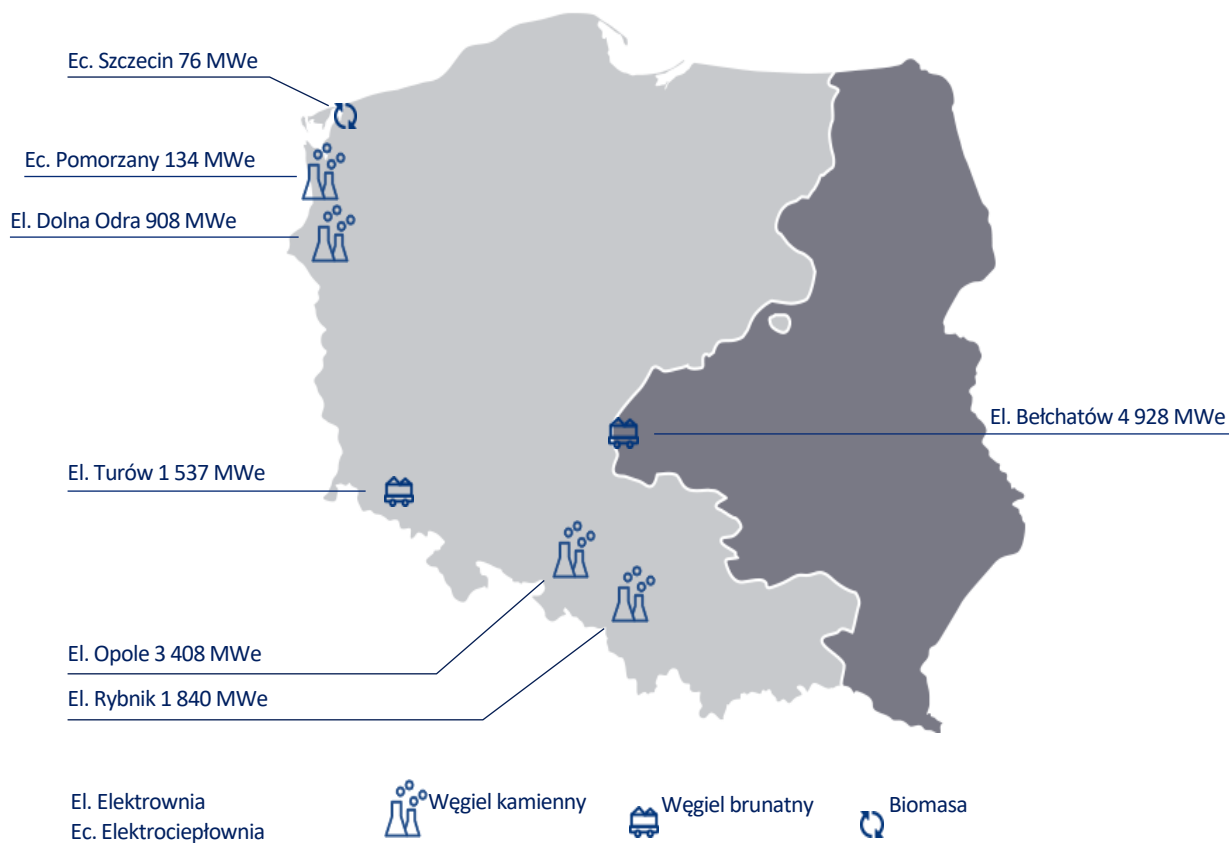
Dodatkowo segment uzyskuje **przychody ze sprzedaży ciepła**, produkowanego zarówno w elektrowniach systemowych oraz EC Szczecin oraz EC Pomorzany, będących częścią Zespołu Elektrowni Dolna Odra.

## AKTYWA

W skład segmentu Energetyka Konwencjonalna wchodzi: 2 kopalnie węgla brunatnego, 5 elektrowni konwencjonalnych i 2 elektrociepłownie.

Segment Energetyka Konwencjonalna jest liderem w branży wydobywczej węgla brunatnego (jego udział w rynku wydobywczym tego surowca stanowi 92%<sup>6</sup> krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii elektrycznej – wytwarza ok. 34%<sup>7</sup> krajowej produkcji energii elektrycznej brutto. Produkcja oparta jest na węglu brunatnym, wydobywanym z własnych kopalni oraz węgla kamiennym i biomasie.

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna i ich moc zainstalowana.

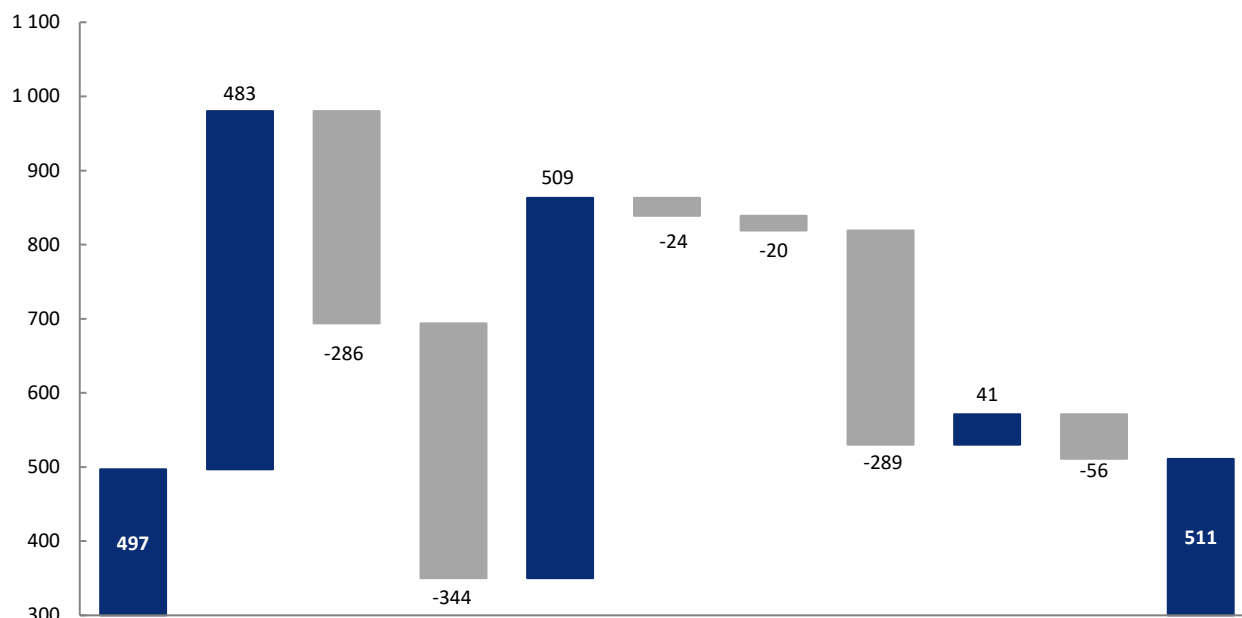


<sup>6</sup> Wyczerpanie własne w oparciu o dane GUS.

<sup>7</sup> Wyczerpanie własne w oparciu o dane PSE S.A.

## KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Energetyka Konwencjonalna w ujęciu zarządczym (mln PLN).



	EBITDA I kw. 2020	Produkcja e.e. - ilość	Produkcja e.e. - cena	Wynik na opt. portfela e.e.	Rynek Mocy*	Przychody RUS	Koszty paliw	Koszty CO <sub>2</sub> **	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I kw. 2021
<b>Odchylenie</b>		<b>483</b>	<b>-286</b>	<b>-344</b>	<b>509</b>	<b>-24</b>	<b>-20</b>	<b>-289</b>	<b>41</b>	<b>-56</b>	
EBITDA I kw. 2020	497	3 038		444	0	114	644	1 356	746	353	
EBITDA I kw. 2021		3 235		100	509	90	664	1 645	705	409	511

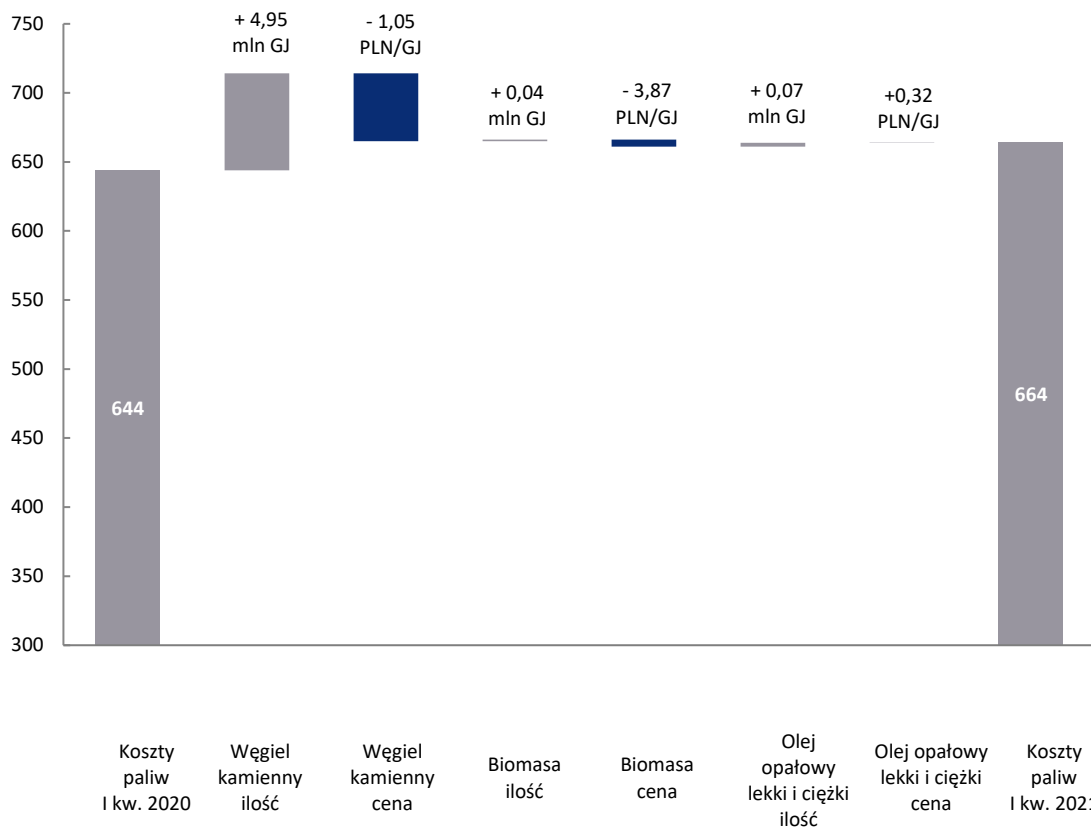
\*Ujęcie zarządcze.

\*\*Koszty nie obejmują wyceny forward, ujętej w pozostałej działalności operacyjnej.

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Energetyka Konwencjonalna r/r były:

- **Wyższy wolumen produkcji energii elektrycznej** w PGE GiEK S.A. o 1,76 TWh ze względu na wyższe wykorzystanie jednostek wytwórczych przez PSE S.A. za sprawą niskich temperatur zewnętrznych, niższego importu energii i niższej generacji wiatrowej (por. pkt 2.2 niniejszego sprawozdania).
- **Spadek cen sprzedaży energii elektrycznej** (ze względu na niższe notowania kontraktów terminowych z dostawą w 2021 roku w porównaniu do kontraktów z dostawą w 2020 roku).
- **Niższy wynik na optymalizacji portfela energii elektrycznej** z powodu niższego wolumenu obrotu energią elektryczną o 4,88 TWh, przy niższej marży zrealizowanej na obrocie energią elektryczną.
- **Rynek Mocy**, mechanizm, który nie występował w okresie porównywalnym.
- **Niższe przychody z RUS**, głównie jako efekt braku przychodów ze świadczenia usługi interwencyjnej rezerwy zimnej oraz operacyjnej rezerwy mocy.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego, na skutek wyższej produkcji na tym paliwie (por. pkt 2.2 niniejszego sprawozdania). Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO<sub>2</sub>** spowodowane głównie wyższym wolumenem emisji CO<sub>2</sub> o 1,9 mln t na skutek wyższej produkcji o 1,76 TWh. Główne odchylenia zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższe koszty osobowe** w związku z prowadzonym procesem optymalizacji zatrudnienia.

Rysunek: Koszty zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Energetyka Konwencjonalna (mln PLN).

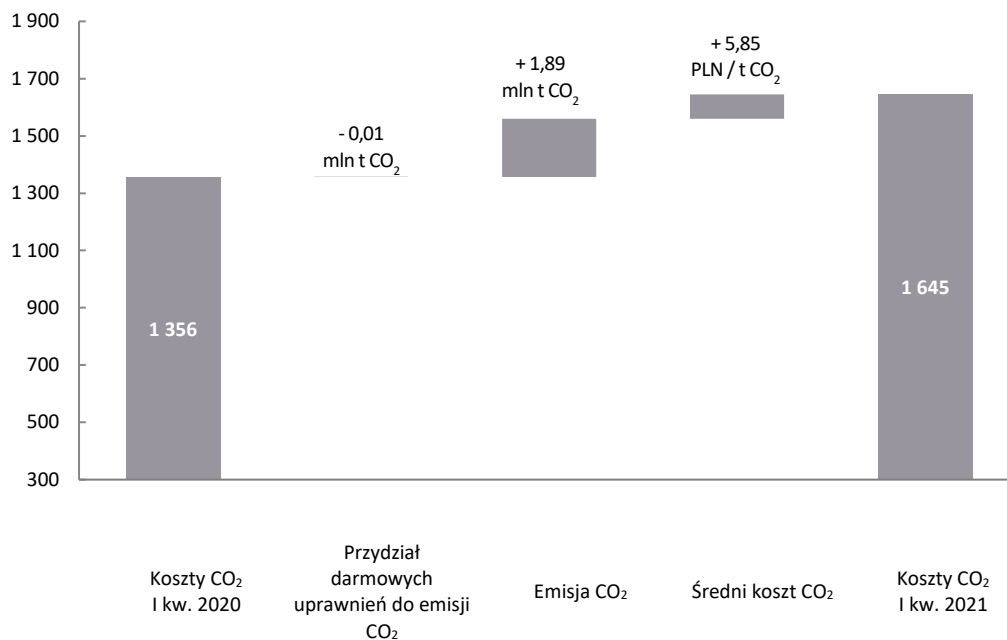


Odchylenie	70	-49	1	-5	3	0
Koszty paliw I kw. 2020	<b>644</b>	591	34	19		
Koszty paliw I kw. 2021		612	30	22		<b>664</b>

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

Rodzaj paliwa	I kwartał 2021		I kwartał 2020	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	2 064	612	1 829	591
Biomasa	160	30	142	34
Olej opałowy lekki i ciężki	13	22	11	19
<b>RAZEM</b>		<b>664</b>		<b>644</b>

Rysunek: Koszty CO<sub>2</sub> w segmencie Energetyka Konwencjonalna (mln PLN).



Odchylenie	1	203	85	
Koszty CO <sub>2</sub> I kw. 2020				1 356
Koszty CO <sub>2</sub> I kw. 2021				1 645

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO<sub>2</sub> w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

Dane dot. CO <sub>2</sub>	I kwartał 2021	I kwartał 2020	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> (tony)	28 829	39 671	-27%
Emisja CO <sub>2</sub> * (tony)	14 621 443	12 726 777	15%
Średni koszt CO <sub>2</sub> (PLN/t CO <sub>2</sub> )	112,73	106,88	5%

\*Dane szacunkowe, emisja niezwyfikowana – emisja zostanie rozliczona oraz poświadczona przez uprawnionego weryfikatora emisji CO<sub>2</sub> na podstawie raportów rocznych z wielkości emisji CO<sub>2</sub>.

## NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna w I kwartale 2021 i 2020 roku.

mln PLN	I kwartał 2021	I kwartał 2020	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	412	301	37%
■ Rozwojowe	242	94	157%
■ Modernizacyjno-odtworzeniowe	170	207	-18%
Pozostałe	5	15	-67%
<b>RAZEM</b>	<b>417</b>	<b>316</b>	<b>32%</b>
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	0	54	-
<b>RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu</b>	<b>417</b>	<b>370</b>	<b>13%</b>

## KLUCZOWE NAKŁADY INWESTYCYJNE W SEGMENTCIE ENERGETYKA KONWENCJONALNA

Kluczowe inwestycje rozwojowe:

- 5 stycznia 2021 roku został podpisany Aneks nr 1 do kontraktu na budowę układu wyprowadzenia mocy z bloków 9 i 10 w ramach realizacji zadania „Budowy dwóch bloków gazowo-parowych w Oddziale Zespół Elektrowni Dolna Odra”.
- 2 lutego 2021 roku podpisano umowę z Energoprojekt Katowice S.A. na wykonanie Raportu Oddziaływania na Środowisko i uzyskanie decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych („DoŚU”) w projekcie „Budowy Nowej Jednostki Niskoemisyjnej w Elektrowni Rybnik” oraz rozpoczęto prace nad przygotowaniem wniosku do PSE S.A. o wydanie warunków przyłączenia do KSE.
- 25 lutego 2021 roku Konsorcjum Mitsubishi Hitachi Power Europe GmbH, Tecnicas Reunidas S.A., Budimex S.A. i PGE GiEK S.A., podpisały Aneks nr 10 do Kontraktu na budowę bloku 7 w Elektrowni Turów. Aneks obejmuje m.in. wydłużenie terminu realizacji Kontraktu o 6 miesięcy do 30 kwietnia 2021 roku oraz zmianę wynagrodzenia Wykonawcy. 31 marca 2021 roku przez Konsorcjum oraz PGE GiEK S.A. został podpisany Protokół zakończenia ruchu regulacyjnego bloku nr 7 w Elektrowni Turów. Rozpoczął się 720-godzinny ruch próbny bloku nr 7.  
30 kwietnia 2021 roku pozyskano informację o kolejnym opóźnieniu w oddaniu do eksploatacji. 14 maja 2021 roku nastąpiło oficjalne, protokolarne przekazanie do eksploatacji tego bloku.
- 29 marca 2021 roku zakończono palowanie pod budynek maszynowni bloku 10 oraz pod komin kotłowni bloków 9 i 10 w ramach realizacji zadania „Budowy dwóch bloków gazowo-parowych w PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra”.

Kluczowe inwestycje modernizacyjne związane ze zmniejszaniem negatywnego wpływu produkcji na środowisko naturalne:

- 26 stycznia 2021 roku dokonano odbioru końcowego i przyjęcia do eksploatacji elektrofiltra nr 5 po modernizacji w Elektrowni Turów.
- 5 lutego 2021 roku dokonano odbioru końcowego elektrofiltra na bloku 2 po modernizacji w Elektrowni Opole.
- 10 lutego 2021 roku przekazano do eksploatacji po modernizacji IOS bloków 9 i 10 w Elektrowni Bełchatów.
- 19 lutego 2021 roku rozpoczęto zabudowę III warstwy katalitycznej na reaktorze SCR (selektywna redukcja katalityczna-układ służący do zmiany cząstek tlenku azotu na wodę i azot) bloku 8 w Elektrowni Rybnik.
- 3 marca 2021 roku zawarto z Eltur – Serwis sp. z o.o. umowę na modernizację elektrofiltra bloku 6 w Elektrowni Turów.
- 9 marca 2021 roku przekazano instalację SCR na bloku 5 do Ruchu Próbnego w Elektrowni Dolna Odra.
- 25 marca 2021 roku przekazano do eksploatacji elektrofiltr bloku 6 i 7 w Elektrowni Rybnik.
- 30 marca 2021 roku przeprowadzono odbiór końcowy instalacji SNCR (redukującej tlenki azotu NOx metodą redukcji selektywnej niekatalitycznej) bloku 2 w Elektrowni Opole.

## KLUCZOWE PROJEKTY REALIZOWANE W I KWARTALE 2021 ROKU

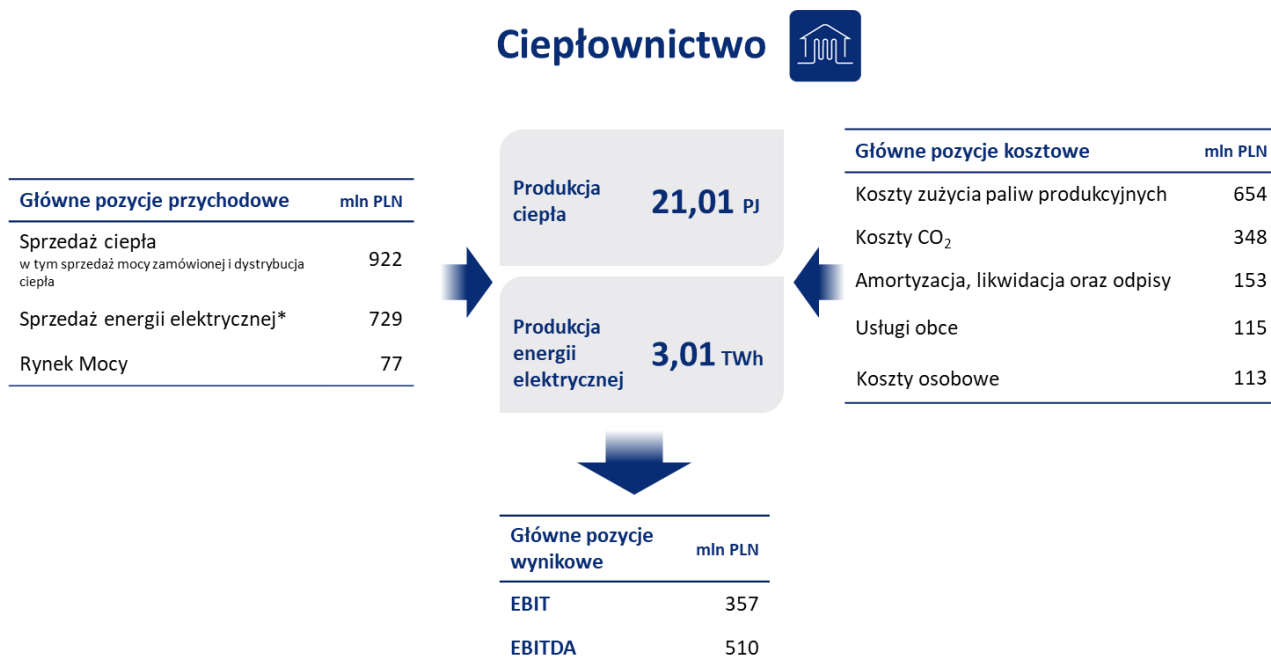
Cel projektu	Budżet (netto bez kosztów finansowania)	Poniesione nakłady (netto bez kosztów finansowania)	Nakłady poniesione w I kwartale 2021 roku (netto bez kosztów finansowania)	Paliwo/sprawność netto	Wykonawca	Przewidywany termin zakończenia inwestycji	Status
<b>Budowa nowego bloku w Elektrowni Turów</b>							
Budowa bloku energetycznego o mocy 490 MW w Elektrowni Turów	4,4 mld PLN	3,8 mld PLN	39 mln PLN	Węgiel brunatny/ 43,1%	Konsorcjum firm: MHPSE, Budimex i Tecnicas Reunidas	<b>II kwartał 2021 roku</b>	14 maja 2021 roku podpisano Protokół przekazania bloku nr 7 do eksploatacji.
<b>Budowa nowych bloków w Elektrowni Dolna Odra</b>							
Budowa dwóch bloków gazowo parowych nr 9 i 10 w Elektrowni Dolna Odra	4,3 mld PLN	228 mln PLN	167 mln PLN*	Gaz ziemny/ 63%	Konsorcjum firm: General Electric (lider konsorcjum) i Polimex Mostostal	<b>Grudzień 2023 roku</b>	Na koniec marca 2021 roku zaawansowanie postępu prac w Projekcie wynosiło ok. 25%. Na terenie budowy prowadzone są prace budowlane związane z wykopami i palowaniem pod budynki główne – maszynownia i kotłownia bloków 9 i 10.

\*Poniesione nakłady nie uwzględniają wydatków w postaci wypłaconych zaliczek dla Generalnego Realizatora Inwestycji.

## SEGMENT DZIAŁALNOŚCI - CIEPŁOWNICTWO

### Opis segmentu i model jego działalności

Przedmiotem działalności segmentu Ciepłownictwo jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w źródłach konwencjonalnych oraz przesył i dystrybucja ciepła.



\*W ujęciu zarządczym

Podobnie jak w przypadku segmentu Energetyka Konwencjonalna istotnym źródłem przychodów segmentu są **przychody ze sprzedaży energii elektrycznej**, przy czym związane są one zwykle bezpośrednio z produkcją ciepła, zależną od zapotrzebowania, cechując się wysoką sezonowością i zależnością od temperatur zewnętrznych. Z tego względu, w odróżnieniu od elektrowni systemowych segmentu Energetyka Konwencjonalna, elektrociepłownie z reguły nie pełnią aktywnej roli w procesie kształtowania się cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.

**Przychody ze sprzedaży i dystrybucji ciepła** mają charakter regulowany. Przedsiębiorstwa energetyczne samodzielnie ustalają taryfy i przedstawiają je Prezesowi URE do zatwierdzenia. Produkcja ciepła w Grupie PGE odbywa się w jednostkach kogeneracyjnych, których taryfy na ciepło kalkulowane są z wykorzystaniem metody uproszczonej (w odróżnieniu od taryfowania na bazie pełnej struktury kosztów) w oparciu o tzw. ceny referencyjne, przede wszystkim warunkowane średnimi cenami sprzedaży wytwarzania ciepła z jednostek o określonym paliwie, nie będących jednostkami kogeneracji. Publikowane są one co roku przez Prezesa URE. Taryfa na wytwarzanie ciepła dla jednostek kogeneracyjnych na dany rok taryfowy odzwierciedla tym samym zmianę poziomu kosztów ponoszonych przez jednostki ciepłownicze (niekogeneracyjne) w poprzednim roku kalendarzowym. W przypadku taryf na dystrybucję ciepła wykorzystywana jest metoda kosztowa, która pozwala pokryć koszty uzasadnione (głównie koszty strat ciepła oraz podatek od nieruchomości) oraz zwrot z zainwestowanego kapitału, zgodnie z wytycznymi Prezesa URE. Taryfy dystrybucyjne dla ciepła są wykorzystywane przez oddziały w Gorzowie i Zgierzu, a także spółki Kogeneracja S.A., PGE Toruń S.A. oraz Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.

Produkcja ciepła i energii elektrycznej bezpośrednio związana jest z kluczowymi kosztami zmiennymi segmentu – **kosztem zużycia paliw produkcyjnych** (przede wszystkim węgiel kamienny i gaz ziemny) oraz **kosztem opłat za emisję CO<sub>2</sub>**.

Wytwarzanie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest dodatkowo wynagradzane. Do 2018 roku elektrociepłownie uzyskiwały **przychody z tyt. sprzedaży świadectw pochodzenia energii** w postaci certyfikatów kogeneracyjnych (żółtych i czerwonych). Od 2019 roku, wraz ze zmianą modelu wsparcia, uzyskują wsparcie na poziomie pokrywającym zwiększone koszty operacyjne produkcji, dla dużych jednostek wyznaczane są w trybie indywidualnym. Mechanizm wsparcia w postaci certyfikatów funkcjonuje także dla źródeł wytwórczych opalanych biomasą. Ten rodzaj produkcji jest dodatkowo wynagradzany poprzez przyznawanie świadectw pochodzenia w postaci tzw. zielonych certyfikatów, których sprzedaż stanowi dodatkowy przychód. W ramach segmentu taki przychód uzyskiwany jest z bloku biomasowego w Elektrociepłowni Kielce.

Istotną pozycję w przychodach segmentu od 2021 roku stanowią przychody z Rynku Mocy, mechanizmu wprowadzonego w celu zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w KSE. Elektrociepłownie otrzymują wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (pozostawanie przez jednostkę Rynku Mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu oraz zobowiązanie do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia).

## AKTYWA

W ramach segmentu Ciepłownictwo w Grupie Kapitałowej PGE połączone zostały elektrociepłownie wydzielone z aktywów EDF przejętych 14 listopada 2017 roku oraz elektrociepłownie wydzielone z PGE GiEK S.A. W skład segmentu od 2 stycznia 2019 roku wchodzi spółki: PGE EC S.A., Kogeneracja S.A., Elektrociepłownia Zielona Góra S.A., PGE Toruń S.A., PGE Gaz Toruń sp. z o.o., PEC Zgierz sp. z o.o. oraz Megazec sp. z o.o.

Segment Ciepłownictwo jest największym wytwórcą ciepła w kraju. Produkcja oparta jest głównie na węglu kamiennym i gazie.

Rysunek: Główne aktywa segmentu Ciepłownictwo i ich moc zainstalowana.

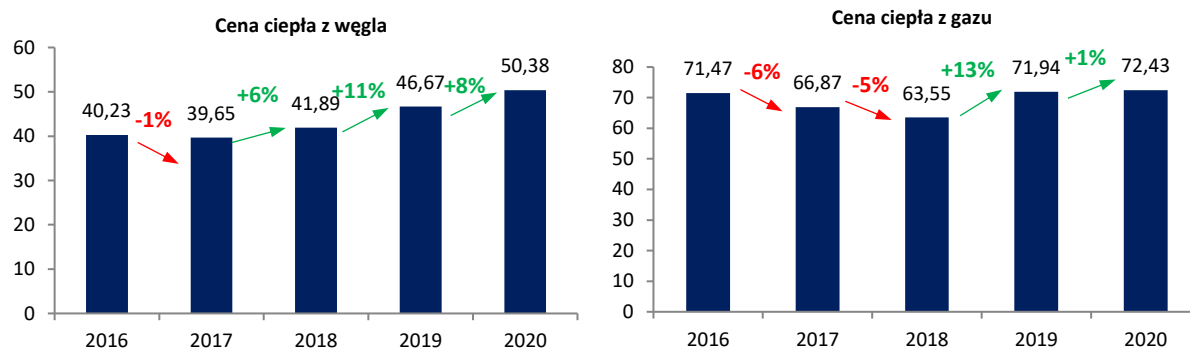


## TARYFY W SEGMENTE CIEPŁOWNICTWO

### Opis taryfowania w segmencie

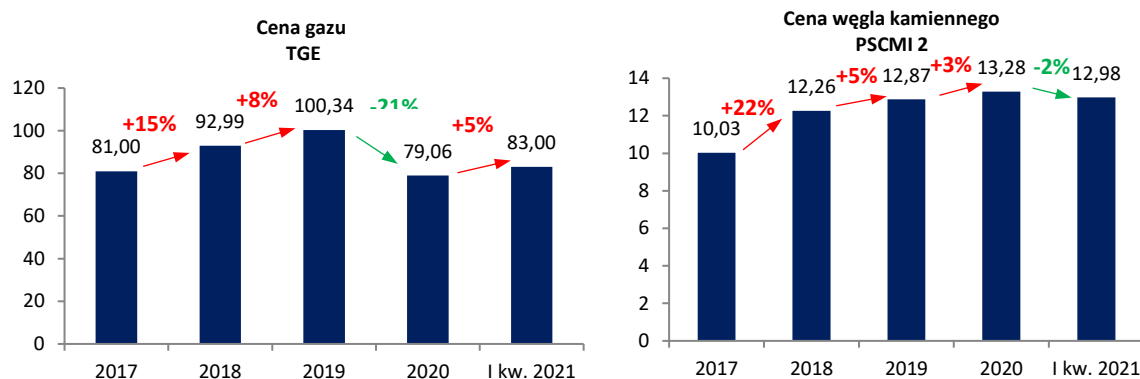
W związku z tym, że przychody ze sprzedaży ciepła dla elektrociepłowni są taryfowane w ramach tzw. metody uproszczonej, cechuje je względne opóźnienie w przenoszeniu kosztów (roczne lub dwuletnie). Bazują one bowiem na dynamice r/r średnich kosztów (uwzględniającej wykorzystywane paliwa) ponoszonych przez jednostki niebędące jednostkami kogeneracji za rok poprzedzający moment ustalania taryfy.

Wykresy: Zmiany referencyjnej ceny ciepła dla węgla kamiennego oraz gazu ziemnego (PLN/GJ).



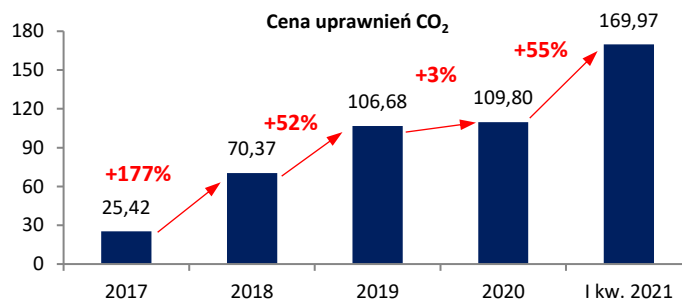
Źródło: URE.

Wykresy: Zmiany kosztów paliw – węgla kamiennego (PLN/GJ) – PSCMI 2<sup>8</sup> i gazu (PLN/MWh) -TGE.



Źródło: ARP, TGE.

Wykres: Zmiana kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (PLN/t).



Źródło: ICE.

<sup>8</sup>PSCMI 2- Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen miał w energetycznych sprzedawanych do ciepłowni przemysłowych i komunalnych, innych odbiorców przemysłowych i pozostałych odbiorców krajowych w Polsce.

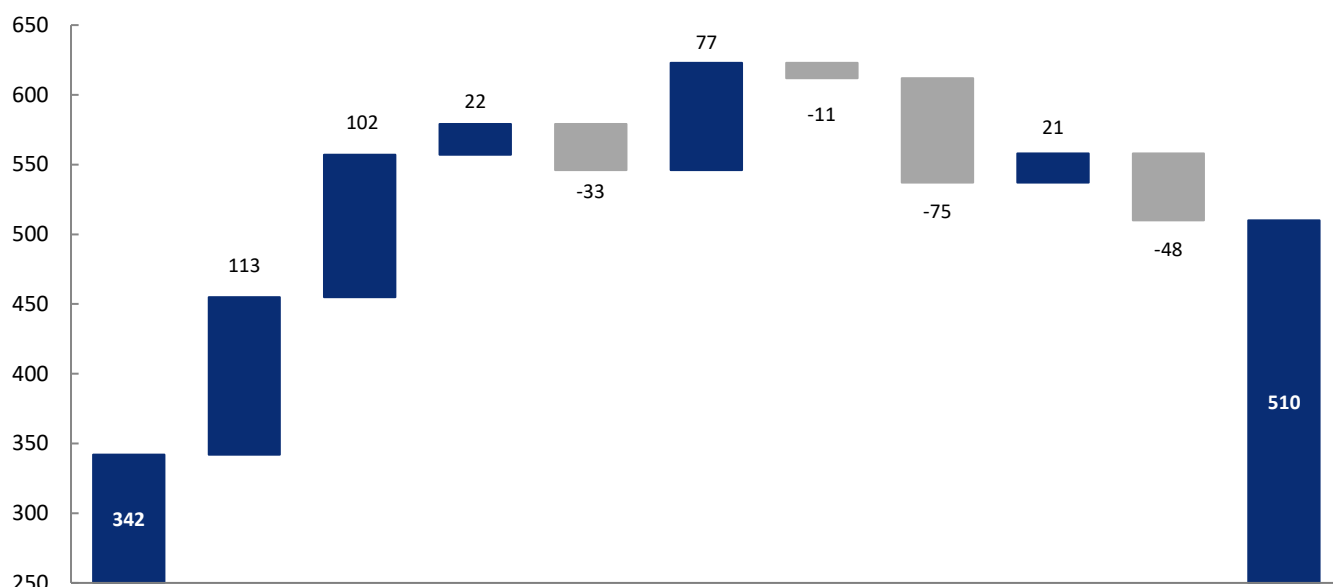
Referencyjna cena ciepła z węgla, odzwierciedlając wcześniejsze wzrosty kosztów, wzrosła w 2020 roku o 8%. Jest to baza dla wzrostu cen ciepła dla jednostek kogeneracji ustalających taryfę w trakcie 2021 roku. W I kwartale 2021 roku odnotowano natomiast średni rynkowy spadek ceny węgla o 2%, z kolei średnia cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> wzrosła o 55%.

Taryfy dla produkcji ciepła z gazu w 2021 roku ustalane są na bazie wzrostu ceny referencyjnej (+1%), przy czym w I kwartale 2021 roku obserwowane są już wyższe ceny gazu niż we wcześniejszych okresach. Ceny te kształtują się na poziomie 83 PLN/MWh i wynikają w znaczącym stopniu z kontraktacji terminowej.

Na wyniki segmentu znacząco wpływają warunki atmosferyczne. Temperatury kształtują bezpośrednio poziom zapotrzebowania na ciepło. Jednocześnie poziom produkcji ciepła determinuje poziom produkcji energii elektrycznej w kogeneracji, która jest dodatkowym, istotnym źródłem przychodów, w decydujący sposób wpływając na rentowność elektrociepłowni.

## KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Ciepłownictwo w ujęciu zarządczym (mln PLN).



Odchylenie	113	102	22	-33	77	-11	-75	21	-48	
EBITDA I kw. 2020	342	707	740	0	643	273	134	55		
EBITDA I kw. 2021		922	729	77	654	348	113	103		510

\*Zawiera koszty umorzenia PM dot. sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych.

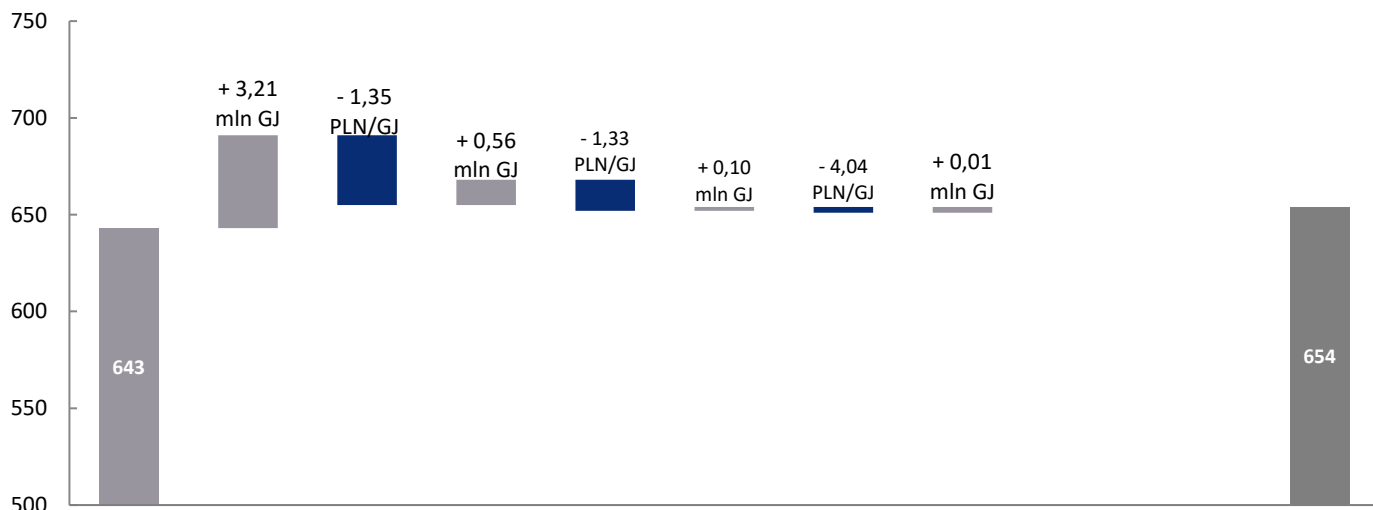
\*\*Koszty nie obejmują wyceny forward, ujętej w pozostałej działalności operacyjnej.

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Ciepłownictwo r/r były:

- **Wyższy wolumen produkcji ciepła** w I kwartale 2021 roku r/r, co jest efektem niższych temperatur zewnętrznych; w porównaniu do analogicznego okresu roku 2020 roku średnie temperatury były niższe o 1,6°C, co przełożyło się na wyższą o 2,8 PJ produkcję ciepła.
- **Wzrost cen sprzedaży ciepła**, co jest wynikiem wzrostu taryf na ciepło dla elektrociepłowni, jako pochodnych opublikowania przez URE cen referencyjnych na wytwarzanie ciepła w jednostkach niebędących jednostkami kogeneracji.
- **Wyższy wolumen produkcji energii elektrycznej** w segmencie o 0,1 TWh jako efekt wyższej produkcji e.e. w skojarzeniu w EC Kraków, ze względu na niższe temperatury zewnętrzne.

- **Spadek cen sprzedaży energii elektrycznej** ze względu na niższe notowania kontraktów terminowych z dostawą w 2021 roku w porównaniu do kontraktów z dostawą w 2020 roku.
- **Rynek Mocy**, mechanizm, który nie występował w okresie porównywalnym.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, które są spowodowane są wyższym wolumenem zużycia węgla kamiennego oraz wyższą produkcją ciepła. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO<sub>2</sub>**, które są głównie skutkiem wyższej ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz przyznaniem niższej puli darmowych uprawnień. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższy poziom kosztów osobowych** to głównie efekt spadku zatrudnienia r/r.

Rysunek: Koszty zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo (mln PLN).

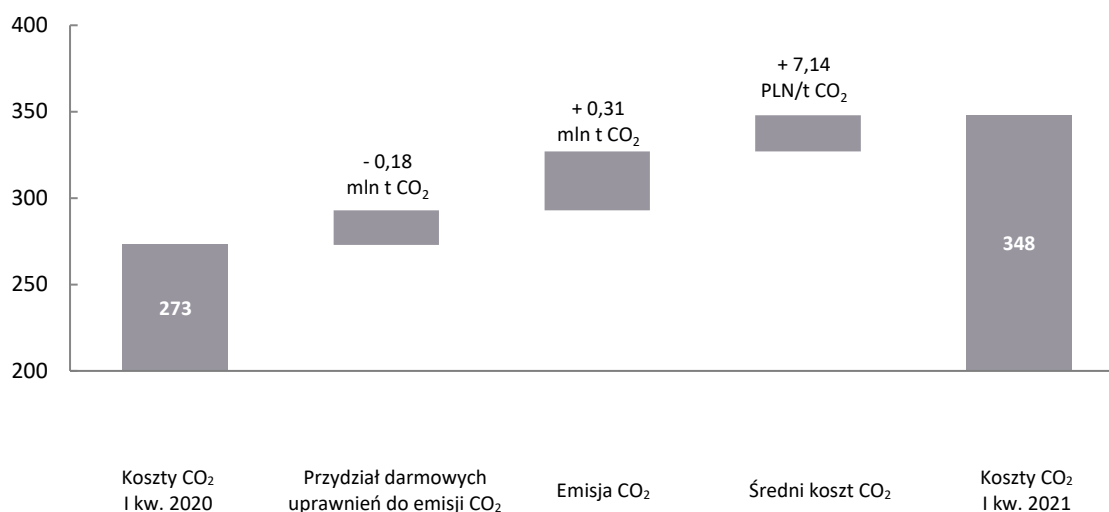


	Koszty paliw I kw. 2020	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Gaz ilość	Gaz cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy lekki i ciężki ilość	Olej opałowy lekki i ciężki cena	Pozostałe surowce	Koszty paliw I kw. 2021
<b>Odchylenie</b>		<b>48</b>	<b>-36</b>	<b>13</b>	<b>-16</b>	<b>2</b>	<b>-3</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
Koszty paliw I kw. 2020	<b>643</b>	358		265		11		4		5	
Koszty paliw I kw. 2021		370		262		10		7		5	<b>654</b>

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	I kwartał 2021		I kwartał 2020	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 193	370	1 064	358
Gaz (tys. m <sup>3</sup> )	391 245	262	376 422	265
Biomasa	64	10	49	11
Olej opałowy oraz pozostałe surowce		12		9
<b>RAZEM</b>		<b>654</b>		<b>643</b>

Rysunek: Koszty CO<sub>2</sub> w segmencie Ciepłownictwo (mln PLN).



Odchylenie	20	34	21
Koszty CO <sub>2</sub> I kw. 2020	273		
Koszty CO <sub>2</sub> I kw. 2021			348

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO<sub>2</sub> w segmencie Ciepłownictwo.

Dane dot. CO <sub>2</sub>	I kwartał 2021	I kwartał 2020	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> (tony)	234 470	415 444	-44%
Emisja CO <sub>2</sub> * (tony)	3 219 233	2 909 577	11%
Średni koszt CO <sub>2</sub> (PLN/t CO <sub>2</sub> )	116,60	109,46	7%

\*Dane szacunkowe, emisja niezwerifikowana – emisja zostanie rozliczona oraz poświadczona przez uprawnionego weryfikatora emisji CO<sub>2</sub> na podstawie raportów rocznych z wielkości emisji CO<sub>2</sub>.

## NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Ciepłownictwo w I kwartale 2021 i 2020 roku.

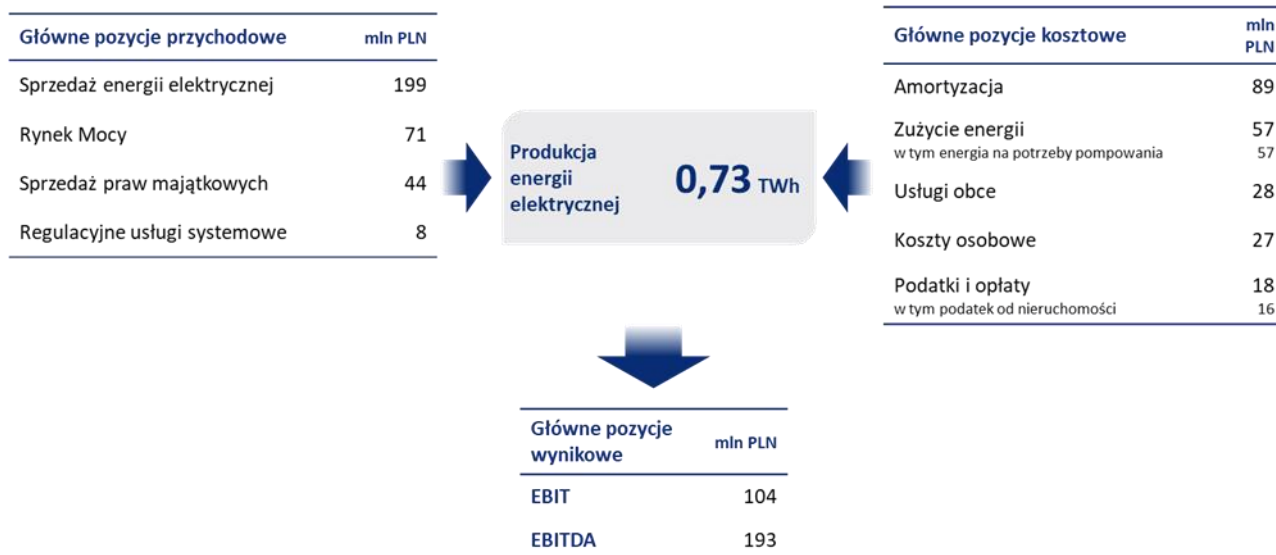
mln PLN	I kwartał 2021	I kwartał 2020	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	112	33	239%
▪ Rozwojowe	93	16	481%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	19	17	12%
Pozostałe	8	10	-20%
<b>RAZEM</b>	<b>120</b>	<b>43</b>	<b>179%</b>

## SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – ENERGETYKA ODNAWIALNA

### Opis segmentu i model jego działalności

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz w elektrowniach szczytowo-pompowych.

### Energetyka Odnawialna



Segment Energetyka Odnawialna oparty jest przede wszystkim o przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, przy czym, w odróżnieniu od produkcji w elektrowniach systemowych segmentu Energetyka Konwencjonalna, przychody te uzależnione są w większym stopniu od zmienności warunków atmosferycznych i ceny na rynku spot ze względu na przyjęty model sprzedaży energii ze źródeł odnawialnych. Wolumen produkcji energii elektrycznej przekłada się równocześnie na produkcję praw majątkowych (zielonych) i przychody z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia energii uzyskiwane przez aktywa segmentu, z wyłączeniem elektrowni wodnych powyżej 5 MWe.

Istotną pozycję w przychodach segmentu od 2021 roku stanowią przychody z Rynku Mocy, mechanizmu wprowadzonego w celu zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w KSE. Wybrane elektrownie segmentu Energetyki Odnawialnej, otrzymują wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (pozostawanie przez jednostkę rynku mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu oraz zobowiązanie do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia). Przychody z Rynku Mocy skompensowały częściową utratę przychodów z tyt. świadczenia regulacyjnych usług systemowych. Wycofana została usługa rezerwy interwencyjnej gotowość („RIG”).

Po stronie kosztowej najważniejsze pozycje stanowią: amortyzacja aktywów segmentu, zużycie energii na potrzeby pompowania wody w elektrowniach szczytowo-pompowych oraz usługi obce, głównie usługi remontowe. Istotną pozycję kosztową działalności w ramach segmentu stanowią również podatek od nieruchomości oraz wynagrodzenia pracowników.

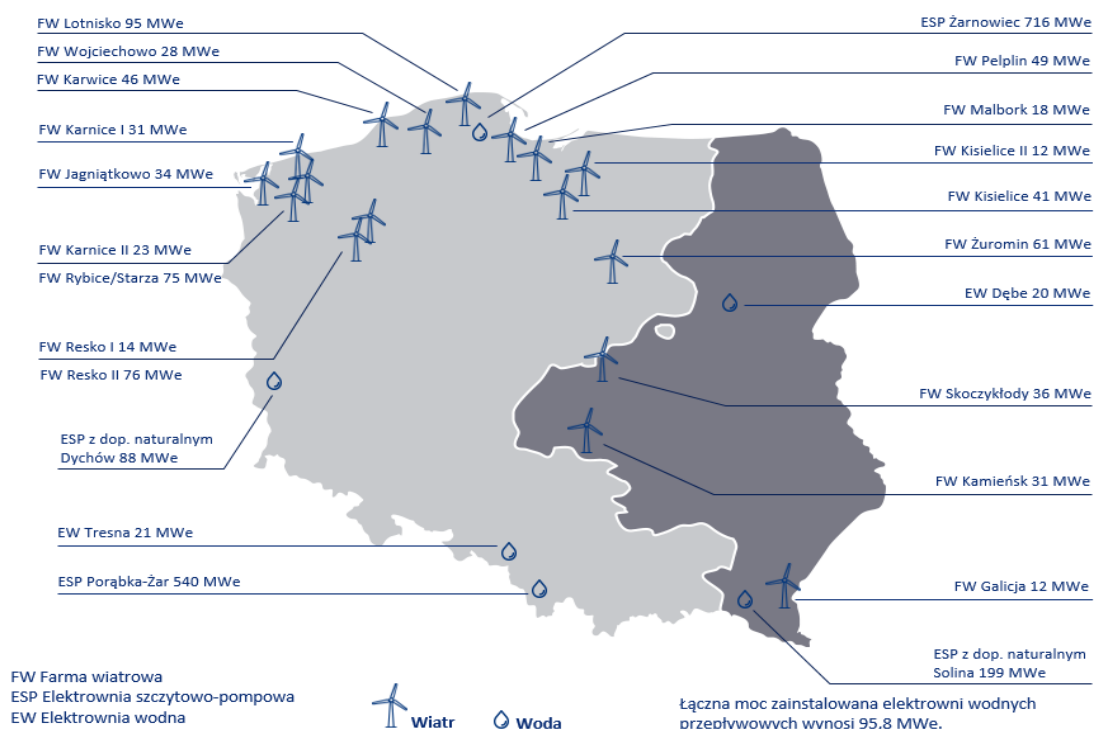
### Aktywa

W ramach Grupy Kapitałowej PGE działalnością operacyjną w zakresie energetyki odnawialnej zarządza spółka PGE Energia Odnawialna S.A. Ze względu na charakter działalności w składzie segmentu prezentowana jest również PGE Baltica sp. z o.o. Spółka ta odpowiada za wszelkie działania związane z wiatrową energetyką morską.

Na aktywa segmentu składa się:

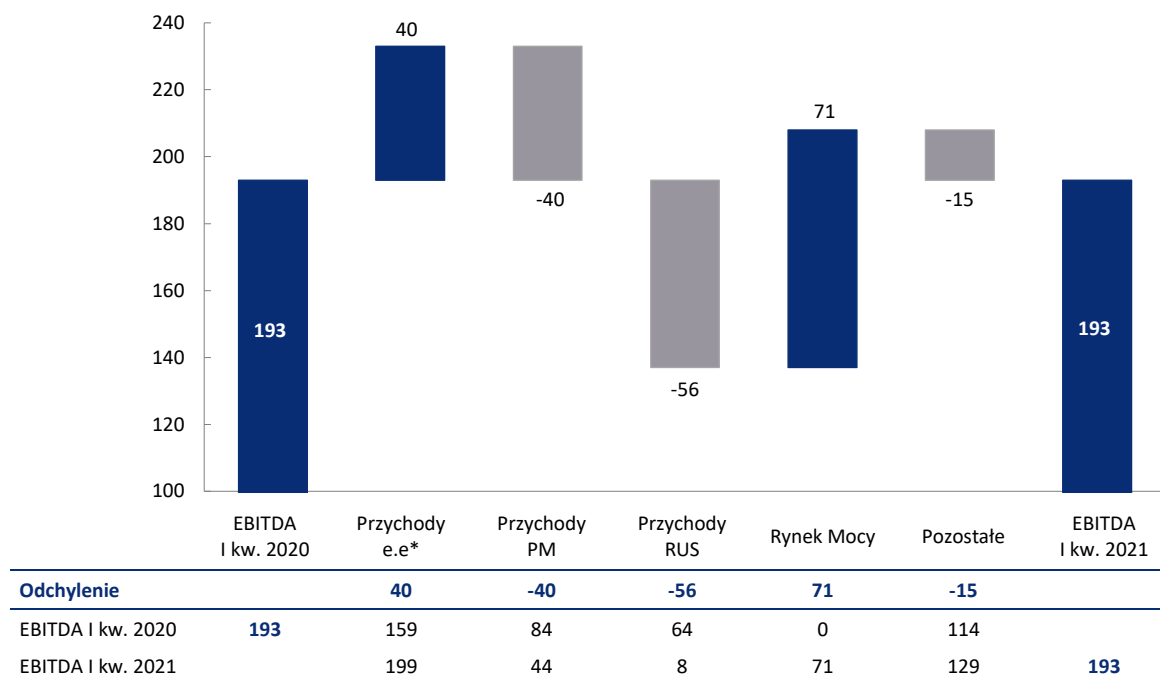
- 17 farm wiatrowych,
- 5 elektrowni fotowoltaicznych,
- 29 elektrowni wodnych przepływowych,
- 4 elektrownie wodne szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym.

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Odnawialna i ich moc zainstalowana.



## KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Energetyka Odnawialna w ujęciu zarządczym (mln PLN).



\*Suma zawiera przychody e.e. z podstawowych technologii wytwarzania (wiatr, woda, PV, ESP)

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Energetyka Odnawialna r/r były:

- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**, który wynika z: wyższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 91 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 67 mln PLN; zniwelowane niższym wolumenem sprzedaży o 159 GWh, co dało spadek przychodów o ok. 27 mln PLN.
- **Spadek przychodów ze sprzedaży praw majątkowych**, wynikający z: niższego wolumenu produkcji o 187 GWh, co wpłynęło na spadek przychodów o ok. 29 mln PLN; niższej średniej ceny sprzedaży praw majątkowych o 32 PLN/MWh r/r, co dało spadek przychodów o ok. 11 mln PLN.
- **Niższe przychody ze sprzedaży regulacyjnych usług systemowych**, wynikające głównie ze zmiany umowy na świadczenie usług i wycofania między innymi w obecnym roku usługi RIG.
- **Rynek Mocy**, mechanizm, który nie występował w okresie porównywalnym.
- **Spadek w pozycji pozostałe** wynika głównie z wyższych kosztów prowadzenia działalności operacyjnej - w związku z nowym majątkiem oddawanym do użytkowania od II kwartału do końca 2020 roku: 3 farmy wiatrowe oraz 4 farmy fotowoltaiczne. Dodatkowo od początku 2021 roku jednostki szczytowo-pompowe zobligowane są do ponoszenia pełnych kosztów opłat sieciowych w celu pompowania wody, służącej generacji energii elektrycznej. Zmiana modelu użytkowania nastąpiła z powodu wygaśnięcia części regulacyjnych usług systemowych.

## NAKŁADY INWESTYCYJNE

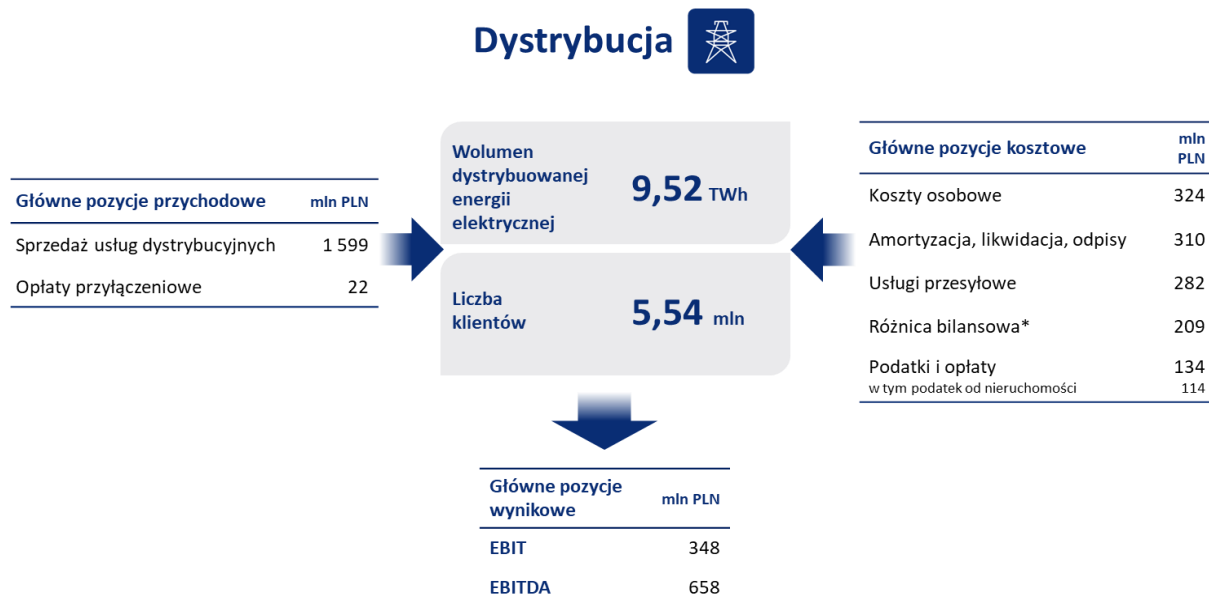
Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna w I kwartale 2021 i 2020 roku.

mIn PLN	I kwartał 2021	I kwartał 2020	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	18	90	-80%
▪ Rozwojowe	6	86	-93%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	12	4	200%
Pozostałe	2	2	0%
<b>RAZEM</b>	<b>20</b>	<b>92</b>	<b>-78%</b>

## SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – DYSTRYBUCJA

### Opis segmentu i model jego działalności

Przedmiotem działalności segmentu jest świadczenie usług dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych za pomocą sieci i urządzeń elektroenergetycznych wysokich, średnich i niskich napięć.



\*W ujęciu zarządczym.

**Przychody segmentu oparte są o taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej** zatwierdzone co roku przez Prezesa URE na wniosek spółki i mają charakter regulowany. Taryfa zapewnia przeniesienie w niej kosztów związanych z bieżącą działalnością operatora systemu dystrybucyjnego. Są to zarówno uzasadnione koszty operacyjne, amortyzacja, jak również koszty związane z koniecznością pokrycia strat bilansowych przy dystrybucji energii elektrycznej, czy zakupu usług przesyłowych od Operatora Systemu Przesyłowego. Równocześnie taryfa uwzględnia **koszty przenoszone w opłacie**, takie jak opłata OZE, opłata przejściowa, opłata kogeneracyjna oraz od 2021 roku opłata mocowa.

Kluczowym elementem kształtującym wynik segmentu dystrybucji jest **wynagrodzenie z tyt. zwrotu z zainwestowanego przez spółkę kapitału**. Oparty jest on o tzw. wartość regulacyjną aktywów („WRA”), tworzoną w oparciu o realizowane inwestycje oraz uwzględnienie amortyzacji majątku. WRA jest podstawą do obliczenia zwrotu kapitału, przy wykorzystaniu średnioważonego kosztu kapitału, który jest publikowany przez Prezesa URE zgodnie z ustaloną formułą i przy uwzględnieniu, jako stopy wolnej od ryzyka, średniej rentowności 10-letnich obligacji Skarbu Państwa o najdłuższym terminie wykupu w okresie 36 miesięcy poprzedzających złożony wniosek taryfowy, notowanych na Rynku Treasury BondSpot. Ponadto wysokość zwrotu z kapitału uzależniona jest od wykonania indywidualnych celów jakościowych wyznaczonych przez Prezesa URE dla wskaźników efektywności obejmujących: czas trwania przerw, częstość przerw, czas realizacji przyłączenia oraz (jeszcze nie uwzględniany) czas przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych.

## WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

PGE Dystrybucja S.A. działa na obszarze 129 829 km<sup>2</sup> i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,54 mln klientów.

Rysunek: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.



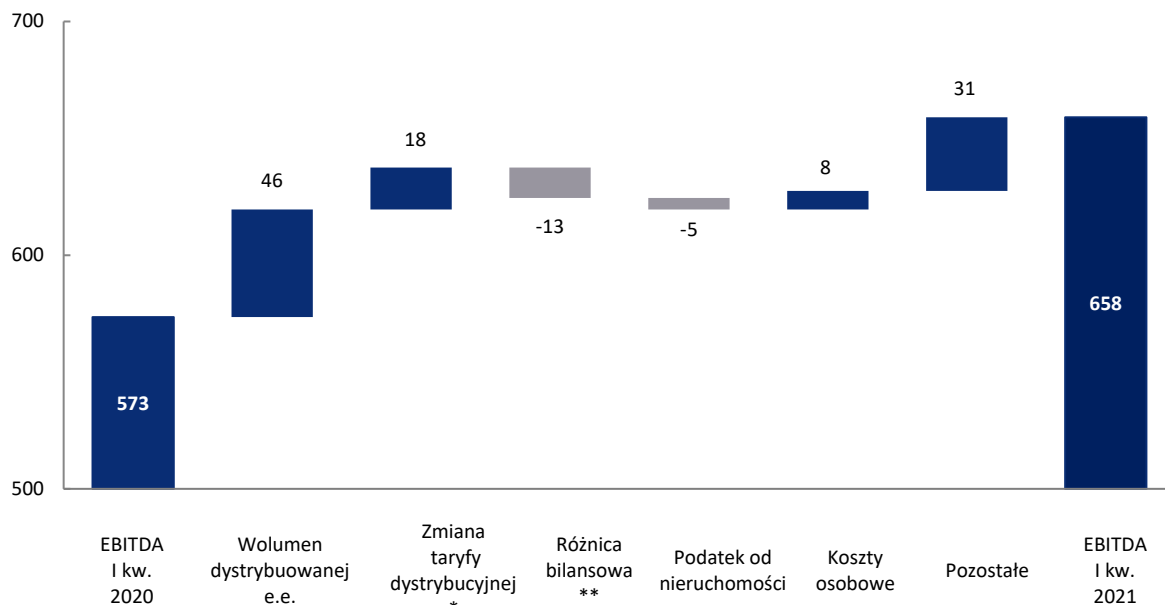
Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej i liczba klientów w I kwartale 2021 i 2020 roku.

Taryfy	Wolumen (TWh)*		Liczba klientów wg punktów poboru (szt.)	
	I kwartał 2021	I kwartał 2020	I kwartał 2021	I kwartał 2020
Grupa taryfowa A	1,25	1,31	111	109
Grupa taryfowa B	3,65	3,54	12 579	12 214
Grupa taryfowa C+R	1,82	1,79	486 165	483 296
Grupa taryfowa G	2,80	2,53	5 045 375	4 983 190
<b>RAZEM</b>	<b>9,52</b>	<b>9,17</b>	<b>5 544 230</b>	<b>5 478 809</b>

\*Z doszacowaniem sprzedaży.

## KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Dystrybucja w ujęciu zarządczym (mln PLN).



Odchylenie	46	18	-13	-5	8	31	
EBITDA I kw. 2020	573	1 188	196	109	332	22	
EBITDA I kw. 2021		1 252	209	114	324	53	658

\*Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A.

\*\*Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Dystrybucja r/r były:

- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej** o 0,35 TWh wynikający głównie ze wzrostu zapotrzebowania gospodarstw domowych.
- **Wzrost stawek w Taryfie 2021** o 1,8 PLN/MWh w porównaniu do taryfy obowiązującej w analogicznym okresie ubiegłego roku, który przełożył się na wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych. Wzrost średniej stawki spowodowany jest przede wszystkim zmianą struktury zużycia energii elektrycznej. Nastąpił głównie wzrost zapotrzebowania gospodarstw domowych charakteryzujących się najwyższym poziomem stawek opłat dystrybucyjnych.
- **Wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej** głównie w efekcie „niegotówkowego” wpływu doszacowania zakupu energii elektrycznej w związku ze znaczącą zmianą ceny zakupu energii elektrycznej.
- **Wzrost kosztów podatku od nieruchomości** w związku ze wzrostem: wartości majątku sieciowego w wyniku realizacji inwestycji; stawek podatkowych dotyczących gruntów i budynków.
- **Spadek kosztów osobowych** w związku z prowadzonym procesem optymalizacji kosztowej.
- **Odchylenie w pozycji pozostałe** wynika głównie z wyższych przychodów ze sprzedaży pozostałych usług dystrybucyjnych, głównie o charakterze sankcyjnym oraz rozwiązanie rezerw związanych z roszczeniami za bezumowne korzystanie z nieruchomości w efekcie znaczącego wzrostu rozstrzygniętych na korzyść spółki spraw sądowych.

## NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja w I kwartale 2021 i 2020 roku.

mIn PLN	I kwartał 2021	I kwartał 2020	Zmiana %
Inwestycje rozwojowe	139	202	-31%
Inwestycje modernizacyjno-odtworzeniowe	135	199	-32%
Pozostałe	13	26	-50%
<b>RAZEM</b>	<b>287</b>	<b>427</b>	<b>-33%</b>

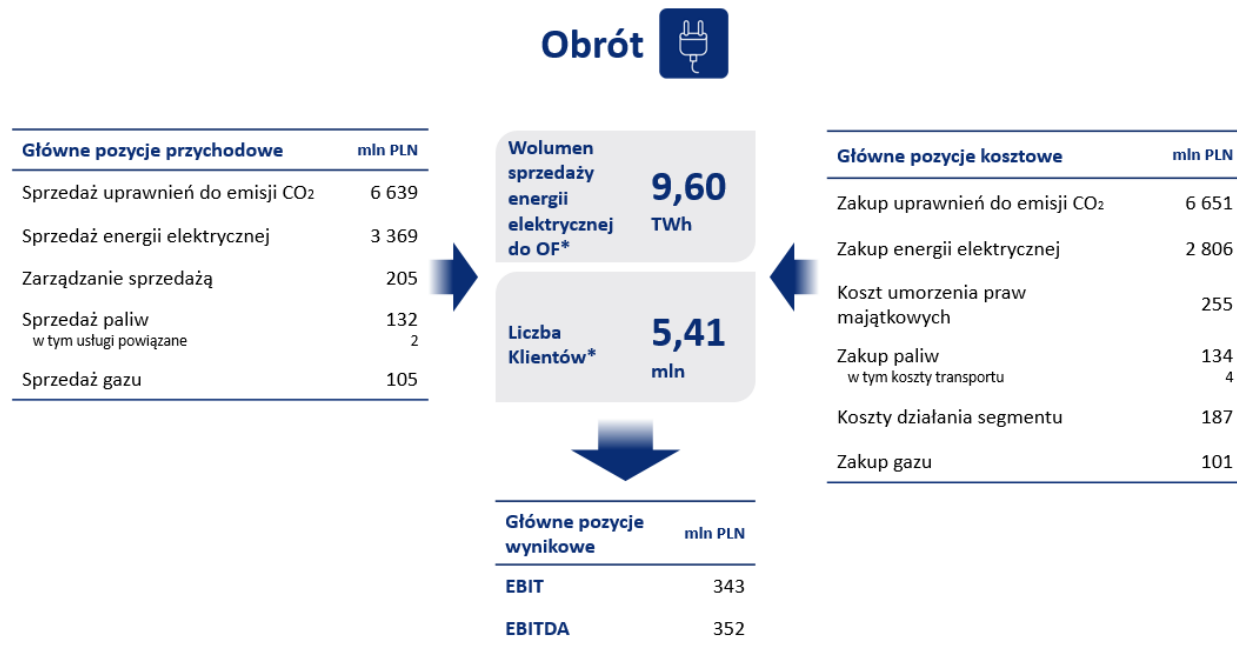
## KLUCZOWE NAKŁADY INWESTYCYJNE W SEGMENTCIE DYSTRYBUCJA

W I kwartale 2021 roku największe nakłady w kwocie 129 mln PLN poniesione zostały na przyłączenie nowych odbiorców.

## SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – OBRÓT

### Opis segmentu i model jego działalności

Segment Obrót obejmuje działalność prowadzoną przez Grupę PGE na rynku hurtowym energii oraz na rynku detalicznym. Działalność prowadzona w ramach rynku hurtowego dotyczy przede wszystkim realizacji transakcji obrotu energią elektryczną w imieniu i na rzecz segmentów Energetyka Konwencjonalna, Ciepłownictwo oraz Energetyka Odnawialna.



\*Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

W ramach działalności na rynku detalicznym główne źródło **przychodów segmentu to sprzedaż energii elektrycznej** do odbiorców końcowych. Jest to sprzedaż do odbiorców biznesowych i instytucjonalnych, stanowiąca ponad 70% sprzedawanego wolumenu, oraz do odbiorców indywidualnych. Przychody segmentu obejmują również **sprzedaż paliw**, w tym głównie: miału węglowego i węgla grubego, realizowaną przez PGE Paliwa sp. z o.o. oraz **sprzedaż gazu**.

Sprzedawanej energii elektrycznej odpowiadają **koszty zakupu energii elektrycznej** na rynku hurtowym oraz **koszty umorzenia praw majątkowych**, w ramach systemu wsparcia dla źródeł odnawialnych i efektywności energetycznej.

Segment Obrót ponosi również koszty związane z działalnością centrum korporacyjnego Grupy.

## WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

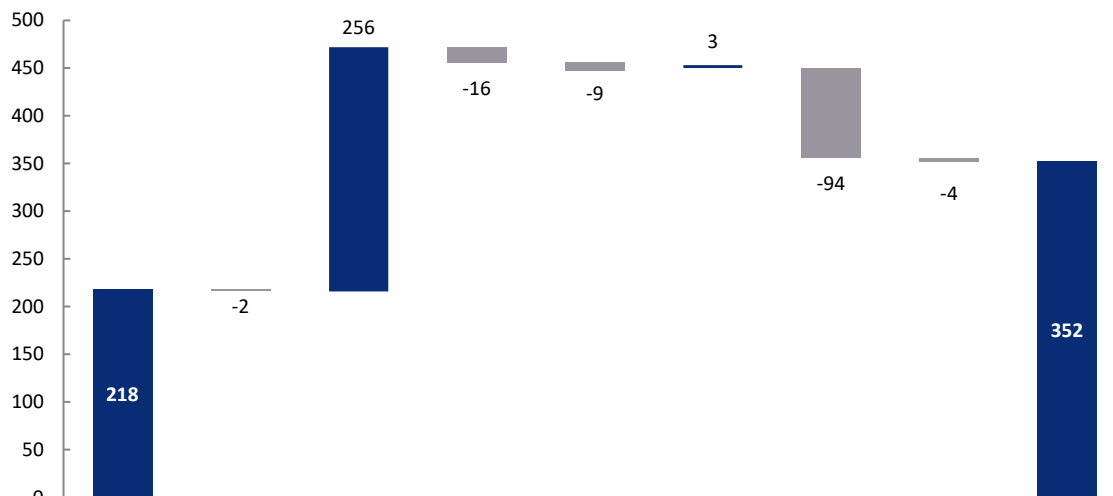
Tabela: Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych i liczba klientów w I kwartale 2021 i 2020 roku.

Taryfy	Wolumen (TWh)*		Liczba klientów według punktów poboru (szt.)*	
	I kwartał 2021	I kwartał 2020	I kwartał 2021	I kwartał 2020
Grupa taryfowa A	1,76	2,38	141	154
Grupa taryfowa B	3,42	3,81	11 859	12 617
Grupa taryfowa C+R	1,70	1,91	422 446	448 026
Grupa taryfowa G	2,72	2,50	4 975 916	4 888 102
<b>RAZEM</b>	<b>9,60</b>	<b>10,60</b>	<b>5 410 362</b>	<b>5 348 899</b>

\*Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

## KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Obrót w ujęciu zarządczym (mln PLN).



Odchylenie	EBITDA I kw. 2020	Wynik na e.e. ilość	Wynik na e.e. marża	Przychody z usług świadczonych na rzecz segmentów w GK PGE	Wynik na sprzedaży paliw	Koszty osobowe	Saldo rezerw na umowy rodzące obciążenia	Pozostałe	EBITDA I kw. 2021
	218	-2	256	-16	-9	3	-94	-4	352
EBITDA I kw. 2020	218	32	235	7	99	94	51		
EBITDA I kw. 2021		286	219	-2	96	0	55		352

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Obrót r/r były:

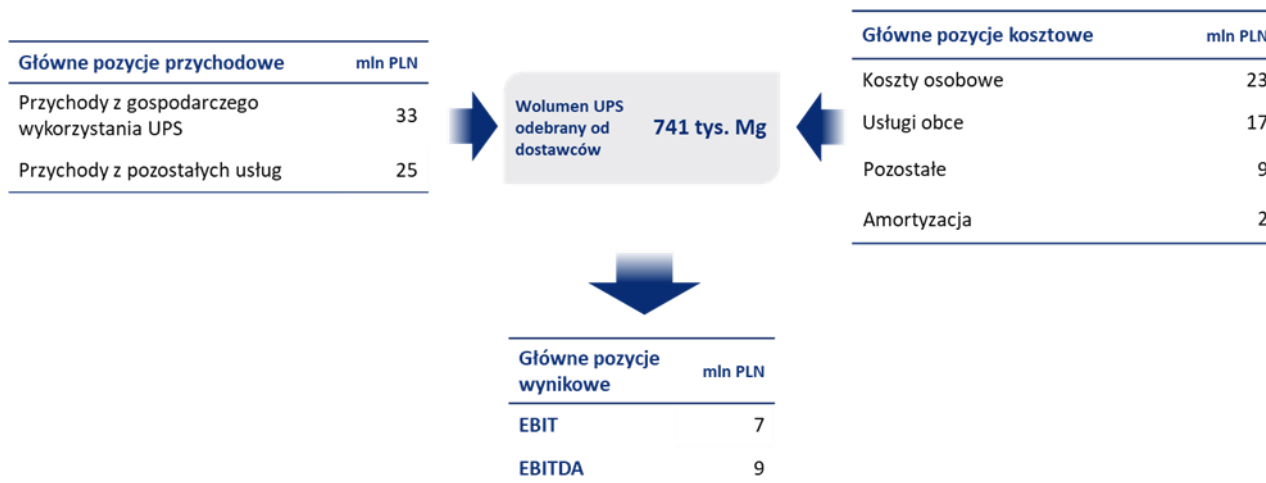
- **Wyższy wynik na energii elektrycznej** jest efektem zanizonej bazy na sprzedaży produktów taryfowych w roku ubiegłym – Prezes URE wyznaczył ceny dla gospodarstw domowych na poziomie niepokrywającym rzeczywistych kosztów zakupu energii elektrycznej. Niska baza roku ubiegłego to również efekt zmniejszonego zapotrzebowania w związku z COVID-19, co skutkowało odsprzedażą części wolumenu na rynku SPOT poniżej cen zakupu w transakcjach terminowych.
- **Spadek przychodów z usług świadczonych wewnątrz GK PGE** wynikający głównie ze spadku przychodów z tytułu umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi, co jest konsekwencją niższej wartości obrotu energią elektryczną objętej zarządzaniem.
- **Niższy wynik na sprzedaży paliw**, głównie w efekcie wysokiej bazy roku poprzedniego, gdzie korzystne ułożenie krzywej terminowej węgla międzynarodowego obniżało wycenę wartości zapasu.
- **Spadek kosztów osobowych** w związku z prowadzonym procesem optymalizacji w tym obszarze.
- **Negatywny wpływ salda rezerw na umowy rodzące obciążenia** w PGE Obrót wynikający z wysokiej bazy w analogicznym okresie roku ubiegłego. Na koniec I kwartału 2020 roku wynik był rezultatem rozwiązania rezerwy na umowy rodzące obciążenia, która dotyczyła głównie braku pokrycia części kosztów uzasadnionych prowadzenia działalności w zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfie dla gospodarstw domowych.

## SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – GOSPODARKA OBIEGU ZAMKNIĘTEGO

### Opis segmentu i model jego działalności

Przedmiotem działalności segmentu jest gospodarowanie ubocznymi produktami spalania w Grupie PGE.

## Gospodarka Obiegu Zamkniętego



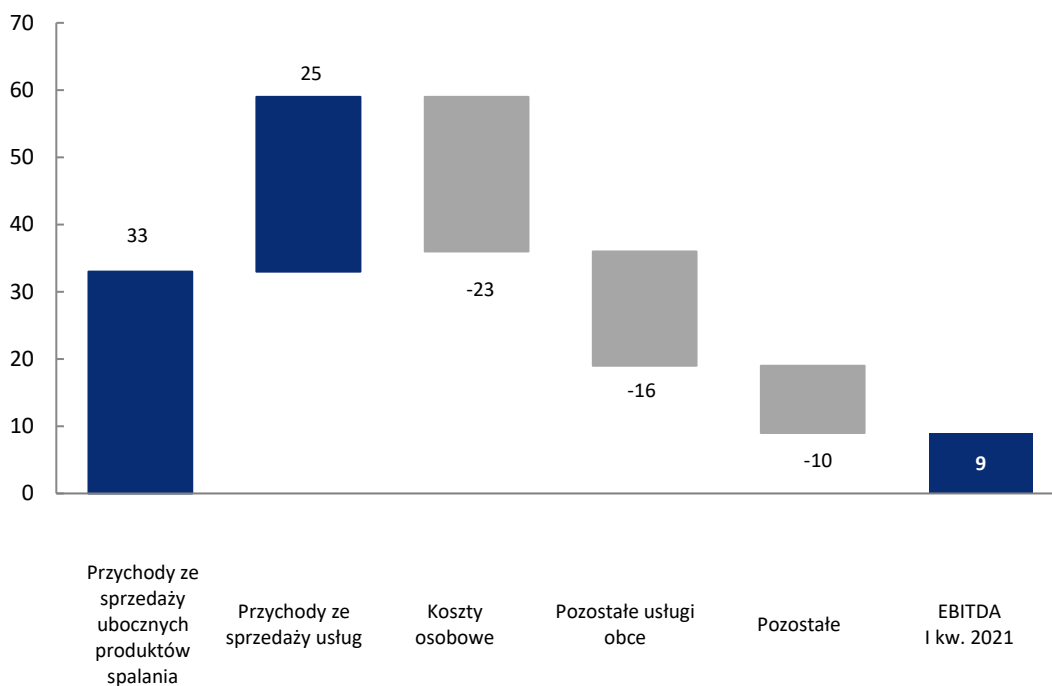
Od początku 2021 roku w strukturach Grupy PGE funkcjonuje nowy segment operacyjny Gospodarka Obiegu Zamkniętego („GOZ”). W skład segmentu wchodzi spółki: PGE Ekoserwis S.A., EPORE S.A., Zower sp. z o.o. Gospodarowanie ubocznymi produktami spalania w Grupie PGE, prowadzi do wykorzystywania odpadów jako pełnowartościowych substancji zagospodarowanych w innych gałęziach gospodarki (przemysł cementowy, budownictwo, drogownictwo, górnictwo), a w konsekwencji do ograniczenia ilości wytwarzanych odpadów końcowych.

W segmencie Gospodarka Obiegu Zamkniętego najważniejszym źródłem przychodów segmentu są **przychody z gospodarczego wykorzystania UPS**, obejmujące przychody ze sprzedaży UPS w stanie nieprzetworzonym, przychody ze sprzedaży produktów wytworzonych na bazie UPS w ramach własnych procesów produkcyjnych oraz sprzedaż usług związanych z zagospodarowaniem UPS. Poziom osiągniętych przychodów jest uzależniony od wielu czynników, w tym od możliwości handlowych sprzedaży UPS w stanie przetworzonym i nieprzetworzonym, sezonowości branż nabywających UPS, sezonowości pracy dostawców UPS (elektrownie, elektrociepłownie), wielkości odebranego wolumenu, wydajności infrastruktury produkcyjnej, możliwości składowania UPS jako zapasów materiałowych przeznaczonych do produkcji oraz panujących warunków rynkowych.

**Przychody z pozostałych usług** obejmują przychody ze sprzedaży usług ciągłych i doraźnych na rzecz wytwórców energii elektrycznej i ciepła w zakresie m.in. obsługi układów i urządzeń odpowietniania, obsługi ciągów technologicznych, obsługi młynowni oraz obsługi składowisk paliw i UPS.

## KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Rysunek: Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA w segmencie Gospodarka Obiegu Zamkniętego w ujęciu zarządczym (mln PLN).



Czynniki kształtujące wynik EBITDA*	33	25	-23	-16	-10	
EBITDA I kw. 2021						9

\*Na rysunku nie przedstawiono danych za I kwartał 2020 roku, ponieważ w tym okresie spółki segmentu Gospodarka Obiegu Zamkniętego prezentowane były w segmentach Energetyka Konwencjonalna, Ciepłownictwo oraz Pozostała Działalność.

Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu GOZ:

- **Przychody ze sprzedaży ubocznych produktów spalania:** popiołu, żużlu i gipsu, uzyskiwanych w procesie spalania węgla kamiennego i brunatnego.
- **Przychody ze sprzedaży usług,** wynikające z usług w zakresie obsługi składowisk węglowych oraz wynajmu urządzeń ciężkich, głównie dla spółek z GK PGE.
- **Koszty osobowe** niezbędne do realizacji zadań segmentu.
- **Koszty usług obcych,** wynikające głównie z usług transportu odpadów z jednostek produkcyjnych.

### 3.4. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym

#### WPŁYW PANDEMII COVID-19 NA DZIAŁALNOŚĆ GRUPY PGE

GK PGE na bieżąco identyfikuje czynniki ryzyka, które wpływają na wyniki Grupy w związku z pandemią COVID-19. W I kwartale 2021 roku wpływ pandemii na wyniki finansowe pozostawał ograniczony. Dalsze możliwe skutki oraz ich skala są trudne do oszacowania. Istotny będzie czas trwania epidemii, jej ewentualne dalsze nasilenie i zasięg, a także jej wpływ na wzrost gospodarczy w Polsce. Równocześnie precyzyjność szacunków pozostaje utrudniona wobec szeregu innych czynników wpływających na rynek energii elektrycznej, w tym na poziom zapotrzebowania na energię elektryczną.

Wybuch pandemii spowodował spowolnienie gospodarcze w 2020 roku w gospodarce światowej i w Polsce. Aktualnie, wraz ze znoszeniem kolejnych obostrzeń, następuje stopniowa poprawa sytuacji gospodarczej. Uwidacznia się ona między innymi w korekcie prognoz rynkowych PKB, produkcji przemysłowej i inwestycji.

Niemniej jednak, ponowne wprowadzenie obostrzeń może skutkować obniżonym poziomem aktywności gospodarczej, które mogłoby tworzyć ryzyko utrzymania się okresowo niższego poziomu krajowego zużycia energii elektrycznej, co może mieć wpływ na spadek przychodów i marży z tytułu wytwarzania, dystrybucji i sprzedaży energii w segmentach Energetyka Konwencjonalna, Dystrybucja i Obrót, jak również w segmencie Ciepłownictwo. Większość produkcji na 2021 rok została zakontraktowana w latach poprzednich, dlatego potencjalny negatywny wpływ niższych wolumenów na segment Energetyka Konwencjonalna byłby w dużym stopniu ograniczony.

W przypadku nasilenia sytuacji pandemicznej dla segmentu Obrót istnieje ryzyko spadku zapotrzebowania na energię elektryczną, mogące się przełożyć na niższy poziom sprzedaży do odbiorców końcowych oraz wyższy koszt bilansowania energii elektrycznej. Również w segmencie Dystrybucja niższy wolumen realizowanych dostaw do odbiorców końcowych bezpośrednio mógłby się na przełożyć na niższe przychody z tego tytułu.

Na 31 marca 2021 roku wpływ z tytułu przewidywanego wzrostu zatorów płatniczych, szczególnie na należnościach od przedsiębiorstw z sektora małych i średnich przedsiębiorstw nie był istotny. Jak opisano w nocie 2.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupa utworzyła dodatkowe odpisy na należności w kwocie 16 mln PLN. Natomiast, w zależności od dalszej sytuacji epidemiologicznej i gospodarczej, ryzyko pogorszonej płynności Grupy PGE oraz wzrostu odpisów na należności przeterminowane nadal istnieje i jest na bieżąco monitorowane. Aktualnie Grupa nie przewiduje, by zjawisko przybrało bardziej materialny charakter i nie identyfikuje zagrożenia płynnościowego.

Grupa PGE posiada zakłady strategiczne z punktu widzenia utrzymania niezakłóconej produkcji i dostaw energii elektrycznej oraz ciepła w Polsce. Pandemia COVID-19 wpłynęła na zmianę organizacji pracy, szczególnie dotyczy to jednostek wytwórczych Grupy PGE. W wielu przypadkach wiąże się to z dodatkowymi kosztami, jak np. zakup materiałów ochronnych dla pracowników. Od początku pandemii Grupa wprowadziła zasady pracy, których celem jest maksymalne ograniczenie ryzyka zachorowań pracowników. Jako jeden z największych pracodawców w Polsce, zatrudniający ok. 40 tys. pracowników, Grupa PGE podejmuje szereg działań związanych z organizacją spółki i organizacją pracy mających na celu zapewnienie ciągłości działania, ochronę zdrowia i życia pracowników, w tym wdrożenie pracy zdalnej i rotacyjnej, budowanie świadomości dotyczącej w szczególności podstawowych zasad ochrony przed COVID-19, profilaktyki i kwarantanny. PGE powołała Zespół Kryzysowy, który zbiera informacje ze wszystkich spółek w Grupie, monitoruje na bieżąco sytuację w poszczególnych spółkach i podejmuje stosowne działania.

Oddziały produkcyjne mają także opracowane i weryfikowane na bieżąco plany funkcjonowania przy zwiększonej absencji, a jako zakłady strategiczne z punktu widzenia utrzymania niezakłóconej produkcji i dostaw energii elektrycznej i ciepła, są w stałym kontakcie z lokalnymi służbami odpowiedzialnymi za monitorowanie sytuacji w kraju we wszystkich lokalizacjach jednostek należących do Grupy PGE.

W obszarze obsługi klientów detalicznych Grupa PGE skoncentrowała się przede wszystkim na rozszerzeniu kanałów obsługi zdalnej.

Na skutek wprowadzenia odpowiednich działań zaradczych na wczesnym etapie pandemii, GK PGE nieprzerwanie produkuje energię elektryczną i ciepło oraz realizuje ich stabilną dostawę.

Grupa Kapitałowa PGE monitoruje dalszy wpływ pandemii COVID-19 na kondycję finansową Grupy PGE i przygotowuje się do różnych scenariuszy. Pandemia przyspieszyła wprowadzenie działań związanych z przygotowaniem całej organizacji do zmian, aby sprostać wyzwaniom stawianym spółkom energetycznym związanym z dekarbonizacją. Będzie to wymagać określonych nakładów finansowych. Analizie zostały poddane wszystkie potencjalne scenariusze oszczędności zarówno w wydatkach inwestycyjnych, jak i w kosztach operacyjnych po to, by skupić się na najważniejszych projektach rozwojowych związanych z działalnością podstawową Grupy PGE.

## ZMIANY W SKŁADZIE ZARZĄDU I RADY NADZORCZEJ

### Skład osobowy Zarządu

Od 1 stycznia do 31 marca 2021 roku Zarząd Spółki funkcjonował w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Zarządu	Pełniona funkcja	
Wojciech Dąbrowski	Prezes Zarządu	od 20 lutego 2020 roku
Wanda Buk	Wiceprezes Zarządu ds. Regulacji	od 1 września 2020 roku
Paweł Cioch	Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych	od 24 lutego 2020 roku
Paweł Strączyński	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych	od 24 lutego 2020 roku
Paweł Śliwa	Wiceprezes Zarządu ds. Innowacji	od 20 lutego 2020 roku
Ryszard Wasilek	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych	od 20 lutego 2020 roku

Z dniem 31 marca 2021 roku Paweł Strączyński - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych złożył rezygnację z pełnienia funkcji.

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Zarząd Spółki funkcjonuje w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Zarządu	Pełniona funkcja	
Wojciech Dąbrowski	Prezes Zarządu	od 20 lutego 2020 roku
Wanda Buk	Wiceprezes Zarządu ds. Regulacji	od 1 września 2020 roku
Paweł Cioch	Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych	od 24 lutego 2020 roku
Paweł Śliwa	Wiceprezes Zarządu ds. Innowacji	od 20 lutego 2020 roku
Ryszard Wasilek	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych	od 20 lutego 2020 roku

### Skład osobowy Rady Nadzorczej

Od 1 stycznia 2021 roku Rada Nadzorcza funkcjonowała w następującym składzie:

Imię i nazwisko	Pełniona funkcja
Anna Kowalik	Przewodnicząca Rady Nadzorczej
Artur Składanek	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny
Grzegorz Kuczyński	Sekretarz Rady Nadzorczej – członek niezależny
Janina Goss	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Tomasz Hapunowicz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Jerzy Sawicki	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Radosław Winiarski	Członek Rady Nadzorczej

14 stycznia 2021 roku Spółka otrzymała oświadczenie Ministra Aktywów Państwowych (reprezentującego Skarb Państwa) o powołaniu Marcina Kowalczyka do składu Rady Nadzorczej Spółki z dniem 14 stycznia 2021 roku.

Na 31 marca 2021 roku jak i na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Rada Nadzorcza funkcjonowała w następującym składzie:

Imię i nazwisko	Pełniona funkcja
Anna Kowalik	Przewodnicząca Rady Nadzorczej
Artur Składanek	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny
Grzegorz Kuczyński	Sekretarz Rady Nadzorczej – członek niezależny
Janina Goss	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Tomasz Hapunowicz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Marcin Kowalczyk	Członek Rady Nadzorczej
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Jerzy Sawicki	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Radosław Winiarski	Członek Rady Nadzorczej

Od 1 stycznia 2021 roku komitety stałe Rady Nadzorczej funkcjonowały w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Komitet Audytu	Komitet Ładu Korporacyjnego	Komitet Strategii i Rozwoju	Komitet Nominacji i Wynagrodzeń
Janina Goss	Członek			Członek
Tomasz Hapunowicz		Członek Przewodniczący	Członek	
Anna Kowalik	Członek		Członek	Członek
Grzegorz Kuczyński	Członek Przewodniczący	Członek		
Mieczysław Sawaryn			Członek	Członek Przewodniczący
Jerzy Sawicki		Członek	Członek	Członek
Artur Składanek	Członek		Członek Przewodniczący	
Radosław Winiarski	Członek		Członek	

16 lutego 2021 roku Rada Nadzorcza podjęła uchwałę w sprawie powołania w skład Komitetu Strategii i Rozwoju Rady Nadzorczej Marcina Kowalczyka.

Na 31 marca 2021 roku jak i na dzień publikacji niniejszego sprawozdania komitety stałe Rady Nadzorczej funkcjonowały w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Komitet Audytu	Komitet Ładu Korporacyjnego	Komitet Strategii i Rozwoju	Komitet Nominacji i Wynagrodzeń
Janina Goss	Członek			Członek
Tomasz Hapunowicz		Przewodniczący	Członek	
Marcin Kowalczyk			Członek	
Anna Kowalik	Członek		Członek	Członek
Grzegorz Kuczyński	Przewodniczący	Członek		
Mieczysław Sawaryn			Członek	Przewodniczący
Jerzy Sawicki		Członek	Członek	Członek
Artur Składanek	Członek		Przewodniczący	
Radosław Winiarski	Członek		Członek	

## DZIAŁANIA ZWIĄZANE Z ENERGETYKĄ JĄDROWĄ

### Partnerstwo biznesowe oraz sprzedaż 100% udziałów w PGE EJ 1 na rzecz Skarbu Państwa

Do końca I kwartału 2021 roku spółka PGE EJ 1 (powstała w 2010 roku) była spółką Grupy Kapitałowej PGE. W 2014 roku podpisana została umowa wspólników, na mocy której KGHM Polska Miedź S.A., TAURON Polska Energia S.A. oraz Enea S.A. odkupiły od PGE po 10% (łącznie 30%) udziałów w spółce PGE EJ 1.

W I kwartale 2021 roku kontynuowane były rozmowy w sprawie nabycia przez Skarb Państwa od PGE oraz pozostałych wspólników PGE EJ 1, tj. KGHM Polska Miedź S.A., TAURON Polska Energia S.A. oraz Enea S.A., 100% udziałów w spółce PGE EJ 1. Intencja zawarcia tej transakcji wyrażona została w Liście Intencyjnym zawartym 1 października 2020 roku przez PGE, KGHM Polska Miedź S.A., TAURON Polska Energia S.A. i Enea S.A. oraz Skarb Państwa.

Model biznesowy dla polskich elektrowni jądrowych przewidziany w zaktualizowanym w październiku 2020 roku Programie Polskiej Energetyki Jądrowej zakłada nabycie przez Skarb Państwa 100% udziałów w spółce celowej, realizującej inwestycje w energetykę jądrową w Polsce, tj. PGE EJ 1 sp. z o.o.

26 marca 2021 roku pomiędzy PGE, KGHM Polska Miedź S.A., TAURON Polska Energia S.A. i Enea S.A. oraz Skarbem Państwa zawarta została umowa sprzedaży 100% udziałów w spółce PGE EJ 1 na rzecz Skarbu Państwa. Zgodnie z postanowieniami ww. umowy, PGE sprzedała Skarbowi Państwa 3 727 661 udziałów PGE EJ 1, stanowiących łącznie 70% kapitału zakładowego PGE EJ 1 oraz reprezentujących łącznie 70% głosów na Zgromadzeniu Wspólników. Cena sprzedaży za wszystkie udziały wyniosła 531 362 000 PLN, z czego na PGE przypadło 371 953 400 PLN.

Zgodnie z postanowieniami umowy sprzedaży udziałów przejście własności udziałów nastąpiło w dniu dokonania płatności za udziały przez Skarb Państwa, co miało miejsce 31 marca 2021 roku. Z tym dniem PGE przestało być spółką dominującą wobec PGE EJ 1 sp z.o.o. w rozumieniu przepisów Kodeksu spółek handlowych.

W wyniku ww. transakcji sprzedaży PGE EJ 1 nie wchodzi obecnie w skład Grupy Kapitałowej PGE.

Sprzedaż udziałów w spółce PGE EJ 1 stanowi realizację jednego z działań przewidzianych w Strategii Grupy PGE do 2030 roku ogłoszonej 19 października 2020 roku.

### Odszkodowania od WorleyParsons

26 marca 2021 roku PGE, KGHM Polska Miedź S.A., TAURON Polska Energia S.A. oraz Enea S.A. zawarli z PGE EJ 1 aneks do porozumienia z 15 kwietnia 2015 roku w sprawie WorleyParsons, zgodnie z którym PGE, KGHM Polska Miedź S.A., TAURON Polska Energia S.A. oraz Enea S.A. proporcjonalnie odpowiadają za zobowiązania lub proporcjonalnie przysługują im świadczenia potencjalnie powstałe w wyniku rozstrzygnięcia sporu z WorleyParsons, do poziomu roszczeń wraz z odsetkami na 26 marca 2021 roku.

Szczegółowe informacje zostały omówione w nocie 22.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

## KWESTIE PRAWNE

### Kwestia odszkodowania dotyczącego konwersji akcji

Informacje w sprawie odszkodowań dotyczących konwersji akcji zostały omówione w nocie 22.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

## POSTĘPOWANIA TOCZĄCE SIĘ PRZED SĄDEM, ORGANEM WŁAŚCIWYM DLA POSTĘPOWANIA ARBITRAŻOWEGO LUB ORGANEM ADMINISTRACJI PUBLICZNEJ

Istotne postępowania toczące się przed sądami, organami właściwymi dla postępowań arbitrażowych oraz organami administracji publicznej zostały omówione w nocie 22.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

### Wypowiedzenie umów sprzedaży praw majątkowych przez Enea S.A.

Informacje dotyczące wypowiedzenia umów sprzedaży praw majątkowych przez Enea S.A. zostały omówione w nocie 22.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

## INFORMACJE O UDZIELENIU PRZEZ SPÓŁKĘ LUB PRZEZ JEDNOSTKĘ OD NIEJ ZALEŻNĄ PORĘCZEŃ KREDYTU LUB POŻYCZKI LUB UDZIELENIU GWARANCJI

W ramach Grupy na 31 marca 2021 roku PGE S.A. oraz jednostki zależne nie udzieliły poręczeń kredytów ani gwarancji innemu podmiotowi lub jednostce zależnej, gdzie wartość poręczeń lub gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10% kapitałów własnych Spółki.

## INFORMACJA DOTYCZĄCA EMISJI, WYKUPU I SPŁATY NIEUDZIAŁOWYCH I KAPITAŁOWYCH PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH

Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych zostały opisane w pkt. 4.1 niniejszego sprawozdania oraz w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

## TRANSAKCJE Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązаныmi zostały zamieszczone w nocie 24.2 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

## ZATWIERDZENIE POLITYKI ENERGETYCZNEJ POLSKI DO 2040 ROKU („PEP2040”)

2 lutego 2021 roku Rada Ministrów zatwierdziła Politykę Energetyczną Polski do 2040 roku („PEP2040”). PEP stanowi wizję Polski w zakresie transformacji energetycznej, ukazując m.in. zakładaną strukturę jednostek wytwarzających energię elektryczną. Zgodnie z Polityką zwiększany ma być udział jednostek zeroemisyjnych a zmniejszany udział jednostek węglowych. Do dnia sporządzenia niniejszej informacji cała treść PEP nie została jeszcze opublikowana. Bazując na ogólnodostępnych informacjach, zdaniem Spółki/Grupy PGE założenia przyjęte do oceny wartości odzyskiwalnej aktywów wytwórczych są zgodne z PEP. Jednakże przyszłe zmiany na rynku energii elektrycznej mogą odbiegać od przyjętych założeń. Ewentualne przyszłe różnice w porównaniu do przyjętych założeń mogą doprowadzić do istotnych zmian sytuacji finansowej oraz wyników finansowych Grupy PGE i zostaną ujęte w przyszłych sprawozdaniach finansowych.

## ZŁOŻENIE WSTĘPNEJ NIEWIĄZĄCEJ OFERTY NABYCIA UDZIAŁÓW W AKTYWACH GRUPY FORTUM PRZEZ KONSORCJUM Z UDZIAŁEM PGE

27 października 2020 roku konsorcjum inwestycyjne, którego stroną jest PGE złożyło wstępną, niewiązącą ofertę nabycia od Fortum Holding B.V. działalności ciepłowniczej i chłodniczej prowadzonej w Estonii, na Litwie, na Łotwie i w Polsce. Członkami Konsorcjum są: PGE, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., PFR Inwestycje FIZ, którego częścią portfela inwestycyjnego zarządza Polski Fundusz Rozwoju S.A. oraz IFM Investors Pty Ltd.

16 listopada 2020 roku PGE oraz Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (Partnerzy), złożyli zmodyfikowaną, wstępną niewiązącą ofertę nabycia aktywów należących do Fortum Holding B.V.

Przedmiotem zmodyfikowanej oferty jest nabycie działalności ciepłowniczej prowadzonej przez Fortum Holding B.V. wyłącznie w Polsce. Jednocześnie Partnerzy zrezygnowali z zamiaru nabycia aktywów Grupy Fortum prowadzących działalność na terenie Estonii, Litwy i Łotwy oraz udziału w konsorcjum inwestycyjnym z PFR Inwestycje FIZ oraz IFM Investors Pty Ltd.

Aktualnie kontynuowane są wspólne prace zmierzające do złożenia oferty wiążącej.

Polska spółka zależna należąca do Fortum Holding B.V. prowadzi działalność związaną głównie z wytwarzaniem, dystrybucją i sprzedażą ciepła oraz wytwarzaniem energii elektrycznej.

Zakup udziałów w aktywach Grupy Fortum jest zgodny ze Strategią Grupy PGE do 2030 roku ogłoszoną 19 października 2020 roku.

Raporty bieżące PGE S.A. w tej sprawie:

[Złożenie wstępnej niewiążącej oferty nabycia udziałów FORTUM](#)

[Złożenie wstępnej niewiążącej oferty nabycia udziałów FORTUM cz.2](#)

## PODPISANIE UMOWY INWESTYCYJNEJ Z ØRSTED DOTYCZĄCEJ PROJEKTU BUDOWY MORSKICH FARM WIATROWYCH

10 lutego 2021 roku podmioty z Grupy PGE oraz Ørsted zawarły umowę inwestycyjną, w której ustaliły ich udział w dwóch projektach budowy morskich farm wiatrowych na poziomie 50%. Są to realizowane dotychczas przez PGE projekty Baltica-2 (o planowanej mocy ok. 1,5 GW) oraz Baltica-3 (o planowanej mocy ok. 1 GW), składające się na morską farmę wiatrową Baltica.

Umowa Inwestycyjna określa ramy prawne regulujące utworzenie wspólnego przedsięwzięcia, którego celem będzie przygotowanie, budowa i eksploatacja morskich farm wiatrowych Baltica-2 i Baltica-3.

6 maja 2021 roku po ziszczeniu się warunków zawieszających sfinalizowano transakcję, w ramach której Grupa Kapitałowa Ørsted objęła udziały stanowiące 50% kapitału zakładowego spółek Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o. („Baltica 2”) oraz Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o. („Baltica 3”) – prowadzących budowę dwóch morskich farm wiatrowych: Baltica-2 i Baltica-3. Po rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego Ørsted i PGE staną się współnikami w stosunku 50/50 utworzonej wspólnej działalności (joint operation).

Łączna cena objęcia 50% udziałów w Baltica 2 i Baltica 3 stanowi równowartość ok. 686 mln PLN. Po spełnieniu ustalonych założeń odpowiednie podmioty z grupy kapitałowej Ørsted będą zobowiązane do wniesienia do Baltica 2 oraz Baltica 3 dodatkowych wkładów, które mogą wynieść łącznie do 1 024 mln PLN.

W ramach zamknięcia transakcji podmioty z obu Grup Kapitałowych Ørsted oraz PGE zawarły szereg dokumentów, oddzielnie dla spółki Baltica 2 oraz Baltica 3 obejmujących w szczególności:

- umowy współników regulujące między innymi zasady ładu korporacyjnego spółek, zasady funkcjonowania zintegrowanych zespołów projektowych, zobowiązania stron w zakresie finansowania i świadczenia innego rodzaju wsparcia na rzecz spółek, ograniczenia dotyczące zbywalności udziałów w spółkach stanowiących wspólne działalności oraz skutki naruszenia postanowień i zmiany kontroli;
- umowy regulujące świadczenie usług rozwojowych na rzecz spółek stanowiących wspólne działalności przez odpowiednie spółki zależne obu stron;
- umowy dotyczące udostępniania zasobów, na podstawie których obie strony oddelegują personel do spółek;
- umowy pożyczek współników, na podstawie których współnicy udostępnią finansowanie dłużne (oprócz finansowania kapitałowego) spółkom;
- gwarancje korporacyjne wystawione przez PGE and Ørsted Wind Power A/S, na podstawie których obie strony gwarantują należyte wykonanie zobowiązań na etapie rozwoju projektów przez ich odpowiednie spółki zależne.

Raporty bieżące PGE S.A. w tej sprawie:

[Podpisanie umowy dot. projektu budowy morskich farm wiatrowych](#)

[Zamknięcie transakcji dotyczącej projektu budowy morskich farm wiatrowych](#)

## OPÓŹNIENIE PRZEKAZANIA DO EKSPLOATACJI BLOKU NR 7 W ELEKTROWNI TURÓW

25 lutego 2021 roku spółka PGE GiEK po przeprowadzeniu szczegółowej analizy propozycji Mitsubishi Hitachi Power System GmbH (lider Konsorcjum), Tecnicas Reunidas S.A. oraz Budimex S.A. („Konsorcjum”), dotyczącej zmiany harmonogramu i ceny kontraktu, pod kątem poprawności metodycznej, realności przyjętych założeń, przyczyn opóźnień oraz planowanych metod dalszego zarządzania realizacją projektu, zawarła przed mediatorem ugodę dotyczącą umowy na zaprojektowanie i budowę w formule „pod klucz” bloku energetycznego w Elektrowni Turów, realizowanej przez Konsorcjum w/w firm. Wartość Umowy została podwyższona o kwotę ok. 108 mln PLN netto, tj. do kwoty 3 755 mln PLN netto. Termin przekazania bloku do eksploatacji został wydłużony o 6 miesięcy, tj. do dnia 30 kwietnia 2021 roku.

30 kwietnia 2021 roku Zarząd PGE S.A. powziął informację o kolejnym opóźnieniu zakończenia realizacji inwestycji, czego skutkiem było przesunięcie terminu przekazania do eksploatacji bloku nr 7 z zakładanego na 30 kwietnia 2021 roku na 14 maja 2021 roku.

Umowa na budowę nowego bloku energetycznego w Elektrowni Turów, standardowo przewiduje klauzule kar umownych w określonych przypadkach. Strony umowy przeanalizują szczegółowe przyczyny opóźnień także pod kątem ewentualnych kar umownych.

Raporty bieżące PGE S.A. w tej sprawie:

[Podpisanie ugody dot. bloku w Elektrowni Turów](#)

[Opóźnienie przekazania do eksploatacji bloku nr 7 w Elektrowni Turów](#)

## SKARGA CZECH PRZECIWKO POLSCE Z TYTUŁU PRZEDŁUŻENIA KONCESJI DLA DALSZEGO FUNKCJONOWANIA KWB TURÓW

Decyzją Ministra Klimatu 20 marca 2020 roku o 6 lat przedłużono koncesję dla PGE GiEK S.A. na wydobywanie węgla brunatnego i kopalin towarzyszących ze złoża węgla brunatnego „Turów”.

30 września 2020 roku Republika Czeska skierowała do Komisji Europejskiej w trybie art. 259 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej pismo inicjujące postępowanie przeciwko Polsce z tytułu przedłużenia funkcjonowania kompleksu energetycznego w Turowie. Zarzuty względem strony polskiej dotyczyły wydania decyzji administracyjnych, umożliwiających kontynuowanie działalności wydobywczej w KWB Turów. Działanie władz polskich, miałyby rzekomo stanowić naruszenie przepisów prawa UE, w tym ramowej dyrektywy wodnej, dyrektywy w sprawie oceny wpływu niektórych planów i programów na środowisko, dyrektywy w sprawie publicznego dostępu do informacji dotyczących środowiska oraz dyrektywy w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko.

17 grudnia 2020 roku Komisja Europejska wydała uzasadnioną opinię, w której podzieliła część zarzutów strony czeskiej, wskazując jednocześnie, że przedłużenie funkcjonowania KWB Turów nie spowodowało naruszenia postanowień ramowej dyrektywy wodnej. Komisja Europejska podkreśliła również, że część pozostałych zarzutów ze strony czeskiej okazała się nietrafiona.

22 lutego 2021 roku rząd czeski podjął decyzję o złożeniu skargi przeciwko Rzeczypospolitej Polskiej. Skarga ta została skierowana do Trybunału Sprawiedliwości 26 lutego 2021 roku i wpisana do rejestru pod sygnaturą C-121/21. 19 kwietnia 2021 roku opublikowano streszczenia skargi i głównych argumentów w Dzienniku Urzędowym UE. Stroną w postępowaniu są państwa członkowskie, co wyłącza możliwość udziału osób fizycznych i prawnych, nawet jeśli sprawa dotyczy bezpośrednio ich działalności.

21 maja 2021 roku Wiceprezes Trybunału Sprawiedliwości wydała postanowienie w przedmiocie środka tymczasowego o następującej treści: „Rzeczpospolita Polska zaprzestanie natychmiast i do chwili ogłoszenia wyroku kończącego sprawę C-121/21 wydobywania węgla brunatnego w kopalni Turów (Polska).” Środek tymczasowy nie rozstrzyga co do istoty sprawy. Podstawą jego wydania było przyjęcie przez Trybunał Sprawiedliwości, że kontynuacja wydobywania węgla brunatnego w KWB Turów będzie prowadzić do obniżenia poziomu wód gruntowych po stronie czeskiej. Jednocześnie okoliczność ta musiała zostać przez stronę czeską jedynie uprawdopodobniona.

Postanowienie w przedmiocie środka tymczasowego nie podlega zaskarżeniu, niemniej na podstawie art. 163 Regulaminu Trybunału Sprawiedliwości: „Na wniosek strony postanowienie może zostać w każdej chwili zmienione lub uchylone ze względu na zmianę okoliczności”.

Określenie sposobu wykonania środka tymczasowego należy do państwa członkowskiego, do którego środek ten jest skierowany.

Eksploracja KWB Turów jest prowadzona w zgodzie z przepisami prawa krajowego oraz europejskimi normami środowiskowymi na podstawie legalnie pozyskanej koncesji. W ocenie PGE nie ma obecnie podstaw do wstrzymania pracy kompleksu energetycznego w Turowie.

## SPEŁNIENIE WARUNKÓW ZAWARCIA UMOWY NA BUDOWĘ ELEKTROCIĘPŁOWNI GAZOWO-PAROWEJ W SIECHNICACH (NOWA EC CZECHNICA)

1 marca 2021 roku Zarząd Kogeneracja S.A. podjął decyzję o:

- warunkowej akceptacji wyboru oferty konsorcjum w składzie Polimex Mostostal S.A. (Lider Konsorcjum) oraz Polimex Energetyka sp. z o.o. (Partner Konsorcjum) złożonej w postępowaniu pn. „Realizacja „pod klucz” Elektrociepłowni gazowo-parowej dla Zespołu Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. w Siechnicach”,
- wyrażeniu zgody na warunkowe zawarcie umowy z ww. konsorcjum.

5 marca 2021 roku Rada Nadzorcza spółki podjęła uchwałę w sprawie wyrażenia zgody na realizację ww. inwestycji rozwojowej, w związku z którą dojdzie do powstania nowych środków trwałych o wartości przekraczającej 10 000 000 PLN, pod warunkiem przyznania przez URE premii kogeneracyjnej indywidualnej dla jednostki Nowa EC Czechnica, na podstawie Ustawy z 14 grudnia 2018 roku o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

12 marca 2021 roku spółka uzyskała decyzją Prezesa URE premię kogeneracyjną indywidualną dla jednostki Nowa EC Czechnica.

1 kwietnia 2021 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę w sprawie wyrażenia zgody na nabycie składników aktywów trwałych w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości przekraczającej kwotę 10 000 000 PLN poprzez wyrażenie zgody na budowę Elektrociepłowni gazowo-parowej w Siechnicach na podstawie umów z konsorcjum firm

w składzie: Polimex Mostostal S.A oraz Polimex Energetyka sp. z o.o. o wartości 1,2 mld PLN netto oraz powiązanej umowy serwisowej na kwotę 118 mln PLN netto.

Tym samym w dniu 1 kwietnia 2021 roku spełniony został ostatni warunek dotyczący akceptacji wyboru przez Zarząd spółki oferty konsorcjum oraz zawarta została umowa na realizację inwestycji Nowa EC Czechnica.

Raporty bieżące PGE S.A. w tej sprawie:

[Warunkowa akceptacja oferty na budowę EC Czechnica.](#)

[Spełnienie warunków zawarcia umowy na budowę EC Czechnica.](#)

## PRYZNANIE PRAWA DO POKRYCIA UJEMNEGO SALDA DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z MORSKICH FARM WIATROWYCH PGE

7 kwietnia 2021 roku Prezes URE przyznał prawo do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej („Kontrakt różnicowy”) dla morskich farm wiatrowych Baltica-3 i Baltica-2 o łącznej mocy do 2,5 GW. Prawo do Kontraktu różnicowego zapewnia cenę nie wyższą niż 319,60 zł/MWh zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska oraz Ustawą z dnia 30 marca 2021 roku w sprawie ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci. Przyznanie Kontraktu różnicowego uzależnione jest od ostatecznej zgody Komisji Europejskiej.

## REKOMENDACJA NIETYTUŁACJA DYWIDENDY ZA ROK 2020

27 kwietnia 2021 roku Zarząd PGE S.A. podjął decyzję o rekomendacji niewypłacania dywidendy za rok 2020 dla akcjonariuszy. Decyzja została podjęta zgodnie z polityką dywidendy, w szczególności w wyniku analizy zadłużenia Spółki w kontekście realizacji programu inwestycyjnego, zgodnie z założeniami Strategii Grupy PGE do 2030 roku.

## PRZEDŁUŻENIE KONCESJI NA WYDOBYCIE WĘGLA PRZEZ KWB TURÓW DO 2044 ROKU

Minister Klimatu i Środowiska 28 kwietnia 2021 roku przedłużył termin obowiązywania obecnej koncesji na wydobywanie węgla brunatnego i kopalni towarzyszących ze złoża „Turów” do 2044 roku.

W opinii Ministra Klimatu i Środowiska kontynuacja wydobycia węgla brunatnego i kopalni towarzyszących ze złoża „Turów” jest zgodna z zasadą racjonalnego gospodarowania złoża kopaliny, zatem zasadne było wydanie decyzji, umożliwiającej dalsze funkcjonowanie istniejącego zakładu górniczego.

## ODSTAWIENIE 10 BLOKÓW ENERGETYCZNYCH ELEKTROWNI BEŁCHATÓW

17 maja 2021 roku w Elektrowni Bełchatów, z przyczyn leżących po stronie PSE S.A., nastąpiło odstawienie 10 bloków energetycznych o łącznej mocy około 3 900 MW. Przyczyny zdarzenia są badane. Praca wszystkich bloków została przywrócona do pracy 18 maja 2021 roku.

## PLANOWANE PRZENIESIENIE AKTYWÓW WĘGLOWYCH DO NARODOWEJ AGENCJI BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO („NABE”)

21 maja 2021 roku w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów opublikowany został projekt: „Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce. Wydzielenie wytwórczych aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa”. Zgodnie z projektem proces wydzielenia aktywów przyjmie formułę nabycia przez Skarb Państwa od PGE S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. wszystkich aktywów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w elektrowniach zasilanych węglem kamiennym i brunatnym, w tym spółek serwisowych świadczących usługi na ich rzecz. W związku z nierozzerwalnością kompleksów energetycznych zasilanych węglem brunatnym wśród nabywanych aktywów znajdują się również kopalnie węgla brunatnego. Aktywa związane z wydobyciem węgla kamiennego nie zostaną włączone do podmiotu zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w jednostkach węglowych. Aktywa ciepłownicze w związku z planowanymi ich modernizacjami w kierunku źródeł nisko i zeroemisyjnych nie będą przedmiotem wydzielenia. Następnie Skarb Państwa dokona integracji nabytych aktywów w ramach jednego podmiotu. Integratorem będzie PGE GiEK S.A. Integracja nastąpi poprzez połączenie nabytych przez Skarb Państwa spółek

lub ich wniesienie na podwyższenie kapitału do PGE GiEK S.A. PGE GiEK S.A. będzie działał pod firmą Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego S.A. NABE będzie podmiotem samowystarczalnym, który w ramach swojej działalności będzie realizować inwestycje utrzymaniowe i modernizacyjne, niezbędne do utrzymania sprawności eksploatowanych bloków węglowych. Transakcja ma nastąpić po przeprowadzeniu stosownych analiz biznesowych i ekonomicznych, w tym badania due diligence oraz sporządzeniu wyceny wybranych aktywów. Sposób rozliczenia transakcji, z uwagi na zadłużenie spółek wytwarzania wobec podmiotów dominujących w grupach kapitałowych, będzie przedmiotem szczegółowych uzgodnień pomiędzy Skarbem Państwa a obecnymi właścicielami.

Według założeń projektu, po wydzieleniu wytwórczych aktywów węglowych koncerny energetyczne skupią się na realizacji nisko i zeroemisyjnych inwestycji a NABE, działająca w formie spółki ze 100% udziałem Skarbu Państwa, będzie właścicielem wytwórczych aktywów węglowych. Rolą NABE będzie zapewnienie niezbędnego bilansu mocy w systemie energetycznym, ograniczając się do niezbędnych inwestycji odtworzeniowych i stopniowego odstawiania jednostek węglowych wraz z postępującym przyrostem mocy ze źródeł nisko i zeroemisyjnych, zapewniając bezpieczeństwo energetyczne kraju. Planowany termin przyjęcia projektu przez Radę Ministrów to II kwartał 2021 roku.

Obecnie nie zostały przedstawione założenia programu dotyczące w szczególności daty przeniesienia aktywów węglowych, wyceny aktywów oraz sposobu rozliczenia długu i innych zobowiązań związanych z aktywami. W związku z tym określenie wpływu wydzielenia na przyszłe sprawozdania finansowe PGE oraz GK PGE nie jest obecnie możliwe.

## 4. Pozostałe elementy Sprawozdania

### 4.1. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

W okresie od 1 stycznia 2021 roku do dnia publikacji niniejszego sprawozdania w organizacji Grupy Kapitałowej PGE nastąpiły zmiany wymienione w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz opisane poniżej.

#### TWORZENIE SPÓŁEK

Segment działalności	Podmiot	Data zawiązania/rejestracji w KRS	Komentarz
<b>Energetyka Odnawialna</b>	Elektrownia Wiatrowa Baltica-6 sp. z o.o.	25 lutego 2021 roku	17 grudnia 2020 roku PGE S.A. zawiązała jednoosobową spółkę kapitałową z siedzibą w Warszawie w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością. Aktualnie firma tej spółki brzmi: Elektrownia Wiatrowa Baltica-6 sp. z o.o. Kapitał zakładowy spółki wynosi 1 250 000 PLN.
<b>Pozostała działalność</b>	Rybnik 2050 sp. z o.o. w organizacji	1 lutego 2021 roku Brak rejestracji spółki w KRS	1 lutego 2021 roku PGE S.A. zawiązała jednoosobową spółkę kapitałową z siedzibą w Rybniku w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością. Aktualnie firma tej spółki brzmi: Rybnik 2050 sp. z o.o. w organizacji. Kapitał zakładowy tej spółki wynosi 50 000 PLN.

#### NABYCIE, OBJĘCIE LUB ZBYCIE AKCJI/UDZIAŁÓW PRZEZ SPÓŁKI

Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
<b>Pozostała działalność</b>	PGE EJ 1 sp. z o.o. („PGE EJ 1”) – sprzedaż przez PGE S.A. wszystkich udziałów w PGE EJ 1 (umowa sprzedaży udziałów)	31 marca 2021 roku	26 marca 2021 roku pomiędzy PGE S.A., Enea S.A., TAURON Polska Energia S.A. i KGHM Polska Miedź S.A. jako sprzedającymi oraz Skarbem Państwa jako kupującym zawarta została umowa sprzedaży wszystkich posiadanych przez powyższe spółki udziałów w spółce PGE EJ 1, tj. 5 325 230 udziałów tej spółki, o łącznej wartości nominalnej 750 857 430 PLN, stanowiących 100% udziału w kapitale zakładowym. Przeniesienie prawa własności udziałów na rzecz Skarbu Państwa nastąpiło 31 marca 2021 roku. PGE S.A. posiadała 3 727 661 udziałów stanowiących 70% w kapitale zakładowym PGE EJ 1. W wyniku zawartej umowy sprzedaży, PGE S.A. przestała być spółką dominującą wobec PGE EJ 1, w rozumieniu Kodeksu spółek handlowych, a tym samym spółka PGE EJ 1 przestała wchodzić w skład Grupy Kapitałowej PGE.
<b>Ciepłownictwo</b>	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. z siedzibą w Bogatyni („PEC Bogatynia”) – sprzedaż przez PGE GiEK S.A. wszystkich akcji w PEC Bogatynia (umowa sprzedaży akcji)	15 kwietnia 2021 roku/ 5 maja 2021 roku (wpis w rejestrze akcjonariuszy)	15 kwietnia 2021 roku pomiędzy PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. jako sprzedającym oraz PGE Energia Ciepła S.A. jako kupującym zawarta została umowa sprzedaży wszystkich posiadanych przez PGE GiEK S.A. akcji imiennych PEC Bogatynia, tj. 101 036 akcji tej spółki, o łącznej wartości nominalnej 10 103 600 PLN, stanowiących 34,93% udziału w kapitale zakładowym. Przeniesienie prawa własności akcji na rzecz PGE Energia Ciepła S.A. nastąpiło 5 maja 2021 roku (z chwilą dokonania w rejestrze akcjonariuszy PEC Bogatynia wpisu wskazującego PGE Energia Ciepła S.A. jako nabywcę tych akcji, na podstawie powyższej umowy sprzedaży akcji).
<b>Ciepłownictwo</b>	„Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej” sp. z o.o. z siedzibą w Bełchatowie („PEC Bełchatów”) – sprzedaż przez PGE GiEK S.A. wszystkich udziałów w PEC Bełchatów (umowa sprzedaży udziałów)	15 kwietnia 2021 roku	15 kwietnia 2021 roku pomiędzy PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. jako sprzedającym oraz PGE Energia Ciepła S.A. jako kupującym zawarta została umowa sprzedaży wszystkich posiadanych przez PGE GiEK S.A. udziałów PEC Bełchatów, tj. 14 411 udziałów w tej spółce, o łącznej wartości nominalnej 7 205 500 PLN, stanowiących 17,05% udziału w kapitale zakładowym. Przeniesienie prawa własności udziałów na rzecz PGE Energia Ciepła S.A. nastąpiło w dniu 15 kwietnia 2021 roku.

## PODWYŻSZENIE KAPITAŁÓW ZAKŁADOWYCH SPÓŁEK ZALEŻNYCH

Segment działalności	Podmiot	Data rejestracji w KRS	Komentarz
Energetyka Odnawialna	Elektrownia Wiatrowa Baltica-1 sp. z o.o.	25 stycznia 2021 roku	28 października 2020 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 20 700 000 PLN do kwoty 22 545 000 PLN, tj. o kwotę 1 845 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
Energetyka Odnawialna	PGE Baltica 5 sp. z o.o.	22 marca 2021 roku	11 lutego 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 2 778 000 PLN do kwoty 46 768 000 PLN, tj. o kwotę 43 990 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
Energetyka Odnawialna	Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o.	15 marca 2021 roku	11 lutego 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 83 900 000 PLN do kwoty 127 422 000 PLN, tj. o kwotę 43 522 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE Baltica 5 sp. z o.o. wkładem pieniężnym. PGE Baltica 5 sp. z o.o. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
Energetyka Odnawialna	Elektrownia Wiatrowa Baltica-1 sp. z o.o.	11 marca 2021 roku	18 lutego 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 22 545 000 PLN do kwoty 32 545 000 PLN, tj. o kwotę 10 000 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
Energetyka Odnawialna	PGE Baltica 6 sp. z o.o.	15 marca 2021 roku	18 lutego 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 1 344 000 PLN do kwoty 36 516 000 PLN, tj. o kwotę 35 172 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
Energetyka Odnawialna	Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o.	28 kwietnia 2021 roku	18 lutego 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 65 200 000 PLN do kwoty 99 947 500 PLN, tj. o kwotę 34 747 500 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE Baltica 6 sp. z o.o. wkładem pieniężnym. PGE Baltica 6 sp. z o.o. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
Energetyka Odnawialna	Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o.	Brak rejestracji w KRS	6 maja 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 127 422 000,00 PLN do kwoty 254 844 000 PLN, tj. o kwotę 127 422 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 254 844 udziałów spółki o wartości nominalnej 500 PLN każdy udział. Ponadto Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki postanowiło o wyłączeniu prawa pierwszeństwa dotychczasowego jedyne go wspólnika spółki, tj. spółki PGE Baltica 5 sp. z o.o., do objęcia wszystkich, nowoutworzonych udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym oraz postanowiło, że wszystkie nowoutworzone udziały spółki zostaną objęte przez nowego wspólnika, tj. spółkę Ørsted Baltica 3 Holding sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie. W związku z powyższą uchwałą, podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte przez nowego wspólnika spółki wkładem pieniężnym: 19 727 173 EUR, 158 934 766 DKK oraz 200 721 000 PLN, przy czym część wkładu w wysokości 127 422 000 PLN została przeznaczona na pokrycie wartości nominalnej nowych udziałów, a pozostała część wkładu pieniężnego stanowiąca nadwyżkę ponad wartość nominalną nowych udziałów w wysokości 73 299 000 PLN, 19 727 173 EUR i 158 934 766 DKK została przelana na kapitał zapasowy spółki. W wyniku podwyższenia kapitału zakładowego spółki i objęcia jej nowych udziałów, PGE Baltica 5 sp. z o.o. i Ørsted Baltica 3 Holding sp. z o.o. będą posiadały taką samą liczbę udziałów w spółce stanowiących po 50% w jej kapitale zakładowym, a spółka stanie się spółką współzależną.

Segment działalności	Podmiot	Data rejestracji w KRS	Komentarz
<b>Energetyka Odnawialna</b>	Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o.	Brak rejestracji w KRS	6 maja 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 99 947 500 PLN do kwoty 199 895 000 PLN, tj. o kwotę 99 947 500 PLN, poprzez utworzenie nowych 199 895 udziałów spółki o wartości nominalnej 500 PLN każdy udział. Ponadto Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki postanowiło o wyłączeniu prawa pierwszeństwa dotychczasowego jedyne go wspólnika spółki, tj. spółki PGE Baltica 6 sp. z o.o., do objęcia wszystkich, nowoutworzonych udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym oraz postanowiło, że wszystkie nowoutworzone udziały spółki zostaną objęte przez nowego wspólnika, tj. spółkę Ørsted Baltica 2 Holding sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie. W związku z powyższą uchwałą, podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte przez nowego wspólnika spółki wkładem pieniężnym: 15 499 922 EUR, 124 877 316 DKK oraz 156 913 750 PLN, przy czym część wkładu w wysokości 99 947 500 PLN została przeznaczona na pokrycie wartości nominalnej nowych udziałów, a pozostała część wkładu pieniężnego, stanowiąca nadwyżkę ponad wartość nominalną nowych udziałów w wysokości 56 966 250 PLN, 15 499 922 EUR i 124 877 316 DKK została przelana na kapitał zapasowy spółki. W wyniku podwyższenia kapitału zakładowego spółki i objęcia jej nowych udziałów, PGE Baltica 6 sp. z o.o. i Ørsted Baltica 2 Holding sp. z o.o. będą posiadały taką samą liczbę udziałów w spółce stanowiących po 50% w jej kapitale zakładowym, a spółka stanie się spółką współzależną.

## ŁĄCZENIE SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka przejmująca/spółka przejmowana	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
<b>Energetyka Odnawialna</b>	PGE Energia Odnawialna S.A. - spółka przejmująca ECO – POWER sp. z o.o. - spółka przejmowana	31 marca 2021 roku/ 30 kwietnia 2021 roku (wpis do KRS)	31 marca 2021 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE Energia Odnawialna S.A. (spółka przejmująca) oraz Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników ECO - POWER sp. z o.o. (spółka przejmowana) podjęły uchwały o połączeniu spółek w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych (łączenie przez przejęcie), poprzez przeniesienie całego majątku spółki przejmowanej na spółkę przejmującą bez wydawania nowych akcji spółki przejmującej w zamian za udziały spółki przejmowanej zgodnie z postanowieniami art. 516 Kodeksu spółek handlowych oraz rozwiązanie spółki przejmowanej bez przeprowadzania jej likwidacji. PGE Energia Odnawialna S.A. była jedynym wspólnikiem ECO – POWER sp. z o.o.

## PODZIAŁ SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka dzielona/spółka przejmująca	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
<b>Ciepłownictwo</b>	PGE GiEK S.A. - spółka dzielona PGE Energia Ciepła S.A. - spółka przejmująca	15 kwietnia 2021 roku Brak rejestracji w KRS	15 kwietnia 2021 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenia PGE GiEK S.A. oraz PGE Energia Ciepła S.A. podjęły uchwały w sprawie podziału PGE GiEK S.A. (spółka dzielona) poprzez wydzielenie w trybie art. 529 § 1 pkt 4 Kodeksu spółek handlowych w drodze przeniesienia na spółkę PGE Energia Ciepła S.A. (spółka przejmująca) części majątku spółki dzielonej w postaci części oddziału tej spółki, tj. Oddziału Zespół Elektrowni Dolna Odra w zakresie obejmującym Elektrociepłownię Szczecin, Elektrociepłownię Pomorzany i system ciepłowniczy w Gryfinie stanowiących zorganizowane części przedsiębiorstwa, funkcjonalnie związane z wytwarzaniem energii elektrycznej oraz energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu oraz dystrybucją ciepła („ZCP”). Przeniesienie ZCP do spółki przejmującej odbędzie się poprzez obniżenie kapitału zakładowego spółki dzielonej o kwotę 105 286 780 PLN do kwoty 6 477 850 820 PLN oraz podwyższenie kapitału zakładowego spółki przejmującej o kwotę 120 347 940 PLN do kwoty 2 501 281 240 PLN w wyniku emisji 12 034 794 akcji imiennych spółki przejmującej o wartości nominalnej 10 PLN każda akcja. PGE S.A. jako jedyny akcjonariusz spółki dzielonej objęła wszystkie nowe akcje w podwyższonym kapitale zakładowym spółki przejmującej.

## PRZEKSZTAŁCANIE SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka przekształcana/Spółka przekształcona	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
Pozostała działalność	PGE Ekoserwis sp. z o.o. <i>po przekształceniu:</i> PGE Ekoserwis S.A.	2 grudnia 2020 roku 5 lutego 2021 roku (wpis do KRS)	2 grudnia 2020 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Ekoserwis sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie przekształcenia tej spółki w spółkę akcyjną pod firmą: PGE Ekoserwis S.A. Spółka PGE Ekoserwis S.A. powstała 5 lutego 2021 roku w wyniku jej wpisu w tym dniu do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego. Aktualnie PGE S.A. posiada 222 850 akcji tej spółki, które stanowią łącznie 95,08% udziału w kapitale zakładowym PGE Ekoserwis S.A.
Pozostała działalność	EPORE sp. z o.o. <i>po przekształceniu:</i> EPORE S.A.	21 grudnia 2020 roku 13 stycznia 2021 roku (wpis do KRS)	21 grudnia 2020 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników EPORE sp. z o.o. podjęło uchwałę o przekształceniu tej spółki w spółkę akcyjną pod firmą: EPORE S.A. Spółka EPORE S.A. powstała 13 stycznia 2021 roku w wyniku jej wpisu w tym dniu do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego. PGE GiEK S.A. jest jedynym akcjonariuszem EPORE S.A., posiadającym 100% udziału w kapitale zakładowym tej spółki.

## LIKWIDACJA SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka likwidowana	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
Obrót	PGE Trading GmbH z siedzibą w Berlinie („PGE Trading”)	1 marca 2021 roku Brak wykreślenia PGE Trading z rejestru handlowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy w Berlinie-Charlottenburgu	1 marca 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Trading, w której PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym, podjęło uchwałę o rozwiązaniu PGE Trading i powołaniu likwidatora w celu przeprowadzenia czynności likwidacyjnych PGE Trading.

## 4.2. Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

## 4.3. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych

### AKCJONARIUSZE SPÓŁKI POSIADAJĄCY ZNACZNE PAKIETY AKCJI

Zgodnie z posiadaną wiedzą, na podstawie pisma z Ministerstwa Skarbu Państwa z 27 kwietnia 2016 roku, Skarb Państwa posiada 1 072 984 098 akcji zwykłych Spółki, reprezentujących 57,39% kapitału zakładowego Spółki oraz uprawniających do wykonywania 1 072 984 098 głosów na Walnym Zgromadzeniu Spółki, stanowiących 57,39% ogólnej liczby głosów.

Tabela: Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGE S.A.

Akcjonariusz	Liczba akcji (szt.)	Liczba głosów (szt.)	Udział w ogólnej liczbie głosów na WZ (%)
Skarb Państwa	1 072 984 098	1 072 984 098	57,39%
Pozostali	796 776 731	796 776 731	42,61%
<b>Razem</b>	<b>1 869 760 829</b>	<b>1 869 760 829</b>	<b>100,00%</b>

### Akcje jednostki dominującej będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Tabela: Akcje PGE S.A. posiadane i zarządzane bezpośrednio przez osoby zarządzające Spółką.

Akcjonariusz	Funkcja	Liczba akcji na dzień 31 marca 2021 roku	Wartość nominalna akcji na dzień 31 marca 2021 roku
		(szt.)	(PLN)
<b>Zarząd PGE S.A.</b>		<b>300</b>	<b>3 075</b>
Paweł Strączyński*	Wiceprezes Zarządu	300	3 075

\*Paweł Strączyński złożył rezygnację z pełnienia funkcji Wiceprezesa Zarządu z dniem 31 marca 2021 roku.

## 5. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu PGE S.A., kwartalne skonsolidowane sprawozdanie finansowe i dane porównawcze sporządzone zostały zgodnie z obowiązującymi zasadami rachunkowości, odzwierciedlają w sposób prawdziwy, rzetelny i jasny sytuację majątkową i finansową Grupy Kapitałowej PGE oraz jej wynik finansowy.

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE zawiera prawdziwy obraz rozwoju i osiągnięć oraz sytuacji Grupy Kapitałowej.

## 6. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej dnia 25 maja 2021 roku.

Warszawa, 25 maja 2021 roku

Podpisy członków Zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A.

**Prezes  
Zarządu**

**Wojciech Dąbrowski**

**Wiceprezes  
Zarządu**

**Wanda Buk**

**Wiceprezes  
Zarządu**

**Paweł Cioch**

**Wiceprezes  
Zarządu**

**Paweł Śliwa**

**Wiceprezes  
Zarządu**

**Ryszard Wasilek**

## Słowniczek pojęć branżowych

AKPiA	Aparatura Kontrolno-Pomiarowa i Automatyka
ARA	Dolarowy indeks cen węgla w EU. Loco w portach Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia
BAT	Best Available Technology – Najlepsze dostępne technologie
Biomasa	stałe 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
BREF	Best Available Techniques Reference Document – Dokument referencyjny BAT
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine - układ gazowo-parowy z turbiną gazową
Dobre Praktyki	dokument „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW 2016” przyjęty uchwałą Rady Giełdy z 13 października 2015 roku i obowiązujący od 1 stycznia 2016 roku
Dystrybucja	transport energii sieciami dystrybucyjnymi wysokiego (110 kV), średniego (15 kV) i niskiego (400V) napięcia w celu dostarczenia jej odbiorcom
Elektrownie szczytowo-pompowe (ESP)	specjalny typ elektrowni wodnych pozwalający na magazynowanie energii elektrycznej. Wykorzystywany jest do tego górny zbiornik wodny, do którego pompowana jest woda ze zbiornika dolnego, przy wykorzystaniu energii elektrycznej (zwykle nadmiarowej w systemie). Elektrownie szczytowo-pompowe świadczą usługi regulacyjne dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. W okresie zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną woda ze zbiornika górnego jest spuszczana przez turbinę. W ten sposób produkowana jest energia elektryczna.
Elektrownie zawodowe ciepłe	kategoria stosowana przez PSE S.A w miesięcznych raportach z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i Rynku Bilansującego – obejmuje elektrownie i elektrociepłownie
Energia czarna	umowna nazwa energii wytwarzanej w wyniku spalania węgla kamiennego lub brunatnego
Energia czerwona	umowna nazwa energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem
Energia zielona	umowna nazwa energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii
Energia żółta	umowna nazwa energii wytwarzanej w elektrowniach gazowych oraz gazowo-parowych
ESCO	Energy Saving Company
EUA	European Union Allowances - zbywalne prawa do emisji CO <sub>2</sub> , 1 EUA uprawnia do emisji jednej tony CO <sub>2</sub>
EU ETS	European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme, wspólnotowy system handlu emisjami. Zasady jego funkcjonowania określa Dyrektywa Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, zmieniona Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. (Dz.U.UE L z 5.6.2009, Nr 140, str. 63—87)
EV	Electric Vehicles (ang.) – samochody elektryczne
EW	Elektrownia Wodna
Fundusz CVC	Corporate Venture Capital; w modelu CVC spółki portfelowe, poza wsparciem finansowym, otrzymują możliwość weryfikacji swojego pomysłu w korporacji
FIT/FIP	Feed-in-Tariff (FIT) i Feed-in-Premium (FIP): system dopłat do ceny rynkowej energii elektrycznej dokonywany przez Zarządcę Rozliczeń S.A.
FW	Farma Wiatrowa
Generacja wymuszona	wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE. Dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności
GJ	gigadżul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 GJ = 1000/3,6 kWh = ok. 278 kWh
Gospodarka o obiegu zamkniętym	system, w którym minimalizuje się zużycie surowców i wielkość odpadów oraz emisję i utraty energii poprzez tworzenie zamkniętej pętli procesów, w których odpady z jednych procesów są wykorzystywane jako surowce dla innych, co maksymalnie zmniejsza ilość odpadów produkcyjnych
GPZ	Główny Punkt Zasilania - rodzaj stacji elektroenergetycznej służącej do przetwarzania i rozdziału lub wyłączenia do rozdziału energii elektrycznej
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
GW	gigawat, jednostka mocy w układzie SI, 1 GW = 10 <sup>9</sup> W
GWe	gigawat mocy elektrycznej
GWt	gigawat mocy cieplnej
HCl	chlorowodor

Hg	rtęć
IED	dyrektywa ws. emisji przemysłowych
Inflacja HICP	Harmonised Index of Consumer Prices - zharmonizowany indeks cen konsumpcyjnych wprowadzony przez Komisję Europejską. Zgodnie z traktatem z Maastricht, wskaźnik HICP jest podstawą do oceny wzrostu cen w krajach Unii.
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle, technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa
IOS	Instalacja Odsiarczania Spalin
IRIESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, do opracowania której jest obowiązany, zgodnie z Prawem Energetycznym, Operator Systemu Przesyłowego; instrukcje opracowywane dla sieci elektroenergetycznych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci; część instrukcji, która dotyczy bilansowania systemu przesyłowego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia jest przedkładana Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji
IRZ	Usługa Interwencyjnej Rezerwy Zimnej, polegająca na utrzymaniu w gotowości bloku do produkcji energii. Energia produkowana jest na polecenie PSE S.A.
ITPOE	Instalacja Termicznego Przetwarzania z Odzyskiem Energii
Jednostka wytwórcza	opisany przez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła i wyprowadzenia mocy
JWCD	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana – Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez PSE S.A. („IRIESP”)
KDT	kontrakty długoterminowe na zakup mocy i energii elektrycznej zawarte między Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. a wytwórcami energii elektrycznej w latach 1994-2001
KRI	Key Risk Indicator – kluczowa miara ryzyka
Klaster energii	cywilnoprawne porozumienie w skład którego mogą wchodzić osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii lub z innych źródeł lub paliw, w ramach sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, na obszarze działania tego klastra nieprzekraczającym granic jednego powiatu w rozumieniu ustawy o samorządzie powiatowym) lub 5 gmin w rozumieniu ustawy o samorządzie gminnym; klaster energii reprezentuje koordynator, którym jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii
Kogeneracja	równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny, zbiór urządzeń do rozdziału, przesyłania i wytwarzania energii elektrycznej, połączonych w system umożliwiający dostawy energii elektrycznej na terenie Polski
KSP	Krajowy System Przesyłowy, zbiór urządzeń do przesyłu energii elektrycznej na terenie Polski
kV	kilowolt, jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, 1 kV= 10 <sup>3</sup> V
kWh	kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej w układzie SI, określająca ilość energii, jaką urządzenie o mocy 1 kW zużywa w ciągu godziny, 1 kWh = 3.600.000 J = 3,6 MJ
kWp	jednostka mocy dedykowana dla określania mocy paneli fotowoltaicznych; oznacza ilość energii elektrycznej w pikie, czyli w szczycie produkcji.
MEW	Małe Elektrownie Wodne
MIE	Minimalna Ilość Energii
Moc osiągalna	największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana przez wytwórcę cieplnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
Moc zainstalowana	formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji (wartość historyczna – niezmienna w czasie)
MSR	rezerwa stabilizacyjna rynku (dotyczy CO <sub>2</sub> )
MW	jednostka mocy w układzie SI, 1 MW = 10 <sup>6</sup> W
MWe	megawat mocy elektrycznej

MWt	megawat mocy cieplnej
NH <sub>3</sub>	amoniak
Nm <sup>3</sup>	normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m <sup>3</sup> przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
NO <sub>x</sub>	tlenki azotu
Odnawialne źródło energii (OZE)	źródło 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
Operacyjna rezerwa mocy (ORM)	zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JGWA) będących w ruchu albo postoiu, stanowiące nadwyżkę mocy dostępną dla PSE S.A. ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokryte w ramach Umów Sprzedaży Energii (USE) oraz na Rynku Bilansującym (RB) w ramach generacji swobodnej
Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD)	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
Operator Systemu Przesyłowego (OSP)	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. Na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od dnia 2 lipca 2014 do dnia 31 grudnia 2030 roku na Operatora Systemu Przesyłowego w zakresie przesyłu energii elektrycznej wyznaczona została PSE S.A.
Opłata kogeneracyjna	element rachunku za energię elektryczną pobierany w celu sfinansowania nowego mechanizmu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji (system aukcyjny od 2019 roku).
Opłata OZE	opłata OZE służy zapewnieniu dostępności energii ze źródeł odnawialnych w krajowym systemie elektroenergetycznym. Opłatę OZE przeznacza się wyłącznie na pokrycie ujemnego salda z tyt. rozliczeń energii ze źródeł odnawialnych pomiędzy wytwórcami tej energii i sprzedawcami energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz kosztów działalności Zarządcy Rozliczeń S.A. (dysponenta opłat OZE).
Opłata przejściowa	element opłaty dystrybucyjnej pobierany w celu zrekompensowania zakładom energetycznym strat wynikających z przedterminowego rozwiązania Kontraktów Długoterminowych (KDT).
OTF	Organized Trading Facilities
Pasmo	podstawa, baza (base, baseload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy w każdej godzinie doby danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
PJ	petadžul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 PJ = ok. 278 GWh
Prawa majątkowe	zbywalne i stanowiące towar giełdowy prawa wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii i w kogeneracji
Prosument	odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy kompleksowej, wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji w celu jej zużycia na potrzeby własne, niezwiązane z wykonywaną działalnością gospodarczą
Prześył energii elektrycznej	transport energii elektrycznej siecią przesyłową wysokiego napięcia (220 i 400 kV) od wytwórców do dystrybutorów
PSCMI1	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 1 - uśredniony poziom cen miałow energetycznych sprzedawanych do energetyki zawodowej i przemysłowej w Polsce
Purchasing Managers Index (PMI)	złożony wskaźnik opracowywany przez Markit Economics w celu zobrazowania kondycji sektora przemysłowego; wartość wskaźnika powyżej 50 pkt. oznacza poprawę sytuacji w sektorze
PV	fotowoltaiczny
RCL	Rządowe Centrum Legislacji
Regulacyjne Usługi Systemowe (RUS)	usługi świadczone przez podmioty na rzecz Operatora Systemu Przesyłowego, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych

Regulator	Prezes URE wypełniający zadania przypisane mu w Prawie Energetycznym. Zajmuje się m.in. wydawaniem koncesji przedsiębiorstwom energetycznym oraz zatwierdzaniem taryf dla przedsiębiorstw energetycznych, wyznaczaniem operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych.
RIG	usługa Rezerwa Interwencyjna Gotowość - jest to gotowość elektrowni do świadczenia usługi generacji mocy czynnej lub poboru tej mocy na żądanie PSE S.A.
Rynek bilansujący (RB)	techniczna platforma równoważenia popytu i podaży na rynku energii elektrycznej. Rozliczane są na nim różnice między ilościami energii planowanymi (zgłoszonymi grafikami dostaw), a rzeczywiście dostarczonymi/odebranymi. Celem działania rynku bilansującego jest bilansowanie różnic pomiędzy transakcjami zawartymi między poszczególnymi uczestnikami rynku, a rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Uczestnikami rynku bilansującego mogą być: wytwórcy, odbiorcy energii, rozumiani jako podmioty przyłączone do sieci objętej obszarem rynku bilansującego (w tym odbiorcy końcowi oraz odbiorcy sieciowi), spółki obrotu, giełdy energii oraz PSE S.A., jako przedsiębiorstwo bilansujące.
Rynek SPOT	rynek, na którym transakcje są realizowane najpóźniej w drugim dniu roboczym od momentu ich zlecenia. Transakcje dokonywane na rynku kasowym są opłacane w momencie ich zawarcia – transferowi podlega w tym przypadku kapitał.
R&D	Research and Development (Badania i Rozwój)
SAIDI	System Average Interruption Duration Index – wskaźnik przeciętnego (średniego) systemowego czasu trwania przerwy (długiej, bardzo długiej oraz katastrofalnej), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców. SAIDI nie obejmuje przerw krótszych niż 3 minuty i wyznaczany jest oddzielnie dla przerw planowanych i przerw nieplanowanych. Dotyczy wyłączeń w sieci niskiego (nN), średniego (SN) i wysokiego napięcia (WN), przy czym wskaźnik SAIDI w taryfie jakościowej nie zawiera wyłączeń na nN.
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index – wskaźnik przeciętnej (średniej) systemowej częstości (liczby) przerw (długich, bardzo długich oraz katastrofalnych), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców. SAIFI nie obejmuje przerw krótszych niż 3 minuty i wyznaczany jest oddzielnie dla przerw planowanych i przerw nieplanowanych. Dotyczy wyłączeń w sieci niskiego (nN), średniego (SN) i wysokiego napięcia (WN), przy czym wskaźnik SAIFI w taryfie jakościowej nie zawiera wyłączeń na nN.
SCR	selektywna redukcja katalityczna – technologia oczyszczania spalin
Sieć najwyższych napięć (NN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu 220 kV i wyższym
Sieć niskiego napięcia (nN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV
Sieć średniego napięcia (SN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV lecz niższym niż 110 kV
Sieć wysokiego napięcia (WN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym 110 kV
SNCR	selektywna redukcja niekatalityczna – technologia oczyszczania spalin
Start-up	przedsiębiorstwo na wczesnym etapie rozwoju, stworzone z myślą o budowaniu nowych produktów lub usług i działające w warunkach dużej niepewności. Najczęściej wskazywanymi cechami start-up'ów są: krótka historia działalności (do 10 lat), innowacyjność, możliwość rozbudowy przedsięwzięcia, wyższe niż w przypadku „tradycyjnych” przedsięwzięć ryzyko, ale również potencjalnie wyższy zwrot z inwestycji.
Szczyt	szczyt (peak, peakload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy realizowana od poniedziałku do piątku w każdej godzinie pomiędzy 07:00-22:00 (15 godzin standard dla rynku polskiego) lub 08:00-20:00 (12 godzin standard dla rynku niemieckiego) danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
Świadectwo pochodzenia z energii odnawialnej	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w OZE, wydawany przez Prezesa URE, tzw. zielony certyfikat
Świadectwo pochodzenia z kogeneracji	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, wydawany przez Prezesa URE, tzw. czerwone certyfikaty (dla energii wytworzonej z węgla w kogeneracji z ciepłem) i żółte certyfikaty (dla energii wytworzonej z gazu w kogeneracji z ciepłem)
Taryfa	zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą

Technologie ICT	pojęcie obejmujące techniki przetwarzania, gromadzenia lub przesyłania informacji w formie elektronicznej
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A., giełda towarowa na której przedmiotem obrotu może być energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, , wielkość emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń, dopuszczone do obrotu na giełdzie
TPA	Third Party Access, zasada polegająca na udostępnieniu przez właściciela bądź operatora infrastruktury sieciowej stronom trzecim w celu dostarczenia towarów/usług klientom strony trzeciej
TWh	terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI - 1 TWh to $10^9$ kWh
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa KDT	ustawa z dnia 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130 poz. 905 z 2007 roku)
Wskaźnik dyspozycyjności	$(\text{czas pracy} + \text{czas postoju w rezerwie}) \times 100 / \text{czas okresu}$
Wskaźnik wykorzystana mocy zainstalowanej	$\text{wyprodukowana energia elektryczna} \times 100 / (\text{czas okresu} \times \text{moc zainstalowana})$
V (wolt)	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 \text{ V} = 1 \text{ J} / 1 \text{ C} = (1 \text{ kg} \times \text{m}^2) / (\text{A} \times \text{s}^3)$
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ W} = 1 \text{ J} / 1 \text{ s} = 1 \text{ kg} \times \text{m}^2 \times \text{s}^{-3}$
WRA	Wartość Regulacyjna Aktywów
Wskaźnik N:W	stosunek objętości zdejmowanego nadkładu w $\text{m}^3$ do masy wydobytego węgla brunatnego w tonach
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