

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU

z działalności Grupy Kapitałowej PGE
za okres 3 miesięcy

zakończony 31 marca 2022 roku



Prowadzimy w zielonej zmianie

SPIS TREŚCI

1.	Grupa Kapitałowa PGE	4
1.1.	<i>Charakterystyka działalności</i>	4
2.	Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe	6
2.1.	<i>Otoczenie makroekonomiczne</i>	6
2.2.	<i>Otoczenie rynkowe.....</i>	8
2.3.	<i>Przydział Darmowych Uprawnień do emisji CO₂.....</i>	8
2.4.	<i>Otoczenie regulacyjne</i>	17
3.	Działalność Grupy Kapitałowej PGE	32
3.1.	<i>Podstawowe segmenty działalności GK PGE.....</i>	32
3.2.	<i>Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE</i>	33
3.3.	<i>Charakterystyka segmentów działalności</i>	40
3.4.	<i>Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym.....</i>	71
4.	Pozostałe elementy Sprawozdania	83
4.1.	<i>Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej</i>	83
4.2.	<i>Publikacja prognoz wyników finansowych.....</i>	90
4.3.	<i>Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych</i>	90
4.4.	<i>Istotne pozycje pozabilansowe</i>	91
5.	Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego	92
6.	Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	93
	Słowniczek pojęć branżowych	94

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	Okres zakończony 31 marca 2022 roku	Okres zakończony 31 marca 2021 roku	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mln PLN	16 897	11 942	41%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mln PLN	1 550	1 164	33%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mln PLN	2 615	2 206	19%
Marża EBITDA	%	15%	18%	
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację skorygowany o zdarzenia jednorazowe (EBITDA powtarzalna)	mln PLN	2 596	2 206	18%
Marża EBITDA powtarzalna	%	15%	18%	
Zysk netto	mln PLN	1 062	835	27%
Nakłady inwestycyjne	mln PLN	895	839	7%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mln PLN	1 304	-398	-
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mln PLN	-913	-845	8%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mln PLN	-978	-36	2 617%

Kluczowe dane finansowe		Stan na dzień 31 marca 2022 roku	Stan na dzień 31 grudnia 2021 roku	Zmiana %
Kapitał obrotowy	mln PLN	1 725	917	88%
Zadłużenie netto	mln PLN	4 194	4 228	-1%
Zadłużenie netto/LTM EBITDA ¹ raportowana	x	0,42	0,44	
Zadłużenie netto/LTM EBITDA ¹ powtarzalna	x	0,49	0,52	

Zdarzenia jednorazowe mające wpływ na EBITDA		Okres zakończony 31 marca 2022 roku	Okres zakończony 31 marca 2021 roku	Zmiana %
Rozwiązanie rezerwy na prosumentów	mln PLN	19	0	-
Razem	mln PLN	19	0	-

¹LTM 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). Działalność Grupy Kapitałowej PGE jest zorganizowana w siedmiu segmentach operacyjnych:



ENERGETYKA KONWENCJONALNA

Przedmiotem działalności segmentu jest wydobycie 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 CO₂, 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 zapewnienie kompleksowej obsługi w zakresie zarządzania ubocznymi produktami spalania (UPS), świadczenie usług w obszarach pomocniczych dla wytwórców energii elektrycznej i ciepła oraz dostaw materiałów na bazie UPS.



POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

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

Dodatkowo w ramach segmentu funkcjonują spółki odpowiedzialne za budowę bloków gazowo-parowych w Gryfinie (PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.) oraz planowanej, nowej jednostki niskoemisyjnej w Rybniku (Rybnik 2050 sp. z o.o.).

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

2. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

2.1. Otoczenie makroekonomiczne

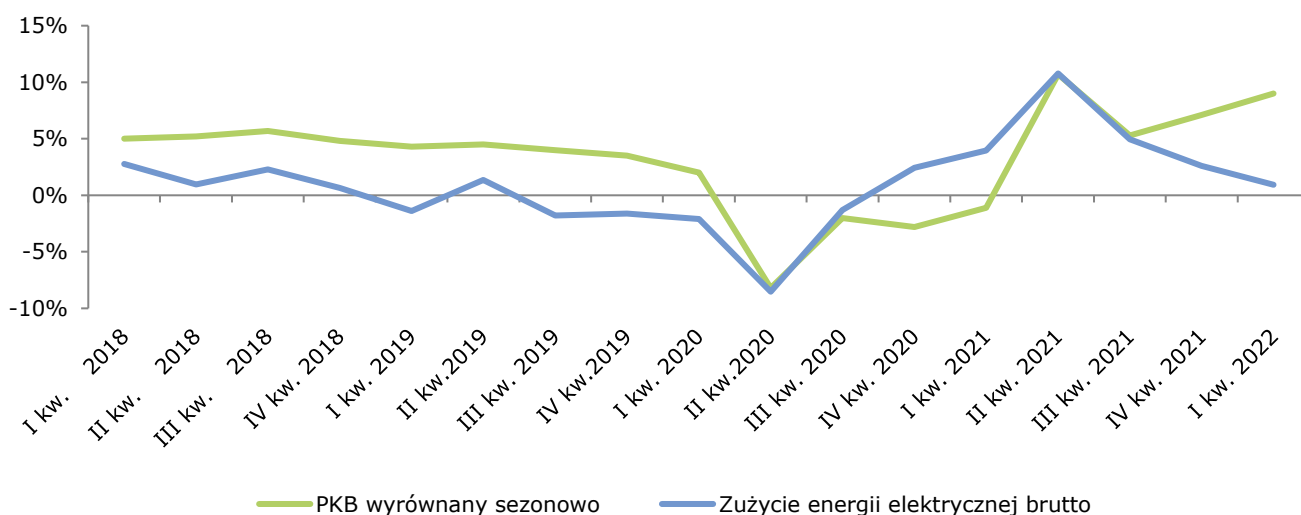
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w UE i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe Grupy wpływ ma 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 jej dystrybucji, zmiany w zakresie poziomu zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło mogą znacząco wpływać na wyniki Grupy.

W I kwartale 2022 roku odnotowano wzrost zużycia energii elektrycznej brutto o ok. 1% r/r. Stanowi to utrzymanie trendu wzrostowego zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce zapoczątkowanego w I kwartale 2021 roku. Jednocześnie wzrost zapotrzebowania w I kwartale 2022 roku był niższy niż wzrost zapotrzebowania w I kwartale 2021 roku (o 4% r/r) przede wszystkim z uwagi na wyższe temperatury powietrza w tym okresie r/r.

W 2022 roku polska gospodarka weszła rozpędzona a pozytywne tendencje utrzymywały się przez większość I kwartału. Agresja Rosji na Ukrainę 24 lutego 2022 roku spowodowała, że polska gospodarka odczuwała negatywne konsekwencje wynikające m.in. z ograniczeń w łańcuchach dostaw. Jednocześnie dzięki wydatkom uchodźców, konsumpcja prywatna powinna utrzymać się na wysokim poziomie, co pozwoliło podwyższyć prognozy wzrostu PKB Polski w 2022 roku do 3,9% z 3,6% szacowanych wcześniej. Korzystny wpływ na wynik PKB w I kwartale 2022 roku ma przede wszystkim bardzo dobry gospodarczo początek 2022 roku. Jak podała GUS wzrost PKB Polski w I kwartale 2022 roku wyniósł 9% r/r, co stanowi poprawę sytuacji względem I kwartału 2021 roku, kiedy obserwowano spadek PKB o 1% r/r.

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

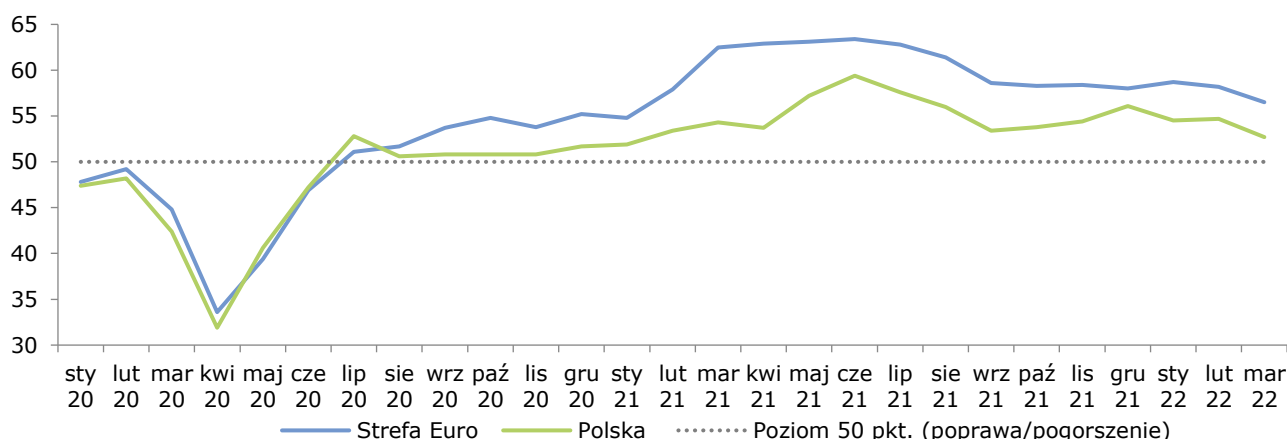


Źródło: GUS, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.)

Wskaźnik Purchasing Managers' Index (PMI) odzwierciedla negatywny wpływ agresji Rosji na Ukrainę. Odczyty PMI dla przemysłu w Polsce w I kwartale 2022 roku wskazują jednak na umiarkowanie optymistyczne nastroje, panujące w przemyśle na początku 2022 roku. Wynik powyżej poziomu 50,0 pkt. oznacza, iż ankietowani menadżerowie oczekują poprawy sytuacji sektora. Średni PMI dla przemysłu w Polsce w I kwartale 2022 roku wyniósł 54 pkt., co oznacza wzrost o 1,4% r/r (średni PMI dla przemysłu w Polsce w I kwartale 2021 roku wyniósł 53,2 pkt.). Jednocześnie marzec 2022 roku przyniósł skokowy wzrost niepewności w biznesie

w związku z wojną w Ukrainie, a odczyt PMI dla przemysłu w Polsce osiągnął wartość najniższą od 14 miesięcy (52,7 pkt.). Wybuch wojny wpłynął destabilizująco na sytuację w polskim sektorze przemysłowym. Produkcja i nowe zamówienia spadły, handel z krajami zza wschodniej granicy został mocno ograniczony. Dodatkowo rosnące ceny paliw i energii, niekorzystne zmiany kursów walut oraz inflacja kosztowa stanowią ogromne wyzwanie dla wielu przedsiębiorstw. Malejący PMI, ale utrzymujący się powyżej 50 punktów sygnalizuje spowolnienie tempa wzrostu aktywności ekonomicznej, lecz równocześnie wciąż oznacza ekspansję w polskim przemyśle. Na polski przemysł wpływa również kondycja przemysłu Strefy Euro, gdzie wskaźnik PMI w I kwartale 2022 roku osiągnął średnio 57,8 pkt, podczas gdy w tym samym okresie w ubiegłym roku wynosił średnio 58,4 pkt. Również w Strefie Euro rosnąca aktywność ekonomiczna z początku 2022 roku została częściowo zablokowana przez agresję Rosji na Ukrainę, co zostało odzwierciedlone przez spadek wartości wskaźnika PMI do poziomu 56,5 pkt. w marcu 2022 roku. Ograniczenie optymistycznych nastrojów przedsiębiorców wynika przede wszystkim z przerwanych łańcuchów dostaw i ograniczenia rynku zbytu.

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



Źródło: Markit Economics

Wartość produkcji sprzedanej przemysłu była w marcu 2022 roku o 17,3% wyższa niż rok wcześniej. Dynamika okazała się nieco niższa niż w lutym (17,6% r/r) i styczniu (19,2% r/r), ale zdecydowanie wyższa od oczekiwań analityków. We wszystkich głównych gałęziach przemysłu, w marcu 2022 roku odnotowano wzrost produkcji w skali roku. Najbardziej zwiększyła się produkcja dóbr związanych z energią – o 57,3%. W mniejszym stopniu zwiększyła się produkcja dóbr zaopatrzeniowych – o 15,3%, dóbr konsumpcyjnych nietrwałych – o 11,8%, dóbr konsumpcyjnych trwałych – o 7,9% oraz dóbr inwestycyjnych – o 5,9%. Według wstępnych danych GUS w marcu 2022 roku, w stosunku do marca ubiegłego roku, wzrost produkcji sprzedanej (w cenach stałych) odnotowano w 31 (spośród 34) działach przemysłu, m.in. w naprawie, konserwacji i instalowaniu maszyn i urządzeń, w wydobywaniu węgla kamiennego i brunatnego, w produkcji wyrobów z metali. W danych nie widać spodziewanych negatywnych efektów rosyjskiej inwazji na Ukrainę a polski przemysł zdecydowanie odbija się z pandemicznego dołka.

2.2. Otoczenie rynkowe

SYTUACJA W KRAJOWYM SYSTEMIE ENERGETYCZNYM

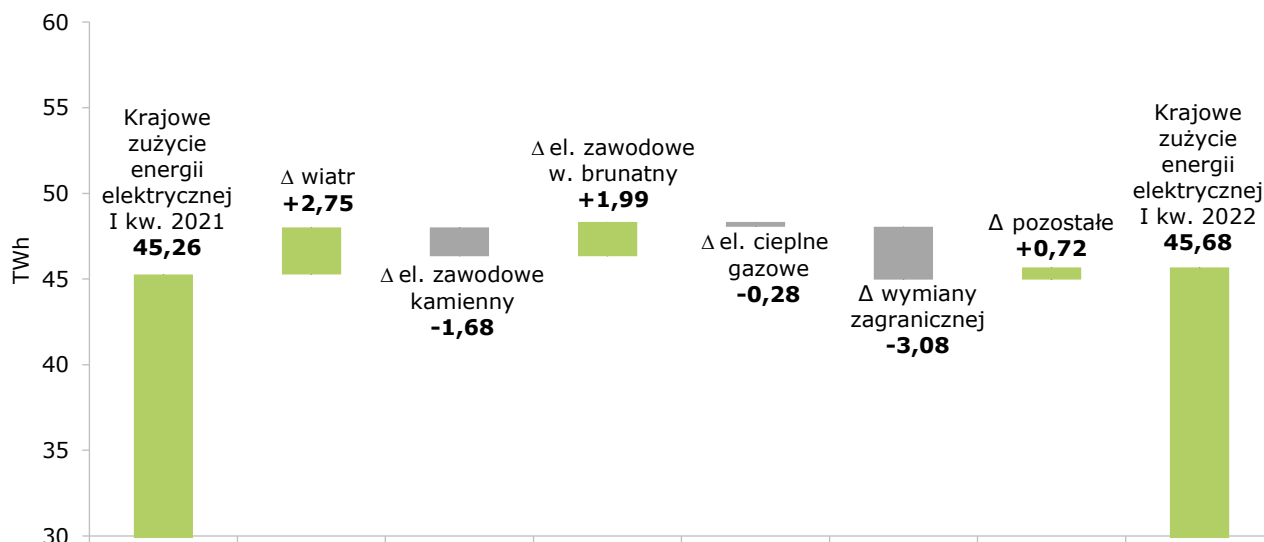
Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (TWh).

	I kw. 2022	I kw. 2021	Zmiana %
Krajowe zużycie energii elektrycznej, w tym:	45,68	45,26	1%
Elektrownie wiatrowe	6,41	3,66	75%
Elektrownie zawodowe ciepłe na węglu kamiennym	22,70	24,38	-7%
Elektrownie zawodowe ciepłe na węglu brunatnym	12,31	10,32	19%
Elektrownie zawodowe ciepłe gazowe	3,14	3,42	-8%
Saldo wymiany zagranicznej	-0,96	2,12	-
Pozostałe (wodne, inne odnawialne)	2,08	1,36	52%

Źródło: Na podstawie danych PSE S.A.

W I kwartale 2022 roku krajowe zużycie energii elektrycznej zwiększyło się (przede wszystkim z powodu wzrostu zapotrzebowania polskiej gospodarki ze względu na mniejszy wpływ pandemii koronawirusa) o 0,4 TWh w porównaniu z okresem bazowym. Dodatkowo ze względu na sytuację w krajach ościennych, w I kwartale 2022 roku Polska stała się per-saldo eksporterem energii elektrycznej (saldo wymiany zagranicznej zmniejszyło się o 3,1 TWh r/r). Jednocześnie, z uwagi na zakłócenie w dostawach węgla do Europy, odnotowano spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (spadek o 1,7 TWh). W rezultacie, pomimo wyższej generacji wiatrowej (wzrost o 2,8 TWh r/r) wynikającej ze wzrostu mocy zainstalowanych oraz korzystniejszych warunków wietrznych, do zbilansowania systemu energetycznego potrzebna była większa produkcja energii w zawodowych elektrowniach opalanych węglem brunatnym (wzrost o 2,0 TWh).

Wykres: Bilans energii w KSE – I kwartał 2022 roku (TWh)



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

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK KRAJOWY

RYNEK DNIA NASTĘPNEGO (RDN)

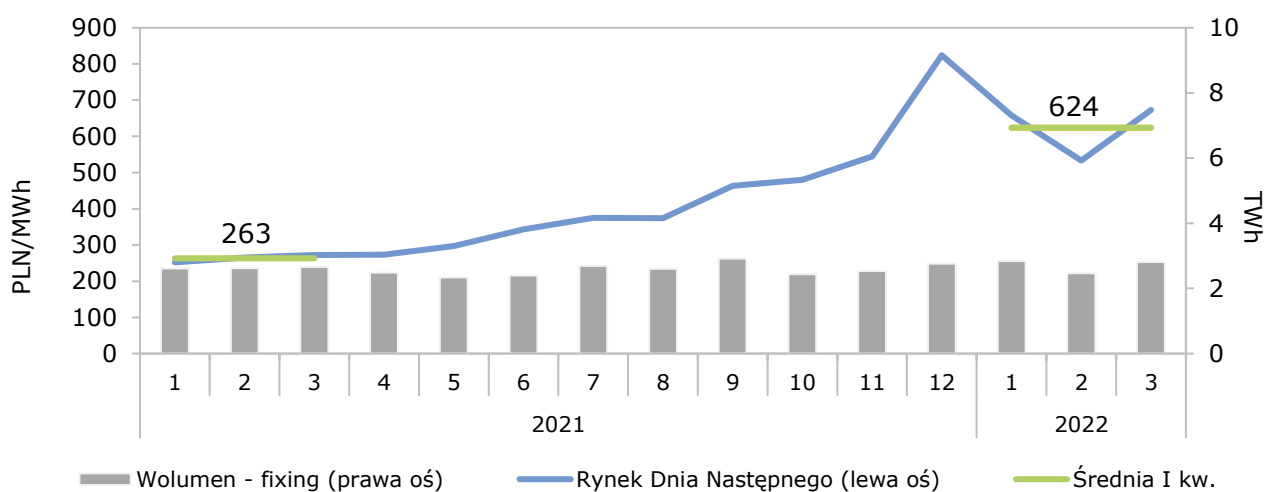
Rynek/miara	Jedn.	I kw. 2022	I kw. 2021	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	624	263	137%
RDN – wolumen obrotu	TWh	8,10	7,90	3%

ANALIZA – WYBRANE CZYNNIKI CENOTWÓRCZE WPŁYWAJĄCE NA NOTOWANIA RDN

Czynnik	Jedn.	I kw. 2022	I kw. 2021	Zmiana %
Uprawnienia CO ₂	EUR/t	82,01	37,95	116%
Węgiel kamienny PSCMI-1	PLN/GJ	13,47	11,53	17%
Generacja wiatrowa KSE	TWh	6,41	3,66	75%
Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE	%	14%	8%	
Wskaźnik: wymiana zagraniczna/zużycie KSE	%	-	5%	

W I kwartale 2022 roku średnia cena energii na Rynku Dnia Następnego wyniosła 624 PLN/MWh i była o 137% wyższa od średniej ceny (263 PLN/MWh) notowanej w analogicznym kwartale roku poprzedniego. Do wzrostu cen przyczyniło się również wyższe o 0,4 TWh, w porównaniu do poprzedniego kwartału, zapotrzebowanie na energię elektryczną, wyższy koszt uprawnień do emisji CO₂, wyższe ceny surowców, co jest powiązane z trwającą wojną w Ukrainie.

Wykres: Średnie miesięczne notowania na Rynku Dnia Następnego w latach 2021–2022 (TGE).¹



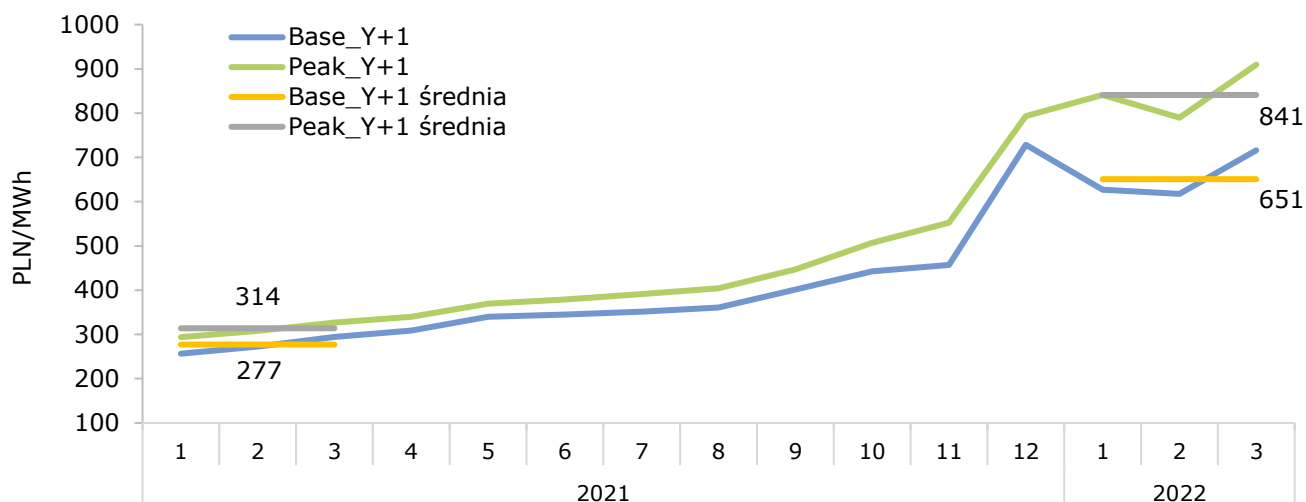
¹Średniomiesięczny poziom cen RDN obliczony w oparciu o notowania godzinowe (fixing).

RYNEK TRANSAKCJI TERMINOWYCH (RTT)

Rynek/miara	Jedn.	I kw. 2022	I kw. 2021	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	651	277	135%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	17,32	20,03	-14%
PEAK5 Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	841	314	168%
PEAK5 Y+1 – wolumen obrotu	TWh	1,73	2,11	-18%

Ceny energii na RTT kształtowane są przez podobny zestaw czynników fundamentalnych, jak ceny na RDN opisane powyżej. Obserwowany wzrost cen produktu bazowego r/r dla całego roku związany był ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną oraz wysokimi cenami CO₂ i surowców.

Wykres: Średnie miesięczne notowania na RTT w latach 2021–2022 (TGE).¹

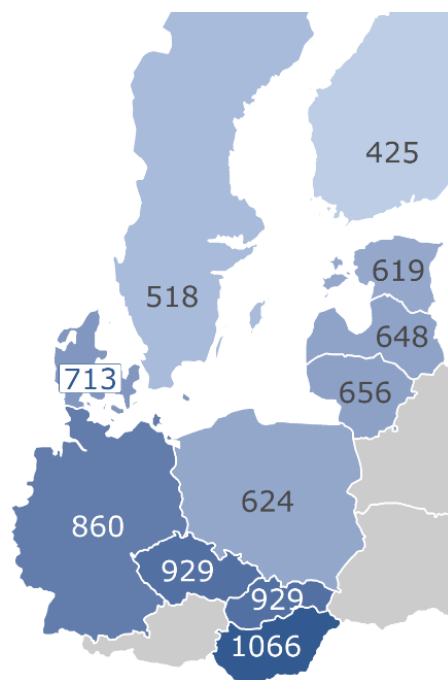


¹Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następny (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK MIĘDZYNARODOWY

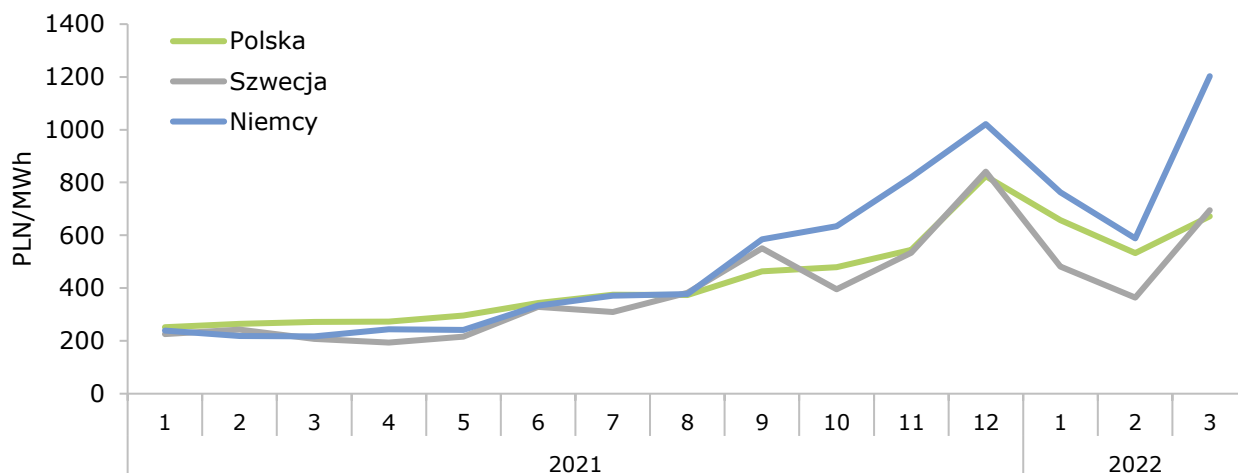
RYNEK HURTOWY (PORÓWNANIE RYNKÓW DNIA NASTĘPNEGO)

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w I kwartale 2022 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,62).



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

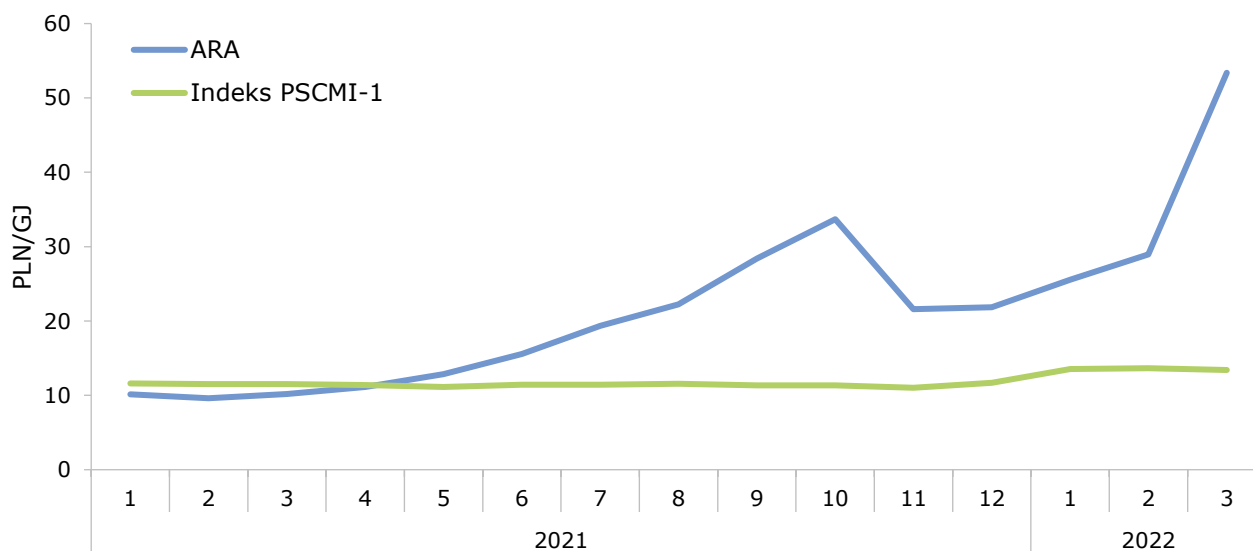
Wykres: Ceny energii na Rynku Dnia Następnego.



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

W I kwartale 2022 roku zmiana cen r/r na rynkach ościennych kształtowała się w przedziale 294-635 PLN/MWh (tj. wzrost o ok. 131-282%), natomiast w Polsce średni poziom cen był wyższy o 361 PLN/MWh r/r (wzrost o ok. 137%). Niska korelacja cen energii wynika z różnic w miksie technologicznym (udział odnawialnych źródeł energii) oraz z sytuacji na rynkach produktów powiązanych. Cena węgla kamiennego w portach ARA wzrosła o 261% r/r podczas gdy krajowy indeks cen miałów energetycznych PSCMI-1 wzrósł w tym samym czasie o 17%.

Wykres: Indeksy węglowe ARA vs PSCMI-1¹.

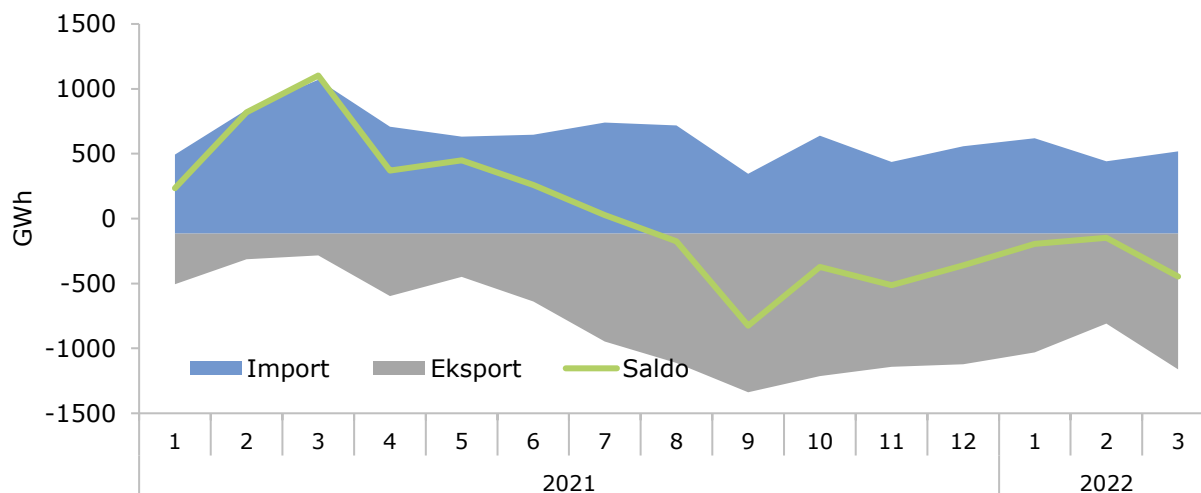


Źródło: ARP, Bloomberg (API21MON OECD Index), opracowanie własne.

¹ 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.

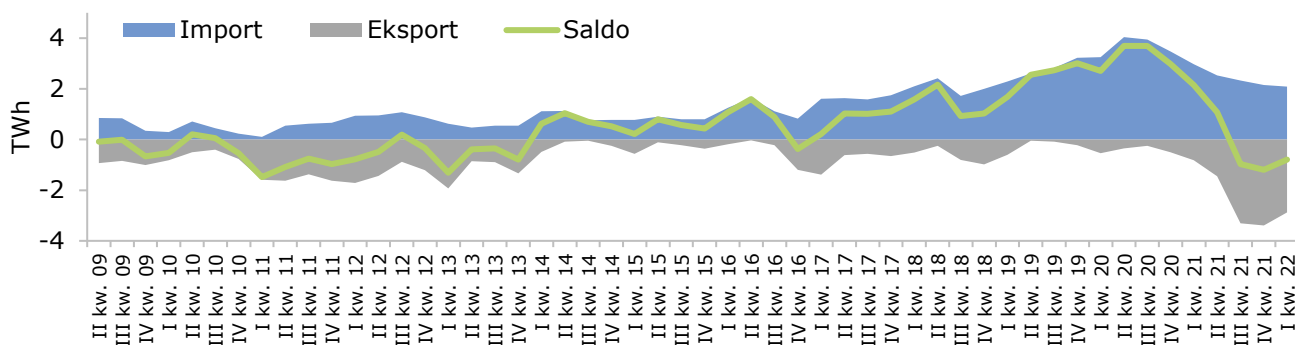
WYMIANA HANDLOWA

Wykres: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2021 - 2022.



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

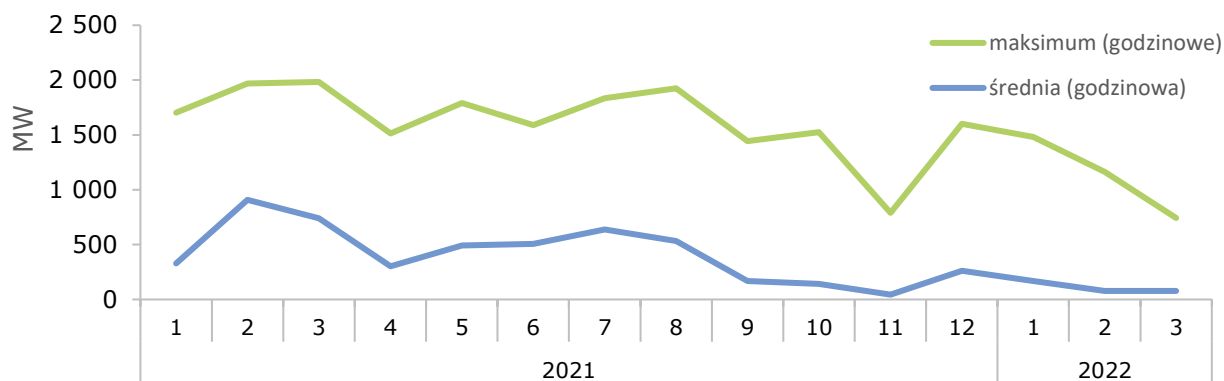
Wykres: Kwartalne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2009 - 2022.



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

W I kwartale 2022 roku Polska była eksporterem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej wyniosło -1,0 TWh (import 3,7 TWh, eksport 4,7 TWh) i było niższe r/r o 3,1 TWh. Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał eksport głównie do Czech i Słowacji oraz import z Niemiec oraz Litwy.

Wykres: Saldo wymiany równoległej²: średni vs. maksymalny godzinowy przepływ w poszczególnych miesiącach.



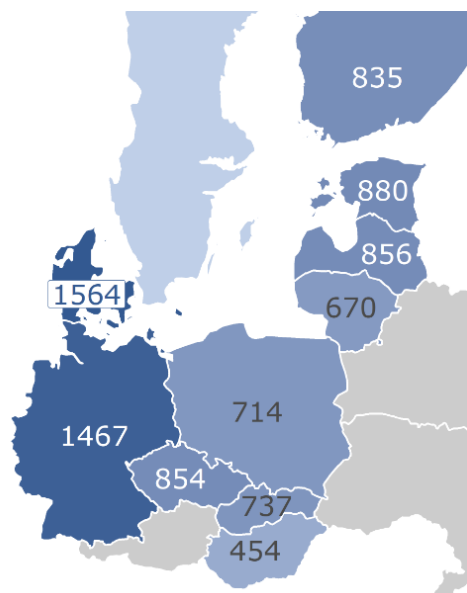
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

Wzrost światowych cen paliw (które przekładają się na wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej z gazu ziemnego i węgla kamiennego) przełożył się na wzrost cen energii w krajach sąsiednich, co w efekcie ograniczyło import energii do Polski.

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 2021 roku³ dodatkowe obciążenia (ponad cenę sprzedaży i koszt dystrybucji energii elektrycznej) dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 44% ceny energii elektrycznej, w porównaniu do średniej dla UE wynoszącej 39%. W Danii i Niemczech udział narzutów w cenie energii elektrycznej przekraczał 50%.

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2021³ roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,54 PLN).

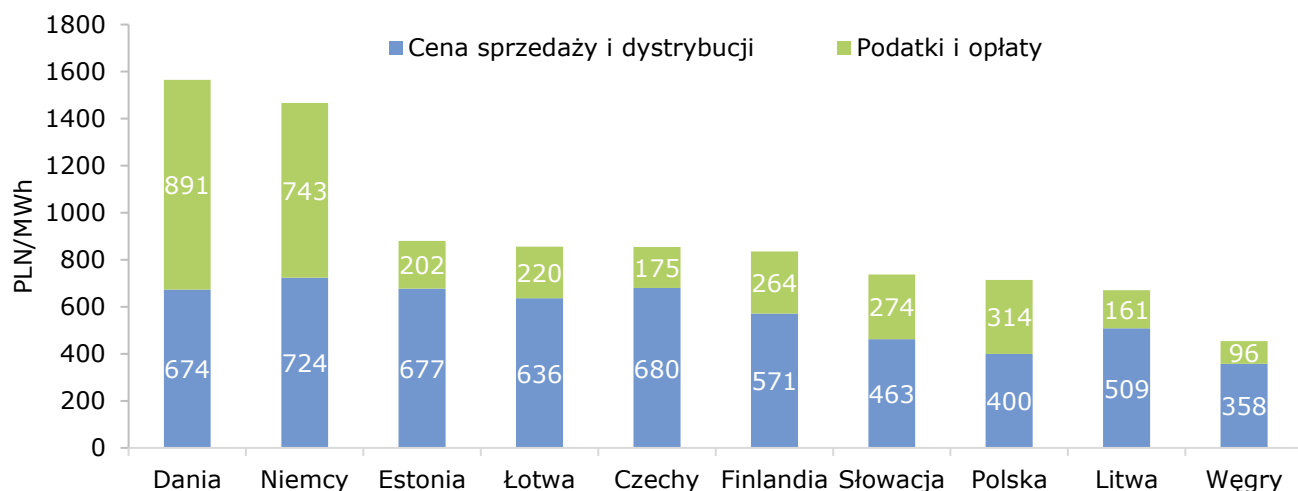


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

² Wymiana równoległa – wymiana pomiędzy zsynchronizowanymi systemami na granicach z Niemcami, Czechami i Słowacją.

³ Dane Eurostatu dot. rynku detalicznego publikowane są w okresach półrocznych.

Wykres: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2021 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,54 PLN).

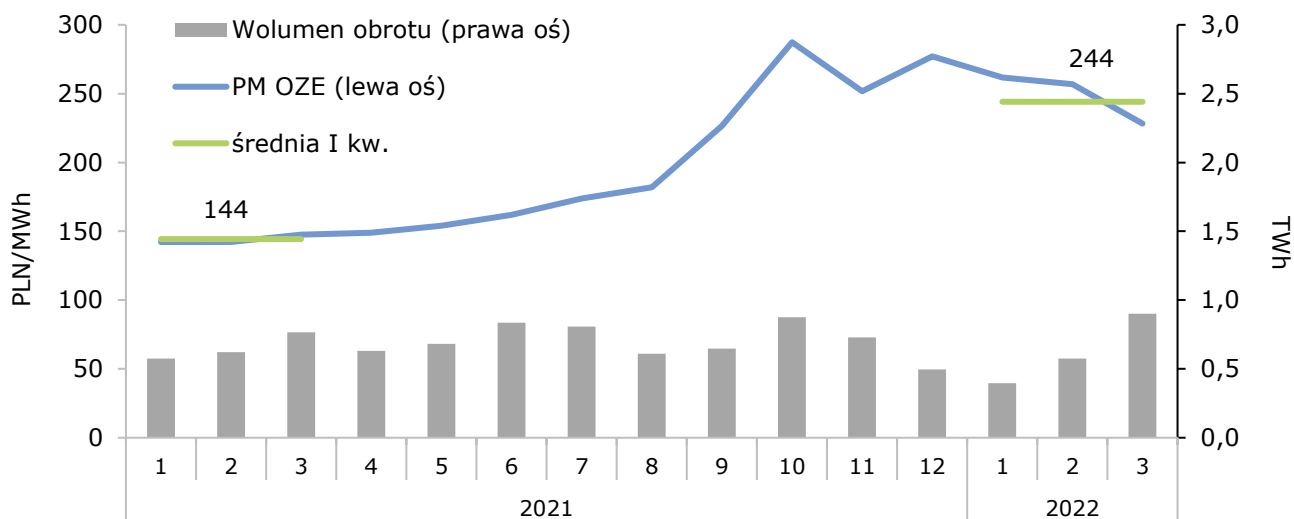


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

CENY PRAW MAJĄTKOWYCH

W I kwartale 2022 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks TGEoza) osiągnęła poziom 244 PLN/MWh i była o 69% wyższa w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Obowiązek umorzeń zielonych certyfikatów w porównaniu z rokiem 2021 (19,5%) uległ zmianie i wynosi 18,5% dla 2022 roku.

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



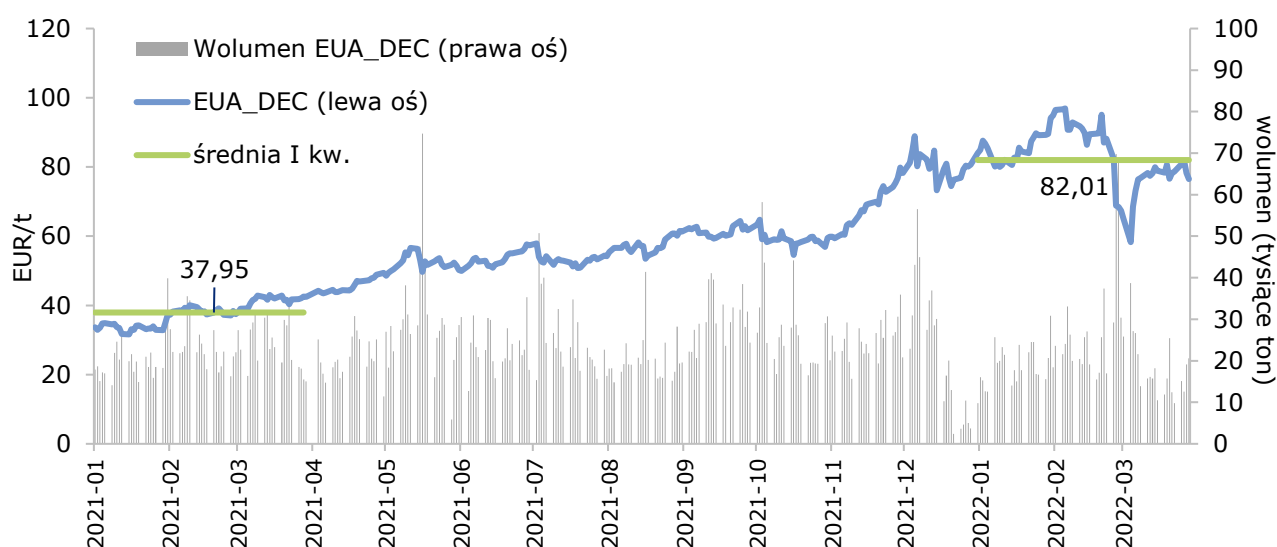
Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE.

CENY UPRAWNIEŃ DO EMISJI DWUTLENKU WĘGLA

Notowania uprawnień EUAs (European Union Allowances) są jednym z kluczowych czynników determinujących wyniki finansowe Grupy PGE. Instalacje emitujące CO₂ w procesie produkcji energii elektrycznej lub ciepła ponoszą koszty związane z zakupem uprawnień EUA na pokrycie deficytu (czyli różnicy między emisją CO₂ 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 CO₂ po gwałtownym załamaniu wywołanym wybuchem pandemii w połowie marca 2020 roku zaczęły się odbudowywać aż do gwałtownego wzrostu, który rozpoczął się w listopadzie 2020 roku. W I kwartale 2022 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 22 wyniosła 82,01 EUR/t i była znacząco wyższa (+116%) od średniej ceny 37,95 EUR/t instrumentu EUA DEC 21 obserwowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku.

Wykres: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE

2.3. Przydział Darmowych Uprawnień do emisji CO₂

Zgodnie z rozporządzeniem wykonawczym Komisji (UE) 2019/1842 z 31 października 2019 roku, ustanawiającym zasady stosowania dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do dalszych ustaleń dotyczących dostosowań przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ ze względu na zmiany w poziomie działalności właściwy organ może zawiesić wydawanie bezpłatnych uprawnień do emisji dla instalacji, dopóki właściwy organ nie stwierdzi, że nie ma wymogu dostosowania przydziału dla tej instalacji albo Komisja przyjmie decyzję, dotyczącą dostosowań przydziału dla tej instalacji.

W przepisach krajowych w ustawie o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych wprowadzony został dodatkowy warunek dotyczący wydawania uprawnień do emisji dla instalacji. Ogólnie uprawnienia są wydawane do 28 lutego każdego roku, jednakże w przypadku instalacji wydawanie uprawnień do emisji następuje po złożeniu raportu, dotyczącego poziomu działalności i opublikowaniu informacji w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie urzędu obsługującego Ministra Klimatu i Środowiska. Zgodnie z Rozporządzeniem Komisji raporty dotyczące poziomu działalności przedkładane są do 31 marca każdego roku, stąd 8 kwietnia 2022 roku na rachunki prowadzących instalacje w Rejestrze Unii wydane zostały uprawnienia do emisji zgodnie z publikacją w Biuletynie Informacji Publicznej Ministerstwa Klimatu

i Środowiska z 7 kwietnia 2022 roku. Podmioty, których raporty były jeszcze weryfikowane przez KE, otrzymały uprawnienia 28 kwietnia 2022 roku.

Tabela: Emisja CO₂ w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO₂ na 2022 rok (tony).


Produkt	Emisja CO ₂ w I kwartale 2022 roku	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2022 rok ¹
Energia elektryczna	16 204 048	-
Energia ciepła	2 020 907	637 813
Razem	18 224 955	637 813




¹Przydziały uprawnień do emisji CO₂ dot. produkcji ciepła.

2.4. 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 okresie od 1 stycznia 2022 roku do dnia publikacji niniejszego sprawozdania, które mogą mieć wpływ na działalność GK PGE w kolejnych latach.




KRAJOWE OTOCZENIE REGULACYJNE





Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	Projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii. Wykaz RCL: UC 74	Projekt ustawy obejmuje w szczególności propozycje przepisów implementujących do polskiego porządku prawnego 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. Projekt rozwija kierunki zmian w regulacjach zapoczątkowane w ustawie z 20 maja 2021 roku o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Są to m.in.: <ul style="list-style-type: none"> ▪ umożliwienie technicznej zmiany sprzedawcy energii elektrycznej w 24 godziny od 2026 roku, ▪ wdrożenie instytucji obywatelskich społeczności energetycznych, ▪ prawo odbiorcy do dobrowolnego i czasowego obniżenia zużycia energii elektrycznej (DSR), agregacji, zawierania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, ▪ uregulowanie funkcji agregatora na rynku energii elektrycznej, jego zadań i uprawnień, ▪ uregulowanie odpowiedzi odbioru i odbiorcy aktywnego na rynku energii, ▪ umożliwienie posiadania niektórych instalacji magazynowania energii przez OSD i OSP, ▪ rozszerzenie kompetencji URE, ▪ przepisy dotyczące usług systemowych, usług elastyczności oraz zmiany w zakresie bilansowania, ▪ wprowadzenie przepisów wprowadzających rozdział działalności przesyłowej i dystrybucyjnej 	23 czerwca 2021 roku upłynął termin na zgłaszanie uwag. 19 stycznia 2022 roku Ministerstwo Klimatu i Środowiska opublikowało zbiorcze odniesienie się do zgłoszonych uwag.	Publikacja projektu po konsultacjach, skierowana do prac w Radzie Ministrów.	Projektowane rozwiązania będą miały wpływ na wszystkie segmenty działalności Grupy PGE, w szczególności na segmenty Obrót i Dystrybucja. Projekt wdraża lub służy stosowaniu wielu aktów unijnych regulujących rynek energii elektrycznej, w tym dyrektywę 2019/944 w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz kodeksy sieci.


Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii. Wykaz RCL: UD162	od magazynowania energii – (operator systemu elektroenergetycznego, z wyjątkami przewidzianymi w projekcie, nie może być posiadaczem, nie może wznosić, obsługiwać magazynu energii ani nim zarządzać). 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. Zgodnie z uzasadnieniem projektu ustawy, zniesienie obliża realizuje m.in. Polski Plan Wdrażania reform rynku energii elektrycznej.	8 kwietnia 2021 roku opublikowano uwagi zgłoszone w toku konsultacji publicznych.	Skierowane do dalszych prac w Radzie Ministrów.	Proponowana zmiana zniesienia obliża giełdowego nie wpłynie negatywnie na działalność Grupy PGE.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw. Druk sejmowy: 1 382	Ustawa przewiduje zmianę sposobu rozliczania prosumentów energii odnawialnej poprzez zastąpienie dotychczasowego systemu opustowego, przewidującego możliwość magazynowania energii w sieci i zużycia jej w dowolnym innym momencie, systemem net billingu, który oznacza wycenę energii docelowo według wartości z godziny wytworzenia i godziny zużycia. Ponadto ustawa nakłada na prosumentów wchodzących do systemu od 1 kwietnia 2022 roku obowiązek uiszczenia opłaty dystrybucyjnej (dotychczas uiszczanej w imieniu prosumentów przez sprzedawców energii). W celu umożliwienia sprzedawcom rozliczania prosumentów ustawa nakłada na OSD obowiązek przekazywania sprzedawcom szczegółowych informacji pomiarowych. Sprzedawcy będą zobowiązani do przekazywania szczegółowych informacji rozliczeniowych prosumentom za pośrednictwem dedykowanego systemu teleinformatycznego. Ustawa wprowadza również instytucję prosumenta zbiorowego (weszła w życie 1 kwietnia 2022 roku) oraz prosumenta wirtualnego (wejście w życie od 2 lipca 2024 roku).	14 grudnia 2021 roku Prezydent podpisał ustawę. Ustawa weszła w życie 1 kwietnia 2022 roku , z wyjątkiem części przepisów dotyczących nabycia prawa do uczestniczenia w dotychczasowym systemie wsparcia prosumentów, które weszły w życie 22 grudnia 2021 roku oraz przepisów dotyczących prosumenta wirtualnego, które wejdą w życie 2 lipca 2024 roku .	-	Projekt ma kluczowe znaczenie dla segmentu Obrotu, na którym obecnie ciążą obowiązki rozliczania prosumentów i uiszczenia w ich imieniu opłaty dystrybucyjnej na rzecz OSD oraz dla segmentu Dystrybucji, który będzie obciążony obowiązkami zbierania i opracowywania danych pomiarowych dotyczących prosumentów.
	Zmiana ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych.	Modyfikacja zasady 10 h – złagodzenie poprzez umożliwienie gminom określenia w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego (po	4 czerwca 2021 roku upłynął termin zgłaszania uwag do	Publikacja projektu, ponowne konsultacje lub przedstawienie	Projekt ma znaczenie dla rozwoju segmentu Energetyka Odnawialna.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	Wykaz RCL: UD207	konsultacjach z lokalnymi społecznościami) mniejszej niż wymagana ustawą odległości elektrowni wiatrowych od zabudowań mieszkalnych, jednak nie mniejszej niż 500 m.	projektu ustawy. 15 grudnia 2021 roku Komisja Wspólna Rządu i Samorządu Terytorialnego wydała pozytywną opinię o projekcie, po czym projekt (pierwotnie miało się to odbyć w styczniu 2022 roku) będzie przedmiotem obrad SKRM. Projekt w połowie kwietnia 2022 roku został przeniesiony z Ministerstwa Rozwoju i Technologii do Ministerstwa Klimatu i Środowiska.	poprawionego projektu do dalszych prac Radzie Ministrów.	
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o bezpieczeństwie morskim oraz ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej. Wykaz RCL: UD232 Druk sejmowy: 2071	Projekt ustawy zawiera przepisy mające na celu zapewnienie bezpieczeństwa podczas budowy i eksploatacji morskich farm wiatrowych w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego oraz zespołów urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z tych instalacji. Dla osiągnięcia tego celu przepisy zakładają wdrożenie odpowiednich mechanizmów nadzoru nad projektowaniem, budową i eksploatacją morskich farm wiatrowych, obejmujących system certyfikacji i czynności nadzorczych dotyczących procesu realizacji inwestycji.	22 lutego 2022 roku projekt został przyjęty przez Radę Ministrów i skierowany do Sejmu. 2 marca 2022 roku projekt wpłynął do Sejmu i został skierowany do I czytania w komisjach. Projekt został notyfikowany do KE 23 lutego 2022 roku . Wyznaczony przez KE okres, w czasie którego państwo członkowskie powinno odroczyć przyjęcie notyfikowanego projektu, upłynął 24 maja 2022 roku .	Rozpatrzenie projektu przez Komisję Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej.	Projekt ma znaczenie dla inwestycji w budowę morskich farm wiatrowych. Wprowadzenie nadmiernych mechanizmów certyfikacji może opóźnić harmonogram i zwiększyć koszty realizacji inwestycji budowy morskich farm wiatrowych.


Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2023 roku.	Rozporządzenie określa poziom obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia energii z OZE (PM OZE) dla tzw. podmiotów zobowiązanych w 2023 roku. Rozporządzenie zmniejsza poziom obowiązku dla PM OZE z 18,5% do 10,5% w stosunku do poziomu obowiązującego w 2022 roku. Jednocześnie, uzasadnienie do rozporządzenia przewiduje możliwość dalszego obniżenia poziomu obowiązku w kolejnych latach.	Projekt rozporządzenia został poddany konsultacjom, uwagi były zgłaszane do 7 kwietnia 2022 roku .	Analiza nadesłanych uwag przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska.	Zmniejszony poziom obowiązku może wpłynąć na zmniejszenie przyrostu przychodów segmentu Energetyka Odnawialna z tytułu sprzedaży PM OZE. Jednocześnie ogranicza obciążenie segmentu Obrót koniecznością nabycia określonej ilości PM OZE w stosunku do wolumenu obrotu energią elektryczną.
	Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie procesów rynku energii. Wykaz RCL: UD603	Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie procesów rynku energii stanowi wykonanie delegacji ustawowej zawartej w art. 11zh ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne. Projekt rozporządzenia ma umożliwić przygotowania systemów IT (systemy zdalnego odczytu Operatorów Systemów Dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz centralnego systemu informacji rynku energii) w związku z nowymi wyzwaniami rynku energii elektrycznej. Określenie pełnego katalogu procesów rynku energii jest niezbędne dla zapewnienia przejrzystości zobowiązań wszystkich uczestników rynku energii, zarówno użytkowników systemu elektroenergetycznego obowiązanych realizować procesy rynku energii za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE), jak i dla Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE), tak aby można było ocenić wywiązywanie się przez ww. podmioty z nałożonych na nich obowiązków. Rozporządzenie określi katalog procesów rynku energii, których realizacja za pośrednictwem CSIRE będzie obowiązkowa dla użytkowników systemu. Katalog procesów rynku energii zawiera podstawowe procesy realizowane obecnie na rynku energii elektrycznej, biorąc pod uwagę jak największą użyteczność CSIRE dla użytkowników systemu.	11 stycznia 2022 roku Minister Klimatu i Środowiska podpisał rozporządzenie.	Weszło w życie 16 lutego 2022 roku .	Rozporządzenie będzie miało istotny wpływ przede wszystkim na segment Dystrybucja, ale także na segmenty: Energetyka Konwencjonalna, Energetyka Odnawialna oraz Obrót.



Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	<p>Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie systemu pomiarowego.</p> <p>Wykaz RCL: UD507</p>	<p>Projekt rozporządzenia jest realizacją delegacji ustawowej zawartej w art. 11x ust. 2 Ustawy Prawo energetyczne, która nakłada na ministra właściwego do spraw energii, obowiązek uregulowania w nim, w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw informatyzacji szczegółowych wymagań i standardów, jakie ma spełniać system pomiarowy. Dodatkowo projekt rozporządzenia stanowi wypełnienie obowiązku określonego w art. 19 ust. 3 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE, zgodnie z którym Państwa Członkowskie przystępujące do wprowadzania inteligentnych systemów opomiarowania przyjmują i publikują minimalne wymagania funkcjonalne i techniczne dotyczące inteligentnych systemów opomiarowania, które mają zostać wprowadzone na ich terytoriach.</p>	<p>Rozporządzenie zostało wydane 22 marca 2022 roku.</p>	<p>Rozporządzenie weszło w życie z dniem 23 kwietnia 2022 roku.</p>	<p>Rozporządzenie będzie miało istotny wpływ przede wszystkim na segment Dystrybucja, ale także na segmenty: Energetyka Konwencjonalna oraz Energetyka Odnawialna oraz Obrót.</p> <p>W zakresie działalności OSD konieczne będzie doprecyzowanie wymagań w zakresie układów pomiarowych, w tym liczników energii elektrycznej oraz systemu pomiarowego.</p>
	<p>Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło.</p> <p>Wykaz RCL: 795</p>	<p>Projekt zmienia w rozporządzeniu wskaźnik referencyjny, który jest integralną częścią procesu taryfowania ciepła z kogeneracji. Zmiany dotyczą:</p> <ul style="list-style-type: none"> zdefiniowania wielkości k będącej elementem wzoru na obliczenie wskaźnika referencyjnego tak, żeby wielkości te mógł obliczać i publikować Prezes URE w zależności od zmian warunków wykonywania działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne obciążających wytwarzanie ciepła w kogeneracji – dla poszczególnych rodzajów paliw, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy – Prawo energetyczne, określenia wielkości k tak by uwzględniała brak w średnich cenach sprzedaży ciepła publikowanych przez Prezesa URE pełnej próby źródeł będących w systemie ETS. 	<p>Rozporządzenie zostało opublikowane 14 marca 2022 roku w Dzienniku Ustaw. Weszło w życie 28 marca 2022 roku.</p>	-	<p>Rozporządzenie ma pozytywny wpływ na segment Ciepłownictwo, zarówno na wytwarzanie ciepła w ciepłowniach, jak i jednostkach kogeneracji. Pozytywne zmiany w procesie taryfowania przyspieszą przeniesienie kosztów działalności spółki i mogą stać się dodatkowym impulsem inwestycyjnym.</p>
	<p>Projekt ustawy o dodatku osłonowym.</p> <p>Wykaz RCL: 1820</p>	<p>Projektowana ustawa ma na celu zapewnienie wsparcia dla ok. 6.84 mln gospodarstw domowych w Polsce, w tym również gospodarstw najuboższych energetycznie, w pokryciu części kosztów energii oraz w pokryciu powiązanych z nimi rosnących cen żywności.</p> <p>Z punktu widzenia GK PGE nałożone zostały dodatkowe obowiązki, w tym informacyjne.</p>	<p>Ustawa opublikowana w Dzienniku Ustaw - Dz.U. 2022 poz. 1. Weszła w życie 4 stycznia 2022 roku</p>	-	<p>Projekt jest istotny z punktu widzenia sprzedawcy energii elektrycznej. Ustawa generuje koszty po stronie segmentu Obrót ze względu na nałożone obowiązki informacyjne. Dodatkowo wprowadzone zostały</p>

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	<p>Projekt rozporządzenia w sprawie określenia szczegółowych warunków utraty statusu odpadów dla odpadów powstających w procesie energetycznego spalania paliw.</p> <p>Wykaz RCL: 655</p>	<p>Celem projektowanego rozporządzenia (zwanego dalej: projektem) jest określenie szczegółowych warunków utraty statusu odpadów dla odpadów powstających w procesie energetycznego spalania paliw. Warunki określone w projekcie mają na celu ujednolicenie procedury utraty statusu odpadów istniejącej już w praktyce biznesowej na podstawie ogólnych warunków statusu odpadów (art. 14 ust. 1 ustawy o odpadach), w zakresie odnoszącym się do odpadów powstających w procesie energetycznego spalania paliw.</p>	<p>Projekt opublikowano i skierowano do konsultacji publicznych 7 lutego 2022 roku.</p>	<p>Analiza nadesłanych uwag przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, a następnie rozpatrzenie projektu na Komisji Prawniczej.</p>	<p>obowiązki osłonowe dla grupy odbiorców wrażliwych.</p> <p>Projekt jest istotny z punktu widzenia zagospodarowania odpadów/UPS w GK PGE, zwłaszcza dla segmentu Energetyka Konwencjonalna i Ciepłownictwo.</p>
	<p>Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie określenia metod analizy ekonomicznej kosztów i korzyści oraz danych lub źródeł danych do celów tej analizy.</p> <p>Wykaz RCL: 794</p>	<p>Projekt rozporządzenia jest wykonaniem zobowiązania do usunięcia naruszenia wskazanego przez KE dotyczącego nieprawidłowego stosowania oraz nieprawidłowej transpozycji dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej.</p> <p>W celu usunięcia wskazanego naruszenia została wprowadzona delegacja dla ministra właściwego do spraw energii do wydania rozporządzenia w sprawie określenia metod analizy ekonomicznej kosztów i korzyści oraz danych lub źródeł danych do celów tej analizy. Celem analizy jest umożliwienie bardziej efektywnej alokacji zasobów poprzez wykazanie wyższości danego przedsięwzięcia nad innymi z punktu widzenia korzyści społecznych.</p>	<p>Projekt opublikowano i skierowano do konsultacji publicznych 29 marca 2022 roku</p>	<p>Skierowane do dalszych prac w Radzie Ministrów.</p>	<p>Projekt ma znaczenie dla segmentu Ciepłownictwo.</p>
	<p>Projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu uproszczenia procedur administracyjnych dla obywateli i przedsiębiorców.</p> <p>Wykaz RCL: UD266</p>	<p>Głównym zamierzeniem projektodawcy jest zmniejszenie obciążeń regulacyjnych niekorzystnych z punktu widzenia prowadzenia działalności gospodarczej. Projekt składa się z szeregu propozycji, które w zamierzeniu mają działać na rzecz bardziej przyjaznego otoczenia regulacyjnego.</p>	<p>Projekt opublikowano i skierowano do konsultacji publicznych 6 kwietnia 2022 roku.</p>	<p>Skierowane do dalszych prac w Radzie Ministrów.</p>	<p>Projekt ma znaczenie dla wszystkich spółek z GK PGE, ponieważ ma na celu wprowadzenie ułatwień administracyjnych.</p>
	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej.</p> <p>Wykaz RCL: UD361</p>	<p>Celem projektu ustawy jest modyfikacja przepisów dotyczących wydawania pozwoleń na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich oraz pozwoleń lub uzgodnień dla kabli lub rurociągów dotyczących zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Dodatkowo projekt wprowadza regulacje dotyczące rozstrzygnięcia remisu w postępowaniach rozstrzygających dla wniosków</p>	<p>24 marca 2022 roku projekt został opublikowany na stronie RCL i skierowany do konsultacji publicznych, które zakończyły się</p>	<p>Analiza przez Ministerstwo Infrastruktury uwag nadesłanych w ramach konsultacji publicznych.</p>	<p>Projekt jest istotny z punktu widzenia GK PGE ze względu na jego wpływ na inwestycje w budowę morskich farm wiatrowych. Projekt reguluje kwestie związane z postępowaniem rozstrzygającym, którego przeprowadzenie będzie</p>



Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
		o wydanie pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich.	7 kwietnia 2022 roku.		niezbędne dla przyznania pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich.
	<p>Projekt rozporządzenia Ministra Infrastruktury zmieniającego rozporządzenie w sprawie oceny wniosków w postępowaniu rozstrzygającym</p> <p>Wykaz RCL: 213</p>	<p>Celem projektu jest doprecyzowanie zasad dla przeprowadzenia postępowania rozstrzygającego niezbędnego dla wyłonienia podmiotu, który uzyska pozwolenie na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich pod budowę morskich farm wiatrowych. Projekt zakłada m.in. zmiany w punktacji za spełnienie kryteriów, jak również w sposobie oceny kryterium dotyczącego finansowania planowanego przedsięwzięcia. Rozstrzyga także kwestie dotyczące przedkładania dokumentów przez podmioty, które sporządzają sprawozdania finansowe, dla których rok obrotowy nie pokrywa się z rokiem kalendarzowym.</p>	<p>24 marca 2022 roku projekt został opublikowany na stronie RCL i skierowany do konsultacji publicznych, które zakończyły się 27 marca 2022 roku.</p>	<p>Analiza przez MI uwag nadesłanych w ramach konsultacji publicznych.</p>	<p>Projekt jest istotny z punktu widzenia GK PGE ze względu na jego wpływ na inwestycje w budowę morskich farm wiatrowych.</p>



ZAGRANICZNE OTOCZENIE REGULACYJNE

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
Europejski Zielony Ład/ Pakiet Fit for 55					
	<p>Dyrektywa 2003/87/WE ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w UE (dyrektywa ETS) i akty wykonawcze oraz delegowane. Decyzja 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (decyzja MSR).</p>	<p>Przeciwdziałanie zmianom klimatu. Stworzenie poprzez odpowiedni sygnał cenowy CO₂ zachęt inwestycyjnych do rozwijania źródeł niskoemisyjnych.</p>	<p>14 lipca 2021 roku KE zaprezentowała projekt reformy dyrektywy ETS i decyzji MSR (odpowiednie wnioski legislacyjne). Komisją wiodącą w sprawie projektu reformy dyrektywy ETS w Parlamencie Europejskim jest komisja środowiskowa (ENVI), a posłem sprawozdawcą został Peter Liese (EPL, DE). Natomiast, komisją wiodącą ws. decyzji MSR jest komisja środowiskowa a posłem sprawozdawcą został Cyrus Engerer (S&D, MT).</p> <p>5 kwietnia 2022 roku na sesji plenarnej PE przyjął stanowisko do rewizji decyzji MSR, w którym opowiedział się za wydłużeniem funkcjonowania MSR do 2030 roku. Po 2023 roku 23% nadwyżki rynkowej ma znaleźć się w MSR. Ponadto, PE opowiedział się za utrzymaniem 24% współczynnika transferu uprawnień do rezerwy (<i>intake rate</i>) oraz za limitem 200 mln uprawnień utrzymywanych w MSR.</p> <p>20 kwietnia 2022 roku komisja ITRE (jako komisja stowarzyszona) przyjęła stanowisko w sprawie zmian w dyrektywie ETS.</p> <p>17 maja 2022 roku stanowisko przyjęła komisja ENVI. Komisja ENVI postuluje szereg zmian do dyrektywy ETS. Najbardziej istotną jest zaproponowanie wyższego celu redukcji emisji (67% względem 2005 roku dla sektorów ETS) niż ten, który</p>	<p>Wniosek legislacyjny jest procedowany zgodnie ze zwykłą procedurą prawodawczą przez Parlament Europejski i Radę. Stanowisko do rewizji dyrektywy ETS będzie głosowane w trakcie sesji plenarnej PE 6-9 czerwca 2022 roku.</p> <p>PE chce w drugiej połowie 2022 roku rozpocząć negocjacje z Radą oraz z KE nad ostatecznym kształtem porozumienia międzyinstytucjonalnego. Osiągnięcie w Radzie porozumienia ogólnego dotyczącego rewizji dyrektywy ETS i decyzji MSR jest priorytetem dla obecnej prezydencji francuskiej. Nastąpi to przypuszczalnie pod koniec czerwca 2022 roku.</p> <p>KE zakłada, że negocjacje na poziomie instytucji UE mogą potrwać do 2023 roku, tak aby w UE wyższe cele mogły być wdrażane od 2024 roku.</p> <p>Termin transpozycji zmian w dyrektywie ETS został zapisany w projekcie jako 31 grudnia 2023 roku.</p>	<p>Poprawa konkurencyjności źródeł odnawialnych i w krótkiej perspektywie czasu jednostek gazowych, kosztem jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwa wysokoemisyjne. Wzrost kosztów operacyjnych konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej. Możliwe uzyskanie bezpośredniego wsparcia inwestycyjnego w ramach Funduszu Modernizacyjnego oraz Funduszu Innowacyjnego. Kolejna rewizja dyrektywy ETS i decyzji MSR spowoduje dalszy wzrost cen uprawnień do emisji.</p>

			wynika z wniosku legislacyjnego KE (61% względem 2005 roku). Pozostałe zmiany zmierzają m.in. do szybszej ścieżki odstawienia darmowej alokacji dla przemysłu w związku z wprowadzeniem CBAM ⁴ , ograniczenia nadmiernych wzrostów cen uprawnień oraz ograniczenia roli instytucji finansowych na rynku ETS.		
	Dyrektywa 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa OZE).	Dostosowanie legislacji związanej ze zwiększaniem udziału energii odnawialnej w odniesieniu do nowego, wyższego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE w 2030 roku.	14 lipca 2021 roku KE w ramach pakietu legislacyjnego Fit for 55 przedstawiła wniosek legislacyjny obejmujący projekt zmiany dyrektywy OZE. Proponuje on szereg środków, które mają umożliwić osiągnięcie wiążącego, wyższego celu udziału energii z odnawialnych źródeł w końcowym zużyciu energii brutto wynoszącego 40% w 2030 roku na poziomie UE. Komisją wiodącą w Parlamencie Europejskim jest Komisja Przemysłu, Badań Naukowych i Energii (ITRE), a posłem sprawozdawcą został Markus Pieper (EPL, DE).	Wniosek legislacyjny podlega dalszym pracom w Radzie oraz Parlamencie Europejskim. Przyjęcie podejścia ogólnego Rady spodziewane jest w II kwartale 2022 roku , a końcowego raportu komisji ITRE w PE 13 lipca 2022 roku (wstępna data). Jako datę transpozycji do prawa krajowego proponuje się 31 grudnia 2024 roku .	Poprawa konkurencyjności niskoemisyjnych źródeł energii w porównaniu do energii ze źródeł wysokoemisyjnych. Większy udział źródeł odnawialnych w polskim miksie energetycznym do 2030 roku.
	Dyrektywa 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (dyrektywa EED).	Dostosowanie legislacji związanej z poprawą efektywności energetycznej w odniesieniu do nowego, wyższego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE w 2030 roku.	14 lipca 2021 roku KE w ramach pakietu legislacyjnego Fit for 55 przedstawiła wniosek legislacyjny dotyczący projektu zmiany dyrektywy EED. Proponuje on szereg środków, które mają umożliwić osiągnięcie na poziomie UE wiążącego celu redukcji zużycia energii o co najmniej 9% w 2030 roku w porównaniu do roku 2020. Komisją wiodącą w Parlamencie Europejskim jest komisja ITRE, a posłem sprawozdawcą został Niels Fuglsang (S&D, DK).	Wniosek legislacyjny podlega dalszym pracom w Radzie oraz Parlamencie Europejskim. Przyjęcie podejścia ogólnego Rady spodziewane jest w II kwartale 2022 roku , a końcowego raportu komisji ITRE w PE 14 czerwca 2022 roku (wstępna data). Termin transpozycji dyrektywy do prawa krajowego nie został wskazany w opublikowanym projekcie.	Poprawa konkurencyjności niskoemisyjnych źródeł energii w porównaniu do energii ze źródeł wysokoemisyjnych w szczególności w systemach ciepłowniczych. Szybsze tempo wypierania kogeneracji węglowej z systemów ciepłowniczych w związku z wprowadzeniem nowego kryterium emisyjnego. Konieczność szerszego rozwijania źródeł odnawialnych w systemach ciepłowniczych. Wyższy współczynnik rocznych oszczędności energii finalnej

⁴ CBAM - Carbon Border Adjustment Mechanism – mechanizm, którego istotą jest obciążenie finansowe produktów importowanych do UE z krajów o niższych standardach środowiskowych, aby nie były one tańsze od ich odpowiedników produkowanych na terytorium UE.

					<p>będzie wpływać na zwiększenie obciążeń systemem świadectw efektywności energetycznej.</p>
 	<p>Dyrektywa 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (dyrektywa EPBD).</p>	<p>Dostosowanie legislacji związanej z poprawą charakterystyki energetycznej budynków w UE w odniesieniu do celu neutralności klimatycznej do 2050 roku oraz do nowego, wyższego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE w 2030 roku.</p>	<p>15 grudnia 2021 roku KE w ramach kolejnego etapu pakietu legislacyjnego Fit for 55 przedstawiła wniosek legislacyjny dotyczący projektu zmiany dyrektywy EPBD. Nowa dyrektywa ma przyczynić się do osiągnięcia do 2050 roku zeroemisyjności wszystkich budynków. Postem sprawozdawcą w ramach wiodącej komisji ITRE w PE został Ciarán Cuffe (Zieloni, IR).</p> <p>1 kwietnia 2022 roku zakończyły się konsultacje publiczne KE. GK PGE złożyła swoje stanowisko, w którym podnosi potrzebę:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ zastąpienia wymogu zasilania nowych i zmodernizowanych zeroemisyjnych budynków wyłącznie energią z OZE lub ciepłem odpadowym, ciepłem z efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych, aby uwzględnić też ciepło wytwarzane z gazu ziemnego, ▪ utrzymania zachęt finansowych dla zakupu kotłów na paliwa gazowe, ▪ uwzględnienia wpływu przepisów na OSD, w tym na rynek usług elastyczności i roli energii elektrycznej w pokryciu zapotrzebowania budynków na energię pierwotną. 	<p>Wniosek legislacyjny został skierowany do dalszych prac w Radzie oraz Parlamencie Europejskim.</p> <p>Termin transpozycji dyrektywy do prawa krajowego nie został wskazany w opublikowanym projekcie.</p>	<p>Poprawa konkurencyjności odnawialnych źródeł energii jako źródła ciepła w budynkach.</p> <p>Zmniejszenie zapotrzebowania budynków na ciepło w związku z poprawą ich charakterystyki energetycznej.</p> <p>Szybsze tempo wypierania wszystkich paliw kopalnych w sektorach ciepłownictwa, w tym systemowego.</p> <p>Potencjalne zahamowanie rozwoju istniejących systemów ciepłowniczych ze względu na proponowane wymogi dla nowych i modernizowanych budynków.</p>

	<p>Dyrektywa 2003/96/WE w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej (dyrektywa ETD).</p>	<p>Dostosowanie legislacji związanej z opodatkowaniem produktów energetycznych i energii elektrycznej do nowego, wyższego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE w 2030 roku.</p>	<p>14 lipca 2021 roku KE w ramach pakietu legislacyjnego Fit for 55 przedstawiła wniosek legislacyjny obejmujący projekt rewizji dyrektywy ETD. Komisją wiodącą w Parlamencie Europejskim jest Komisja Polityki Gospodarczej (ECON), a posłem sprawozdawcą został Johan van Overtveldt (EKR, BE).</p>	<p>Wniosek legislacyjny podlega dalszym pracom w Radzie i Parlamencie Europejskim. Wniosek ten jest procedowany zgodnie ze szczególną procedurą prawodawczą (procedura konsultacji) przez Parlament Europejski i Radę. Planowane zakończenie prac nad stanowiskiem Parlamentu Europejskiego – III kwartał 2022 roku. Proponowany termin transpozycji dyrektywy to 1 stycznia 2023 roku.</p>	<p>Podwyższenie minimalnych stawek opodatkowania produktów energetycznych.</p>
	<p>Rozporządzenie w sprawie wspierania infrastruktury paliw alternatywnych (rozporządzenie AFIR).</p>	<p>Celem przyjęcia nowego rozporządzenia, które uchyla dyrektywę ws. rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych jest zapewnienie szybszego rozwoju infrastruktury ładowania i wdrożenia celów w zakresie minimalnego rozmieszczenia stacji ładowania, w tym celów dotyczących odległości pomiędzy punktami ładowania w całej transeuropejskiej sieci transportowej (TEN-T).</p>	<p>14 lipca 2021 roku KE w ramach pakietu legislacyjnego Fit for 55 przedstawiła wniosek legislacyjny obejmujący projekt rozporządzenia AFIR. Komisją wiodącą w Parlamencie Europejskim jest Komisja Transportu i Turystyki (TRAN), a posłem sprawozdawcą został Ismail Ertug (S&D, DE).</p>	<p>Wniosek legislacyjny podlega dalszym pracom w Radzie oraz Parlamencie Europejskim. Przyjęcie końcowego raportu komisji TRAN w PE spodziewane jest 11 lipca 2022 roku.</p>	<p>Konieczność przygotowania sieci elektroenergetycznej do realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia AFIR w obszarze dystrybucyjnym.</p>



Rozporządzenie w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej (rewizja rozporządzenia TEN-E).

Określenie wytycznych dotyczących rozwoju transeuropejskiej infrastruktury energetycznej i nowych kryteriów dla projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (PCI).

14 grudnia 2021 roku w trilogach pomiędzy PE, KE i Radą osiągnięto wstępne porozumienie dotyczące nowego kształtu przepisów rozporządzenia TEN-E.

5 kwietnia 2022 roku PE zatwierdził na posiedzeniu plenarnym zawarte porozumienie.

W uzgodnionej w trilogach treści rozporządzenia znalazła się nowa kategoria infrastruktury radialnej na potrzeby morskich farm wiatrowych oraz nowe, w większym stopniu zliberalizowane kryteria dla projektów inteligentnych sieci elektroenergetycznych.

Przewidywane jest, że **w II kwartale 2022 roku** nowe rozporządzenie zostanie opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE.

Określenie zasad realizacji PCI to potencjalna szansa dla niektórych inwestycji GK PGE, które będą mogły ubiegać się o status projektów PCI, mogących uzyskać wsparcie finansowe z instrumentu „Łącząc Europę”.



Dyrektywa 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola).

Wprowadzenie nowych wymagań zaostających sposób określenia poziomu emisji w pozwoleniu zintegrowanym, zasady uzyskiwania derogacji od wymagań BAT i przyznających nowe kompetencje KE. Zwiększany jest udział społeczeństwa w postępowaniu odwoławczym. Operatorzy zobligowali będą wprowadzić System Zarządzania Środowiskowego, który będzie zawierał m.in. plan transformacji do 2050 roku w kierunku zrównoważonej, czystej i neutralnej dla klimatu gospodarki o obiegu zamkniętym.



5 kwietnia 2022 roku KE zaprezentowała projekt zmian w dyrektywie. KE proponuje:

- zmianę zasad określania progów emisji wg BAT, w tym konieczność uzasadnienia osiągalnego poziomu emisji,
- wprowadzenie wymogów odnoszących się do efektywności energetycznej,
- zwiększenie udziału społeczeństwa w postępowaniu;
- wprowadzenie obowiązkowego systemu zarządzania środowiskowego,
- możliwość dochodzenia roszczeń za szkody wywołane działaniem instalacji i zmiany ciężaru dowodowego,
- zmianę zasad przyznawania derogacji, w tym przygotowanie wytycznych przez KE.

Wniosek legislacyjny podlega dalszym pracom w Radzie i Parlamencie Europejskim. Wejście w życie nowej dyrektywy planowane jest na **koniec 2024 roku**.

Wejście w życie zaproponowanych rozwiązań może spowodować poniesienie dodatkowych nakładów inwestycyjnych w segmentach Energetyka Konwencjonalna oraz Ciepłownictwo.

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

	<p>Rozporządzenie 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>2 lutego 2022 roku KE zaprezentowała akt delegowany określający szczegółowe techniczne kryteria przesiewowe w zakresie wykorzystania energii jądrowej i gazu. 9 marca 2022 roku KE oficjalnie przyjęła ten akt delegowany.</p> <p>7 kwietnia 2022 roku komisje ECON i ENVI zdecydowały o rozpoczęciu procedury sprzeciwu ze strony Parlamentu Europejskiego do wspomnianego aktu delegowanego.</p> <p>W I kwartale 2022 roku Platforma na rzecz zrównoważonego finansowania opublikowała:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ raport odnośnie taksonomii działań szkodliwych i działań nie mających istotnego wpływu na środowisko, ▪ raport odnośnie społecznej taksonomii, ▪ raport odnośnie technicznych kryteriów przesiewowych dla kolejnych celów środowiskowych. 	<p>Uływ terminu na zgłoszenie sprzeciwu do aktu delegowanego dot. energii jądrowej i gazu - III/IV kwartał 2022 roku.</p>	<p>Wpływ na dostępność oraz koszt środków finansowych pozyskiwanych przez spółki GK PGE na inwestycje. Bezpośredni wpływ na pozyskanie kapitału zewnętrznego dla inwestycji w kondensację i wysokosprawną kogenerację gazową, w zależności od lokalizacji i spełnienia kryteriów określonych przez dodatkowy akt delegowany.</p> <p>Obowiązek włączenia 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>
	<p>Wytyczne Komisji Europejskiej w sprawie udzielania pomocy publicznej dla klimatu, ochrony środowiska i energii 2022 (CEEAG).</p>	<p>Określenie nowych zasad udzielania pomocy publicznej, dostosowanych do nowych celów UE wynikających z przyjęcia Prawa klimatycznego.</p>	<p>27 stycznia 2022 roku wytyczne CEEAG zostały formalnie przyjęte przez Komisję Europejską i weszły w życie. Publikacja w Dzienniku Urzędowym miała miejsce 18 lutego 2022 roku.</p>	<p>-</p>	<p>Zmiana warunków uzyskania pomocy publicznej w GK PGE. Część postanowień zaostrza kryteria uzyskania pomocy publicznej, inne doprecyzowują zasady jej uzyskania.</p>



Rewizja rozporządzenia nr 651/2014 z 17 czerwca 2014 roku uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (rozporządzenie GBER).

Rozporządzenie ma na celu ułatwienie państwom członkowskim wdrażania środków pomocy państwa bez konieczności dokonywania uprzedniego zgłoszenia, w obszarze:


- pomocy regionalnej,
- pomocy na finansowanie ryzyka,
- pomocy na działalność badawczą, rozwojową i innowacyjną,
- pomocy na ochronę środowiska i cele związane z energią.

Projekt zmian rozszerza zbiór środków wyłączonych z obowiązku uprzedniego zgłoszenia oraz podnosi progi, powodujące obowiązek zgłoszenia w odniesieniu do środków na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią, gdy jest to obiektywnie uzasadnione. Ma on również na celu zapewnienie dodatkowej elastyczności, przez uwzględnienie wyższych poziomów intensywności pomocy, w szczególności gdy pomoc jest przyznawana w ramach procedury przetargowej zgodnej z zasadami konkurencji. Konsultacje publiczne projektu zakończone zostały **8 grudnia 2021 roku**.

W I połowie 2022 roku odbędzie się spotkanie z Komitetem Doradczym ds. Pomocy Państwa (składającym się z ekspertów i Komisji Europejskiej). Będzie ono miało miejsce po analizie przez Komisję Europejską uwag otrzymanych podczas konsultacji publicznych. **W połowie 2022 roku** planowane jest przyjęcie rozporządzenia i jego publikacja.






Zmiana warunków notyfikowania pomocy publicznej w GK PGE. Część postanowień zaostreza kryteria uzyskania pomocy publicznej, inne doprecyzowują zasady jej uzyskania.

Dodatkowe informacje z obszaru zagranicznego otoczenia regulacyjnego

Segmenty	Postępowanie	Cel skargi	Główne wydarzenia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
Skarga Republiki Czeskiej przeciwko Rzeczypospolitej Polskiej (sygn. C-121/21) wraz z wnioskiem o zastosowanie środka tymczasowego					
	<p>Postępowanie w sprawie Republika Czeska przeciwko Polsce (sygn. C 121/21).</p>		<p>3 lutego 2022 roku rzecznik generalny wydał opinię w przedmiocie skargi i uznał część zarzutów strony czeskiej za zasadne.</p> <p>3 lutego 2022 roku premierzy rządów polskiego i czeskiego parafowali umowę dwustronną określając warunki wycofania skargi Czech z Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej.</p> <p>4 lutego 2022 roku Republika Czeska poinformowała Trybunał, że, zgodnie z art. 147 § 1 regulaminu postępowania, wskutek zawartej z Rzeczypospolitą Polską ugody w przedmiocie rozstrzygnięcia niniejszego sporu, zrzeka się ona wszelkich roszczeń. Wobec powyższego, 4 lutego 2022 roku Prezes Trybunału Sprawiedliwości wydał postanowienie w przedmiocie wykreślenia sprawy z rejestru.</p>	-	<p>Wpływ na funkcjonowanie kompleksu energetycznego w Turowie w wyniku realizacji postanowień umowy dwustronnej. Eksploatacja złożyła zgodnie z warunkami wynikającymi z koncesji.</p>

3. Działalność Grupy Kapitałowej PGE

3.1. Podstawowe segmenty działalności GK PGE

	 Energetyka Konwencjonalna	 Ciepłownictwo	 Energetyka Odnawialna	 Dystrybucja	 Obrót
Kluczowe aktywa segmentu	5 elektrowni konwencjonalnych 2 kopalnie węgla brunatnego	16 elektrociepłowni	17 farm wiatrowych ¹ 5 elektrowni fotowoltaicznych 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	297 189 km linii dystrybucyjnych	-
Moc zainstalowana energia elektryczna/energia ciepła	12 852 MWe/844 MWt	2 608 MWe/6 919 MWt	2 331 MWe/-	-	-
Wolumeny energii elektrycznej	Produkcja energii elektrycznej netto 13,61 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 2,80 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 0,91 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 9,79 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 9,09 TWh ²
Wolumeny energii cieplnej	Produkcja ciepła netto 1,21 PJ	Produkcja ciepła netto 20,63 PJ	-	-	-
Pozycja rynkowa	GK PGE jest liderem w dziedzinie wydobycia węgla brunatnego w Polsce (93%) GK PGE jest również krajowym liderem w produkcji energii elektrycznej oraz największym wytwórcą ciepła	-	GK PGE jest największym producentem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (bez uwzględniania biomasy i biogazu) z rynkowym udziałem ok. 8%	Drugi pod względem ilości klientów dystrybutor energii elektrycznej w kraju	Lider w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce

¹Podpisano umowę warunkową na nabycie 3 lądowych farm o łącznej mocy 84,2 MW. Warunkiem zawieszającym transakcji jest uzyskanie zgody Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Zamknięcie Transakcji planowane jest w II kwartale 2022 roku.

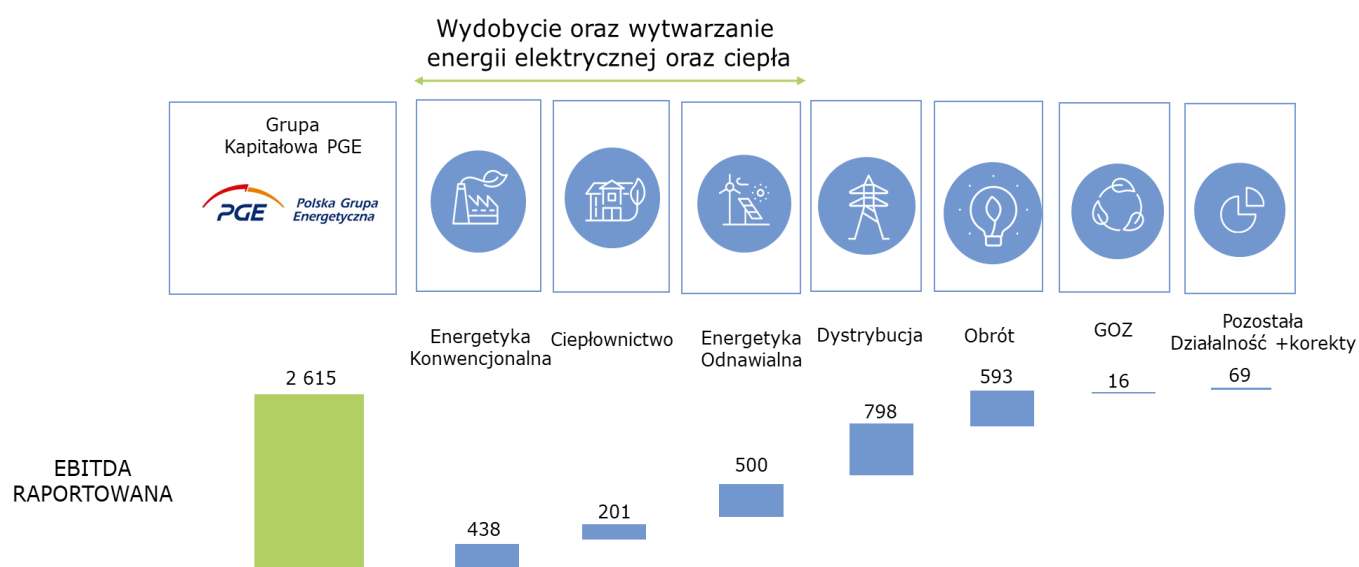
²Dane dotyczą PGE Obrót S.A.

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. EBITDA umożliwia porównywanie wyników spółek, abstrahując od wartości ich majątku, poziomu zadłużenia oraz obowiązujących stawek podatku dochodowego.

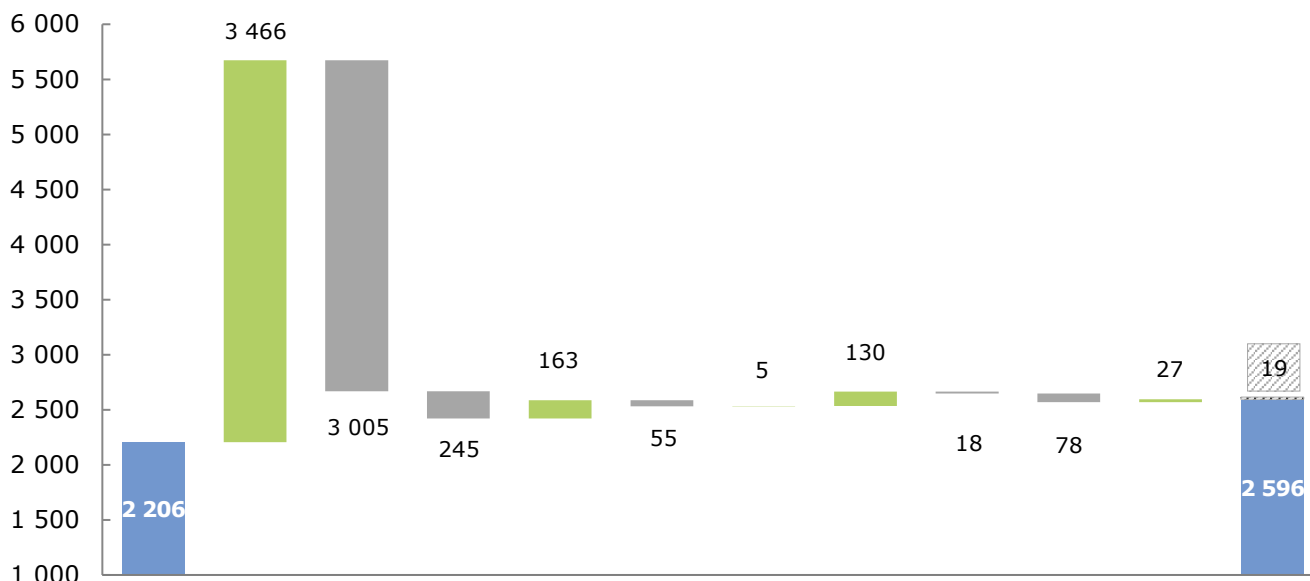
Na skonsolidowany wynik Grupy PGE składają się wyniki finansowe poszczególnych segmentów działalności. Największy udział w wyniku Grupy za I kwartał 2022 roku mają segmenty: Dystrybucja (31%) oraz Obrót (23%). Segment Energetyka Odnawialna odpowiada za 19% EBITDA, segment Energetyka Konwencjonalna za 17% EBITDA, natomiast segment Ciepłownictwo wypracował 8% EBITDA.

Wykres: Podstawowe dane finansowe GK PGE (mln PLN)



SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

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



	EBITDA I kw. 2021	Wynik na sprzedaży energii elektrycznej u wytwórców ¹	Uprawn. do emisji CO ₂ ²	Koszty paliwa	Przych. z tytułu wsp. z wysokospr. kogeneracji i PM	Przychody RUS ³	Wynik na sprzedaży e.e. do odbiorców finalnych ⁴	Marża na usługach dystryb. ⁵	Koszty osobowe	Koszty aktywowane	Pozostałe ⁶	EBITDA I kw. 2022
Odchylenie		3 466	-3 005	-245	163	-55	5	130	-18	-78	27	
EBITDA raportowana I kw. 2021	2 206											
Zdarzenia jednorazowe I kw. 2021	0											
EBITDA powtarzalna I kw. 2021	2 206	4 233	1 919	1 316	70	98	260	1 108	1 350	117		
EBITDA powtarzalna I kw. 2022		7 699	4 924	1 561	233	43	265	1 238	1 368	39		2 596
Zdarzenia jednorazowe I kw. 2022												19
EBITDA raportowana I kw. 2022												2 615

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

¹Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej pomniejszony o koszt zakupu energii elektrycznej.

² Skorygowane o wynik na odsprzedaży uprawnień do emisji CO₂, który powstał w wyniku redukcji PSE S.A. i działań handlowych oraz wynik na kontraktach forward.

³ RUS-Regulacyjne Usługi Systemowe.

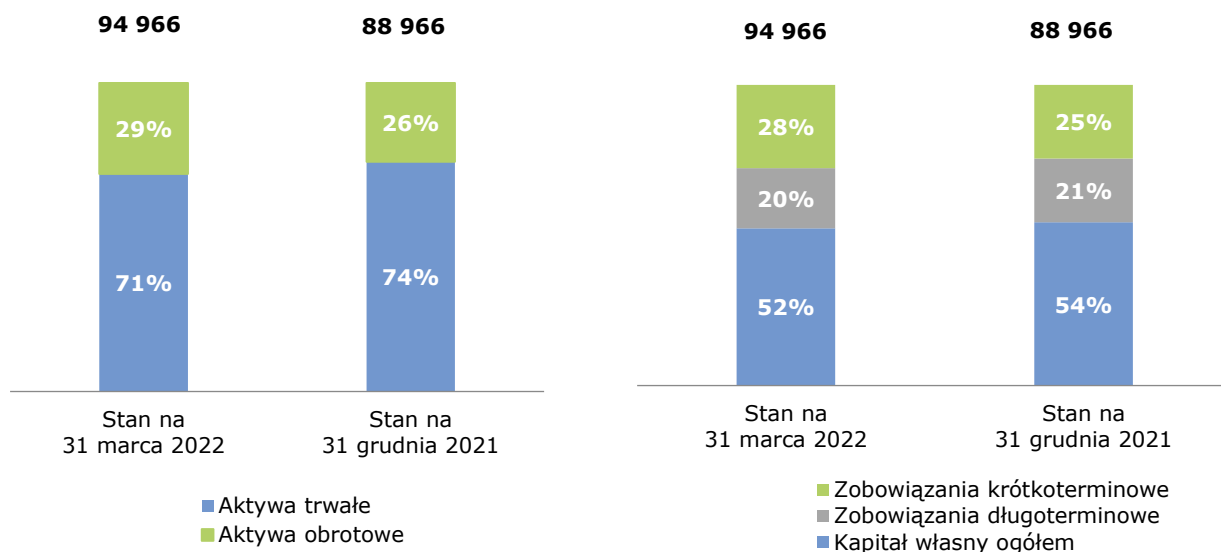
⁴ Z uwzględnieniem korekty marży na prawach majątkowych (PM) na GK PGE.

⁵ Uwzględnia przychody z tytułu usług dystrybucyjnych, koszty usług przesyłowych PSE S.A. i saldo opłat przenoszonych oraz koszty zakupu e.e. na pokrycie różnicy bilansowej..

⁶ Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu rozwiązania rezerwy na prosumentów (zdarzenie jednorazowe).

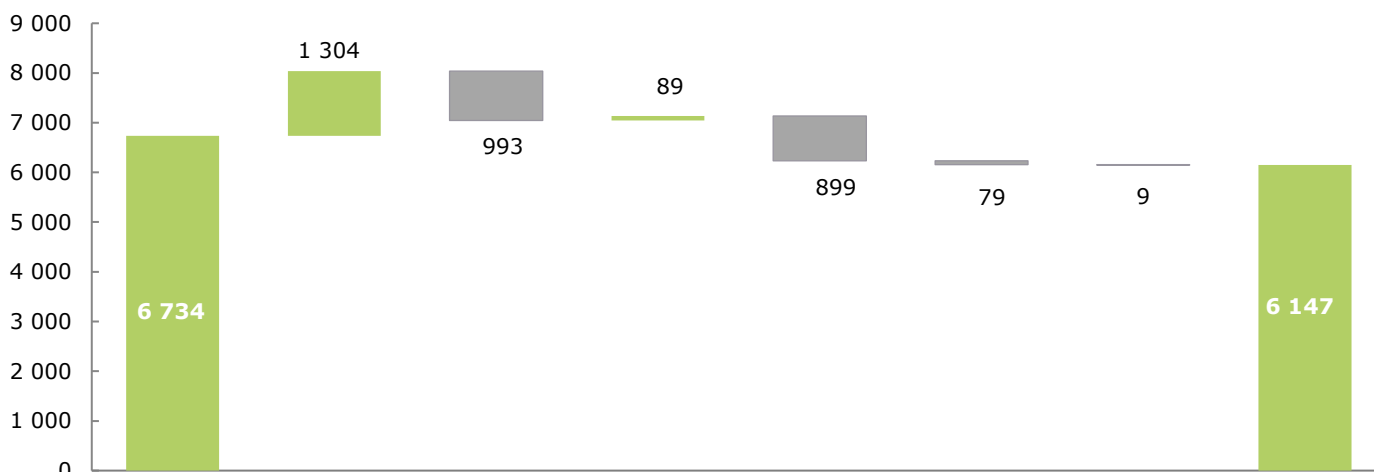
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

Wykres: Struktura Aktywów oraz Kapitałów i Zobowiązań (mln PLN).



SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

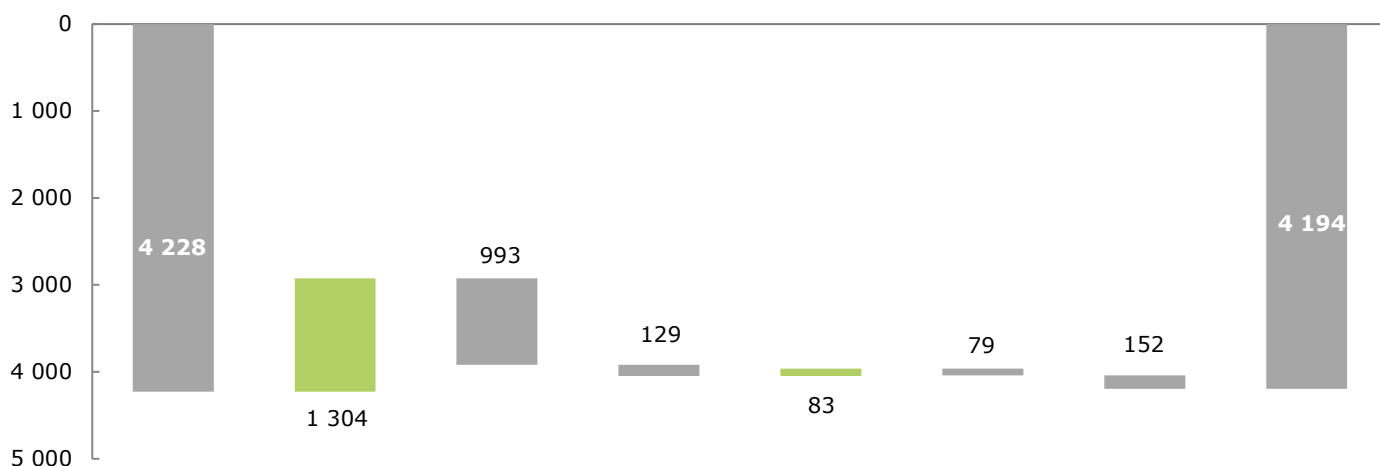
Wykres: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



	Środki pieniężne na 1 stycznia 2022	Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	Nabycie/Sprzedaż rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	Sprzedaż pozostałych aktywów finansowych po potrąceniu przekazanych środ. pien. ¹	Saldo spłat /wpływów z tyt. pożyczek, kredytów, obligacji i leasingu finansowego	Odsetki zapłacone od pożyczek i kredytów oraz obligacji i instrumentów finansowych	Pozostałe	Środki pieniężne na 31 marca 2022
Wpływ na poziom środków pieniężnych		1 304	-993	89	-899	-79	-9	
Środki pieniężne	6 734							6 147

¹Głównie środki pieniężne ze sprzedaży udziałów w Elbest sp. z o.o. (88 mln PLN) po potrąceniu gotówki sprzedawanej spółki (5 mln PLN).

Wykres: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).



	Zadłużenie finansowe netto 31 grudnia 2021	Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	Nabycie/Sprzedaż rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	Zmiana wartości środków o ograniczonej możliwości dysponowania	Sprzedaż udziałów w Elbest sp. z o.o. ¹	Obsługa zadłużenia - odsetki	Pozostałe	Zadłużenie finansowe netto 31 marca 2022
Wpływ na poziom zadłużenia netto		-1 304	993	129	-83	79	152	
Zadłużenie finansowe netto	4 228							4 194

¹Sprzedaż udziałów w Elbest sp. z o.o. (88 mln PLN) po potrąceniu gotówki sprzedawanej spółki (5 mln PLN).

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE W SEGMENTACH DZIAŁALNOŚCI



**Energetyka
Konwencjonalna**

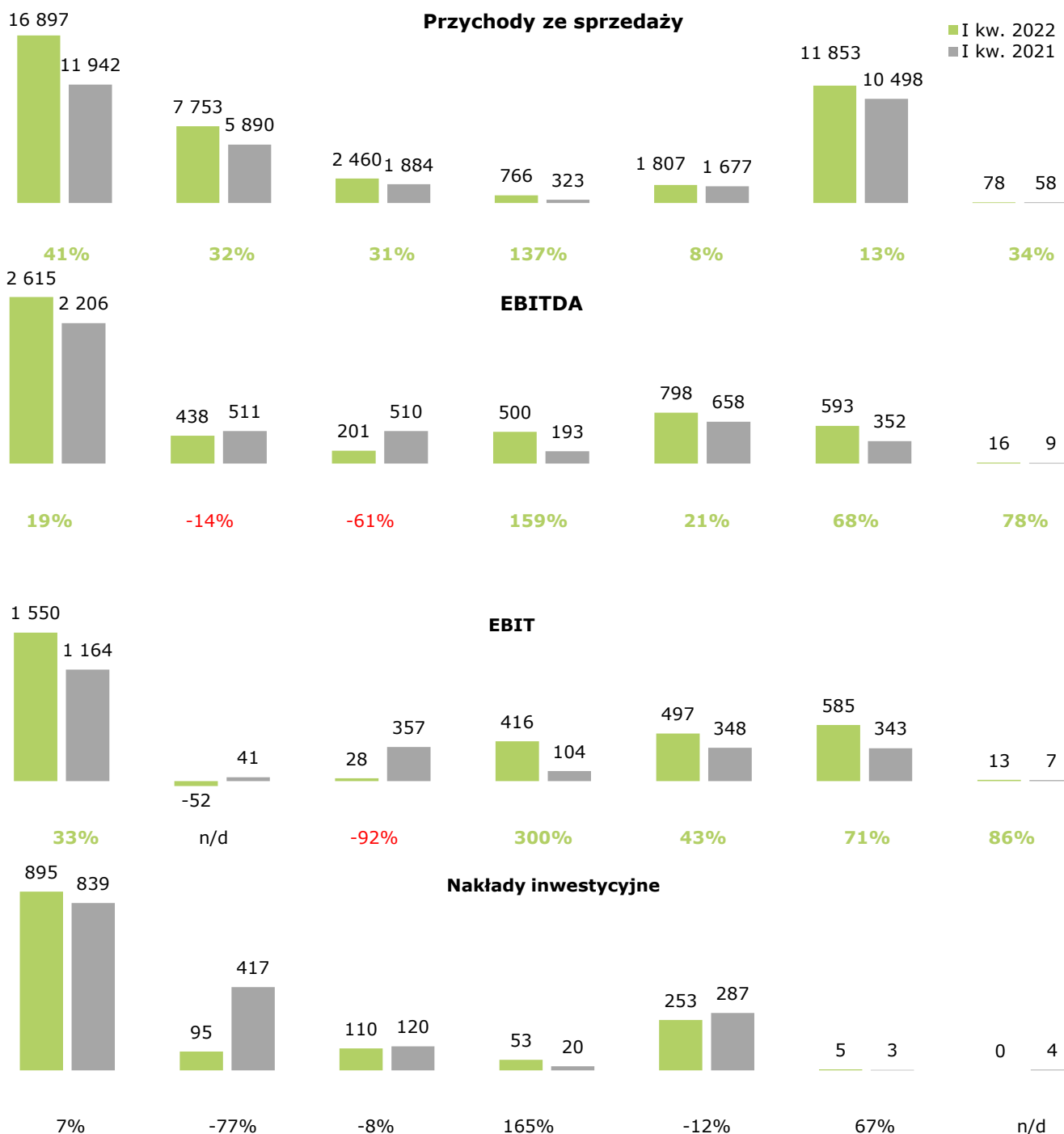
Ciepłownictwo

**Energetyka
Odnawialna**

Dystrybucja

Obrót

**Gospodarka
Obiegu
Zamkniętego**



BILANS ENERGII GK PGE

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

Wolumen sprzedaży	I kwartał 2022	I kwartał 2021	Zmiana %
A . Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, w tym:	26,34	27,25	-3%
▪ Sprzedaż do odbiorców finalnych ¹	9,10	9,67	-6%
▪ Sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym	17,24	17,58	-2%
B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)	10,23	11,38	-10%
C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE	17,32	17,27	0%
D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)	1,21	1,40	-14%

¹Sprzedaż 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 energii na rynku hurtowym z uwzględnieniem rynku bilansującego wynika z sytuacji rynkowej w I kwartale 2022 roku oraz ograniczeń w dostawach węgla kamiennego. Niższy zakup na rynku hurtowym to głównie efekt niższej sprzedaży do odbiorców finalnych w segmencie klientów korporacyjnych.

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej (TWh).

Wolumen produkcji	I kwartał 2022	I kwartał 2021 ¹	Zmiana %
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	17,32	17,27	0%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	10,30	8,76	18%
w tym współspalanie biomasy	0,00	0,00	-
Elektrownie opalane węglem kamiennym	3,31	4,54	-27%
w tym współspalanie biomasy	0,00	0,01	-100%
Elektrociepłownie węglowe	1,58	1,69	-7%
w tym współspalanie biomasy	0,00	0,00	-
Elektrociepłownie gazowe	1,12	1,45	-22%
Elektrociepłownie biomasowe	0,09	0,09	0%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,01	0,01	0%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,22	0,20	10%
Elektrownie wodne	0,14	0,14	0%
Elektrownie wiatrowe	0,55	0,39	41%
w tym produkcja OZE	0,79	0,64	23%

¹W związku ze zmianami w zakresie standardu MSR 16 skorygowano dane za I kwartał 2021 roku, uwzględniając produkcję z bloku nr 7 w EI. Turów od momentu synchronizacji do początku ruchu próbnego w ilości 0,18 TWh.

Poziom produkcji energii elektrycznej w I kwartale 2022 roku ukształtował się na poziomie zbliżonym do okresu porównywalnego.

Wyższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (wzrost o 1,5 TWh) jest efektem wyższego średnio-blokowego obciążenia bloków 1-6 w Elektrowni Turów o 29 MW, tj. o 16% oraz bloków 2-14 w Elektrowni Bełchatów o 25 MW, tj. o 8%. Bloki 1-6 w Elektrowni Turów pozostawały krócej

w remontach o 1 067 h a bloki 2-12 w Elektrowni Bełchatów o 702 h. Dodatkowo produkcja z nowego bloku nr 7 w Elektrowni Turów była wyższa o 0,4 TWh w efekcie niskiej bazy, gdzie w I kwartale 2021 roku blok ten był jeszcze synchronizowany z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym.

Wyższa produkcja na farmach wiatrowych (wzrost o 0,2 TWh) wynika z lepszej wietrzności w I kwartale 2022 roku.

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (spadek o 1,2 TWh) wynika z niższej produkcji w Elektrowni Opole oraz Elektrowni Rybnik, co spowodowane jest dłuższym czasem postoju bloków tych elektrowni w rezerwie: o 2 797 h dla Elektrowni Opole oraz o 1 378 h dla bloków 3-8 w Elektrowni Rybnik.

Niższa produkcja w elektrociepłowniach gazowych (spadek o 0,3 TWh) wynika głównie z niższej produkcji w Elektrociepłowni Lublin Wrotków na skutek wystąpienia awarii bloku w grudniu 2021 roku oraz niższej opłacalności produkcji ze względu na warunki rynkowe.

Produkcja w elektrociepłowniach węglowych, biomasowych, z odpadów komunalnych, szczytowo-pompowych i wodnych utrzymała się na poziomie zbliżonym do okresu porównywalnego.

PRODUKCJA CIEPŁA

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła netto (PJ).

Wolumen produkcji ciepła	I kwartał 2022	I kwartał 2021	Zmiana %
Produkcja ciepła netto w PJ, z czego:	21,84	23,50	-7%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	0,96	1,04	-8%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,24	0,25	-4%
Elektrociepłownie węglowe	16,32	17,06	-4%
Elektrociepłownie gazowe	3,34	4,31	-23%
Elektrociepłownie biomasowe	0,76	0,74	3%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,08	0,04	100%
Elektrociepłownie pozostałe	0,14	0,06	133%

Główny wpływ na niższy poziom produkcji ciepła netto w I kwartale 2022 roku r/r miała temperatura zewnętrzna. Średnie temperatury w 2022 roku były wyższe o 2,3°C r/r, co przełożyło się na niższą produkcję ciepła.

SPRZEDAŻ CIEPŁA

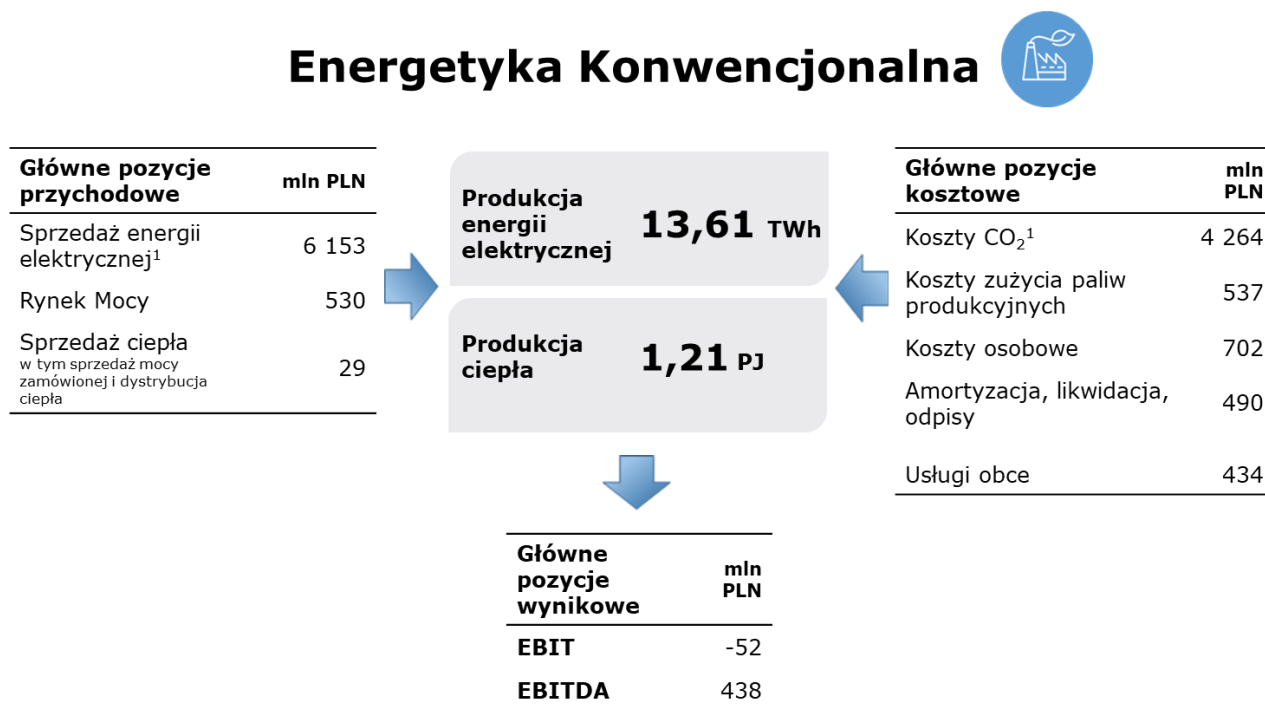
W 2022 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 21,28 PJ i był niższy o 1,68 PJ r/r. Na powyższy wynik wpływ miało głównie niższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane wyższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi niż w 2021 roku.

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.



¹Ujęcie 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. Równolegle, najistotniejszymi pozycjami kosztowymi segmentu, z racji wielkości i zmienności, a tym samym wpływu na wynik operacyjny, są **koszty opłat za emisję CO₂** oraz **koszty zużycia paliw produkcyjnych**, przede wszystkim węgla kamiennego. 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, usługach 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 przychody 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.

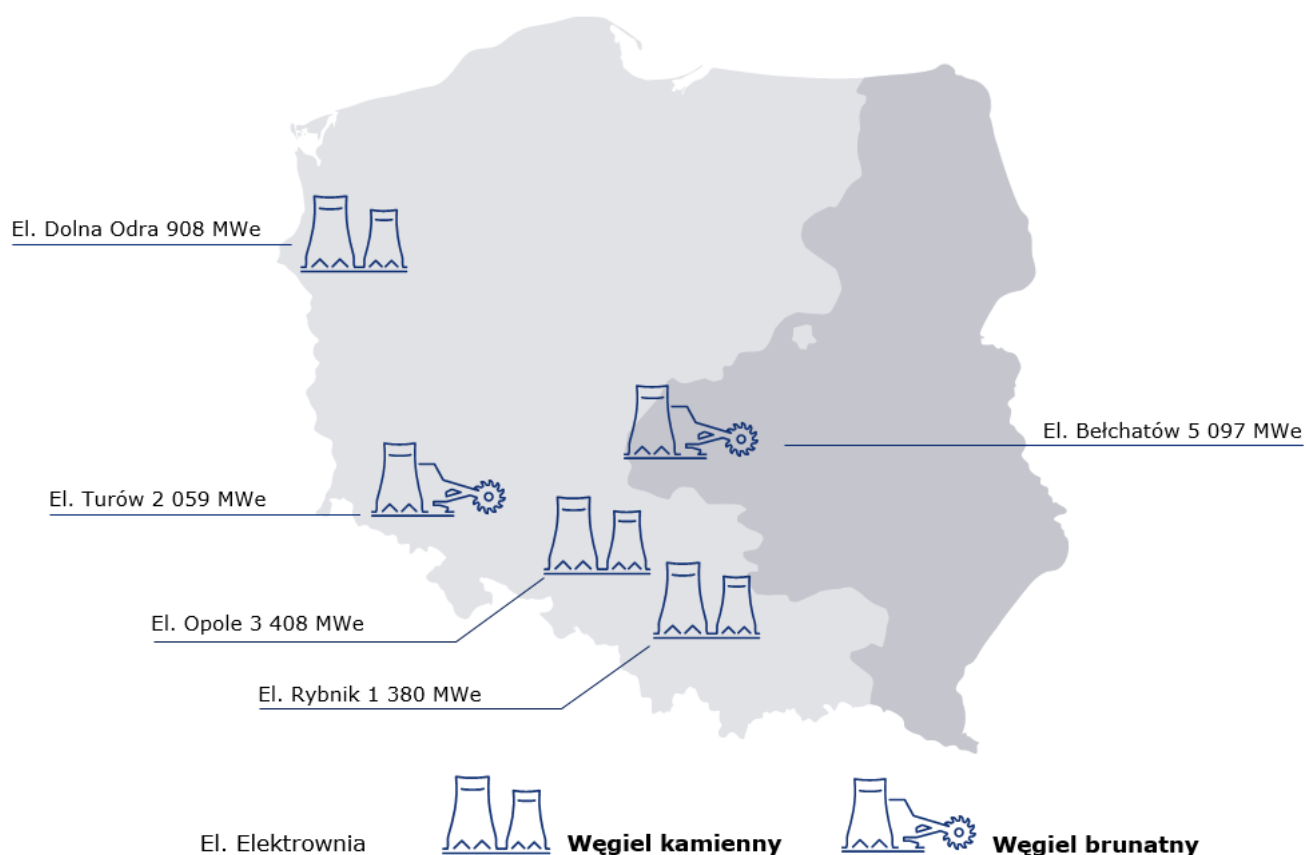
Dodatkowo segment uzyskuje przychody ze sprzedaży ciepła, produkowanego w elektrowniach systemowych. Od 1 lipca 2021 roku EC Szczecin, EC Pomorzany oraz sieć ciepłownicza w Gryfinie zostały włączone w struktury segmentu Ciepłownictwo.

AKTYWA

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

Segment Energetyka Konwencjonalna jest liderem w branży wydobywczej węgla brunatnego (jego udział w rynku wydobywczym tego surowca stanowi 93%⁵ krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii elektrycznej – wytwarza ok. 32%⁶ krajowej produkcji energii elektrycznej brutto. Produkcja oparta jest na węglu brunatnym, wydobywanym z własnych kopalni oraz węglu kamiennym i biomasie.

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

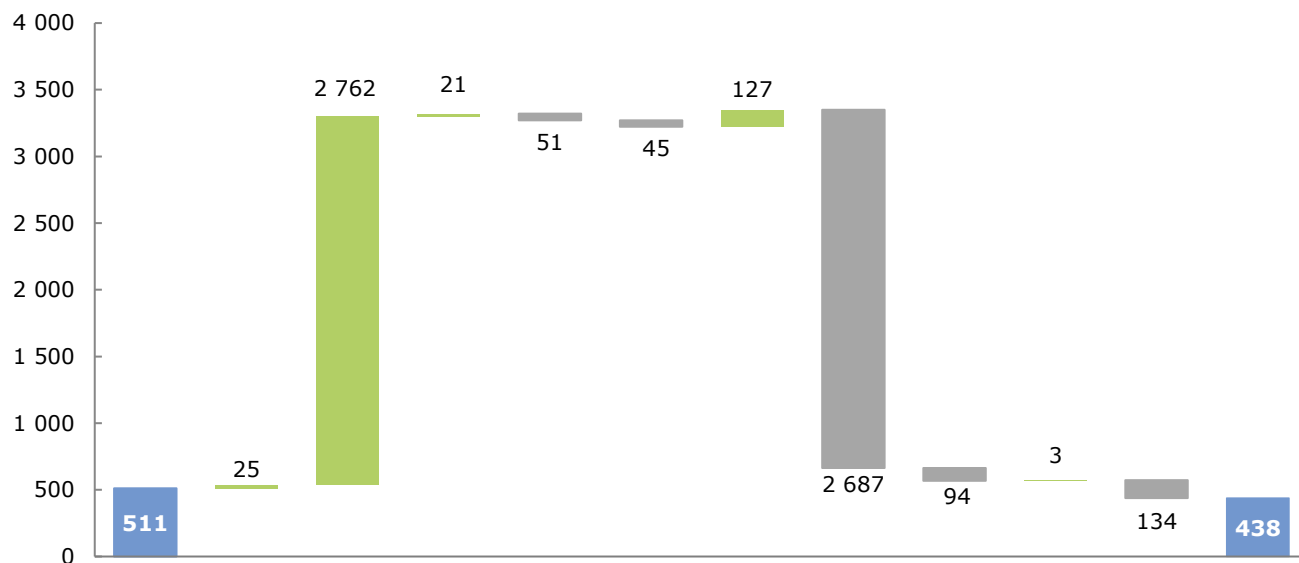


⁵ Wyliczenia własne w oparciu o dane GUS.

⁶ Wyliczenia własne w oparciu o dane PSE S.A.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I kw. 2021	Produkcja e.e. ilość	Produkcja e.e. cena	Rynek Mocy ¹	Przych. RUS	Sprzedaż ciepła	Koszty paliw	Koszty CO ₂ ²	Koszty ZHZW	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I kw. 2022
Odchylenie		25	2 762	21	-51	-45	127	-2 687	-94	3	-134	
EBITDA I kw. 2021	511	3 366	509	90	74	664	1 577	172	705	410		
EBITDA I kw. 2022		6 153	530	39	29	537	4 264	266	702	544		438

¹Ujęcie zarządcze.

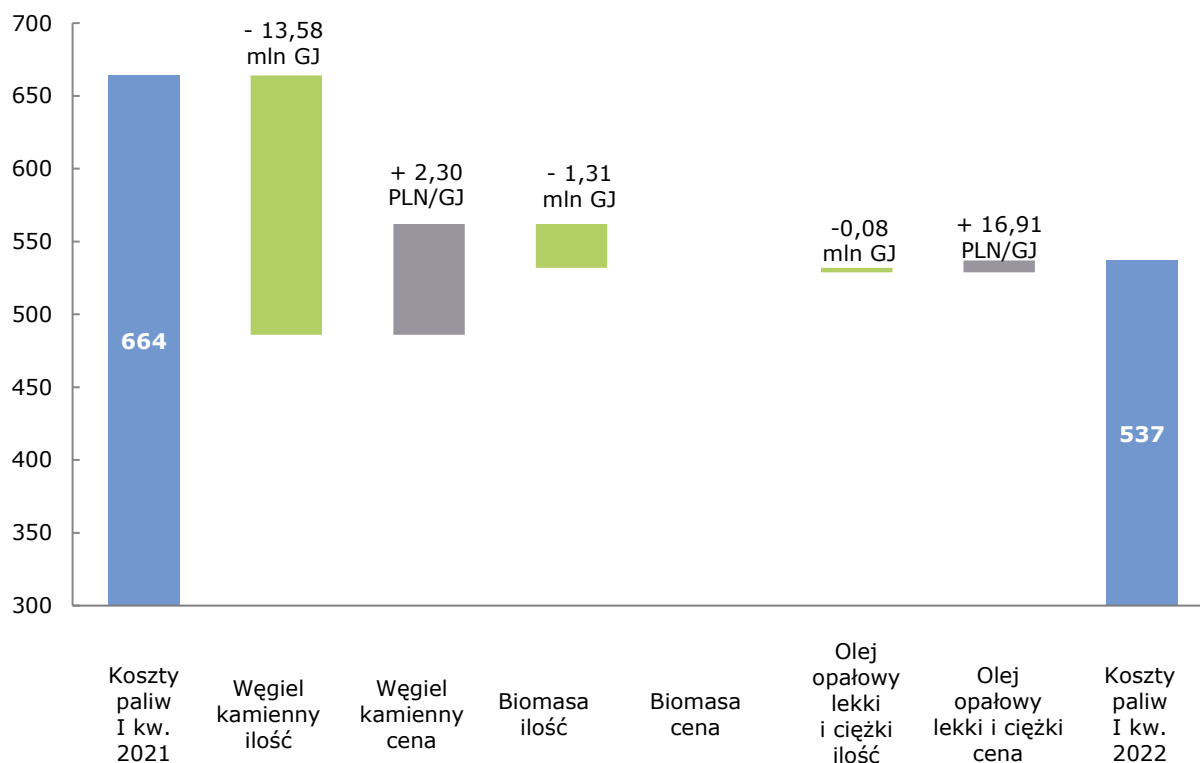
²Koszty pomniejszone o odsprzedaż nadwyżek CO₂ powstałych w wyniku redukcji PSE S.A. i działań handlowych.

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

- **Porównywalny wolumen produkcji energii elektrycznej netto** w PGE GiEK S.A. (+0,3 TWh) (por. pkt 2.2 niniejszego sprawozdania).
- **Wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej** ze względu na wyższe notowania kontraktów terminowych z dostawą w 2022 roku w porównaniu do kontraktów z dostawą w 2021 roku.
- **Wyższy wynik uzyskany z Rynku Mocy**, jako efekt niższej bazy ze względu na opóźnienia w rozruchu bloku nr 7 w Turowie w okresie porównywalnym.
- **Niższe przychody z RUS**, głównie jako efekt niższych przychodów ze świadczenia usługi realokacji mocy.
- **Niższe przychody ze sprzedaży ciepła**, ze względu włączenie od 1 lipca 2021 roku Elektrociepłowni Szczecin i Elektrociepłowni Pomorzany w struktury segmentu Ciepłownictwo.
- **Niższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego, na skutek niższej produkcji na tym paliwie (por. pkt 2.2 niniejszego sprawozdania). Brak kosztów zużycia biomasy to efekt włączenia od 1 lipca 2021 roku Elektrociepłowni Szczecin w struktury segmentu Ciepłownictwo. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO₂** spowodowane wyższym średnim kosztem CO₂ o 175,0 PLN/t. Główne odchylenia zostały przedstawione na wykresie poniżej.

- **Wyższe koszty handlowe** w związku z wyższą wartością zarządzanej energii na skutek wyższej średniej ceny e.e.
- **Niższe koszty osobowe** w związku z prowadzonym procesem optymalizacji zatrudnienia.
- **Wzrost w pozycji pozostałe** wynika głównie z niższego poziomu aktywowania kosztów wykonawstwa własnego inwestycji ze względu na mniejszy zakres realizowanych zadań, wypłacenia darowizny na rzecz Kraju Libereckiego, w związku z podpisaną ugodą pomiędzy rządami Polski i Czech, dotyczącą KWB Turów oraz braku przychodów ze sprzedaży zielonych praw majątkowych na skutek włączenia od 1 lipca 2021 roku Elektrociepłowni Szczecin w struktury segmentu Ciepłownictwo.

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

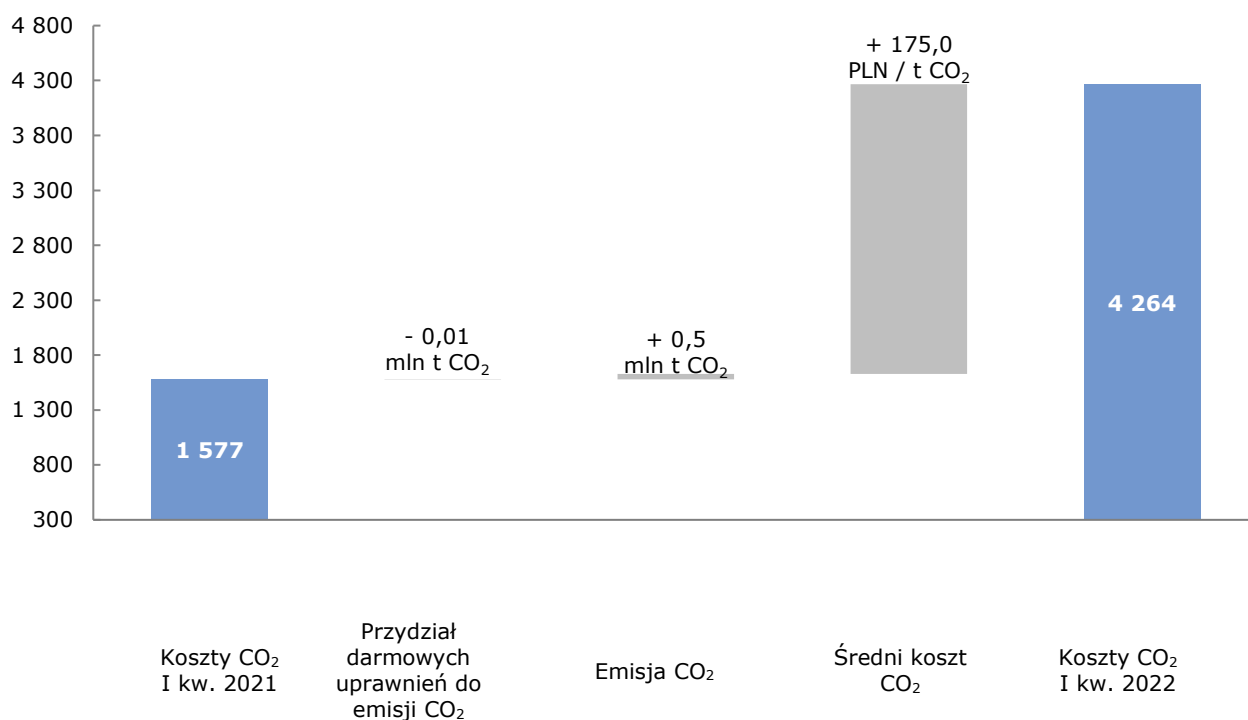


Odchylenie	-178	76	-30	0	-3	8
Koszty paliw I kw. 2021	664	612	30		22	
Koszty paliw I kw. 2022		510	0		27	537

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

Rodzaj paliwa	I kwartał 2022		I kwartał 2021	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 532	510	2 064	612
Biomasa	0	0	160	30
Olej opałowy lekki i ciężki	11	27	13	22
Razem		537		664

Wykres: Koszty CO₂ w segmencie Energetyka Konwencjonalna (mln PLN).



Odchylenie	1	49	2 637	
Koszty CO ₂ I kw. 2021	1 577			
Koszty CO ₂ I kw. 2022				4 264

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO₂ w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

Dane dot. CO ₂	I kwartał 2022	I kwartał 2021	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂ (tony)	15 503	28 829	-46%
Emisja CO ₂ (tony)	15 079 259	14 621 443	3%
Średni koszt CO ₂ (PLN/t CO ₂) ¹	283,1	108,1	162%

¹Ujęcie zarządcze.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna

mIn PLN	I kwartał 2022	I kwartał 2021	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	89	412	-78%
▪ Rozwojowe	0	242	-
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	89	170	-48%
Pozostałe	6	5	20%
Razem	95	417	-77%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	0	0	-
Razem z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu	95	417	-77%

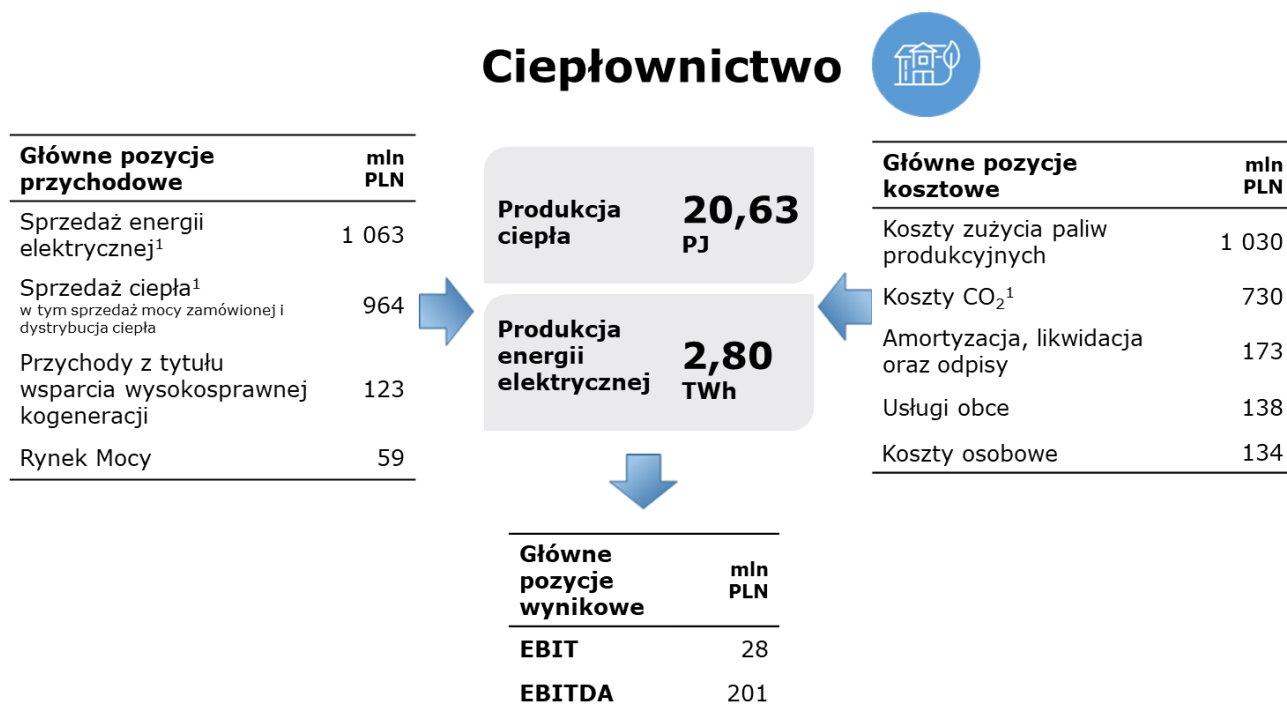
KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE ENERGETYKA KONWENCJONALNA

- Inwestycje modernizacyjne związane ze zmniejszaniem negatywnego wpływu produkcji na środowisko naturalne:
- 3 stycznia 2022 roku przekazano do eksploatacji elektrofiltr blok 4 w Elektrowni Opole, odbiór końcowy po pomiarach gwarancyjnych zrealizowano 7 marca 2022 roku.
- 25 stycznia 2022 roku w Elektrowni Bełchatów zakończono modernizację instalacji odsiarczania spalin bloku 3 i bloku 4 – nastąpiło przekazanie instalacji do eksploatacji.
- 15 lutego 2022 roku w Elektrowni Bełchatów zakończono modernizację instalacji odsiarczania spalin bloku 8 – nastąpiło przekazanie instalacji do eksploatacji.
- 25 lutego 2022 roku zrealizowano etap budowy polegający na wykonaniu konstrukcji stalowej wraz ze ścianami wewnętrznymi i poszyciem dachu w ramach zadania „Rozbudowa oczyszczalni ścieków Elektrowni Turów – budynek główny węzeł”.
- W marcu 2022 roku zrealizowano 14 dniowy ruch próbny instalacji nekatalitycznej redukcji emisji tlenków azotu dla bloku 7 w Elektrowni Bełchatów.
- 9 marca 2022 roku przekazano do eksploatacji po modernizacji elektrofiltr bloku 5 w Elektrowni Rybnik.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI - CIEPŁOWNICTWO

OPIS SEGMENTU I MODEL JEGO DZIAŁALNOŚCI

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



¹W 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 przez Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. (KOGENERACJA S.A.), PGE Toruń S.A. oraz Elektrociepłownię 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 CO₂**.

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. 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 elektrociepłowni biomasowej Szczecin oraz 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).

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.

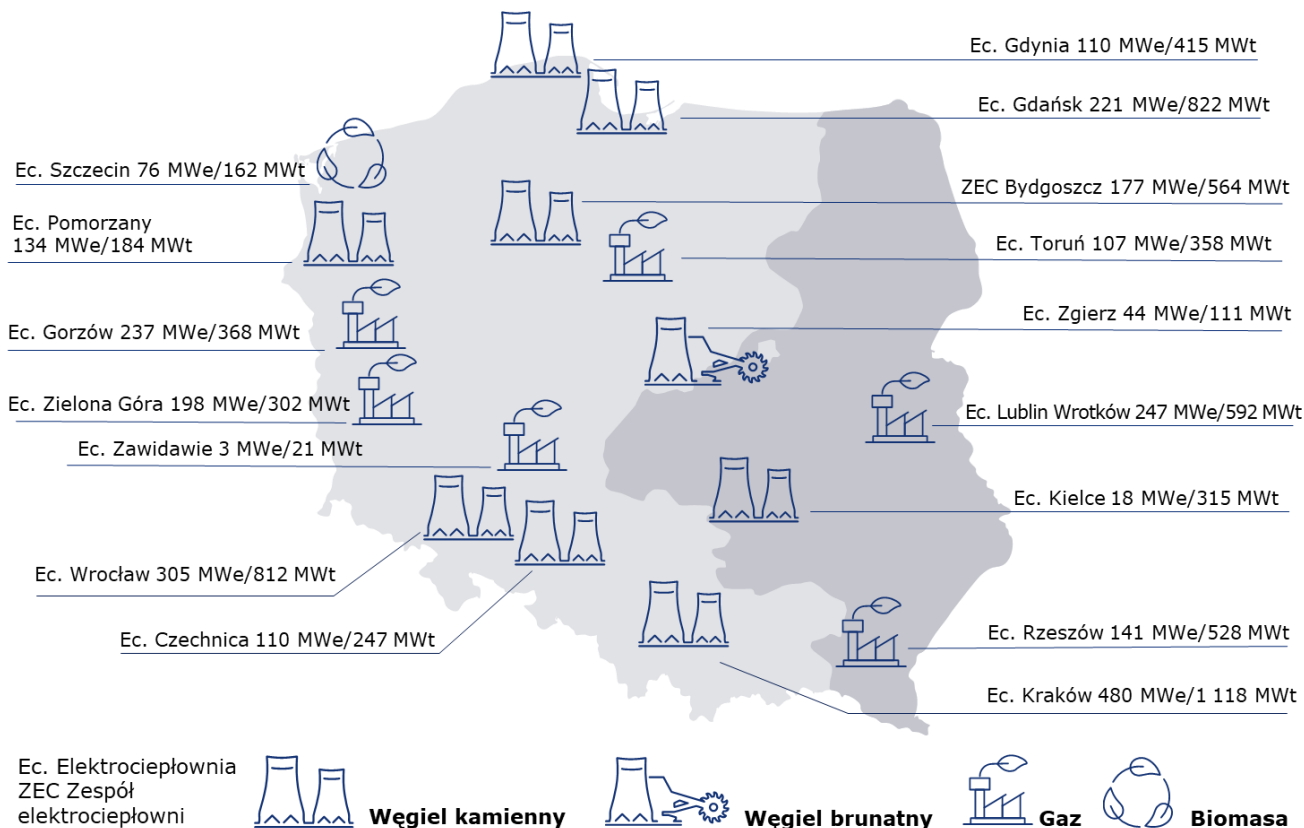
AKTYWA

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. oraz MEGAZEC sp. z o.o. Dodatkowo od 1 lipca 2021 roku EC Szczecin, EC Pomorzany oraz sieć ciepłownicza w Gryfinie, ujmowane do 30 czerwca 2021 roku w ramach segmentu Energetyka Konwencjonalna, zostały włączone w struktury segmentu Ciepłownictwo.

W skład segmentu wchodzi obecnie 16 elektrociepłowni.

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

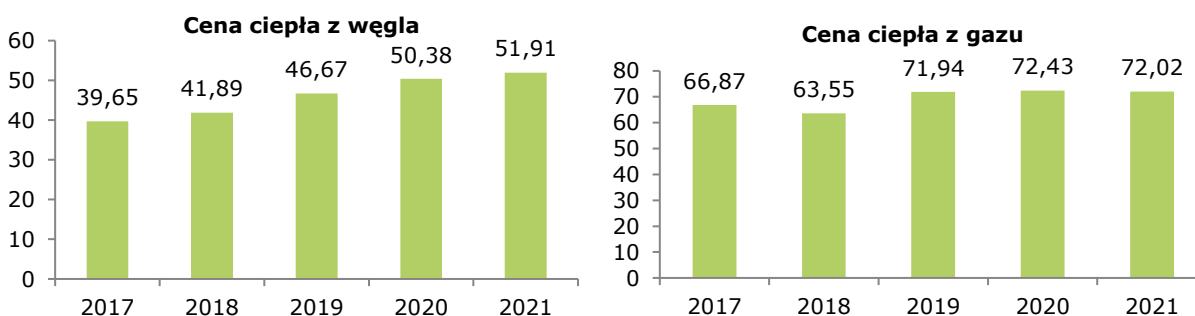
Wykres: Główne aktywa segmentu Ciepłownictwo i ich moc zainstalowana.



TARYFY W SEGMENTCIE CIEPŁOWNICTWO

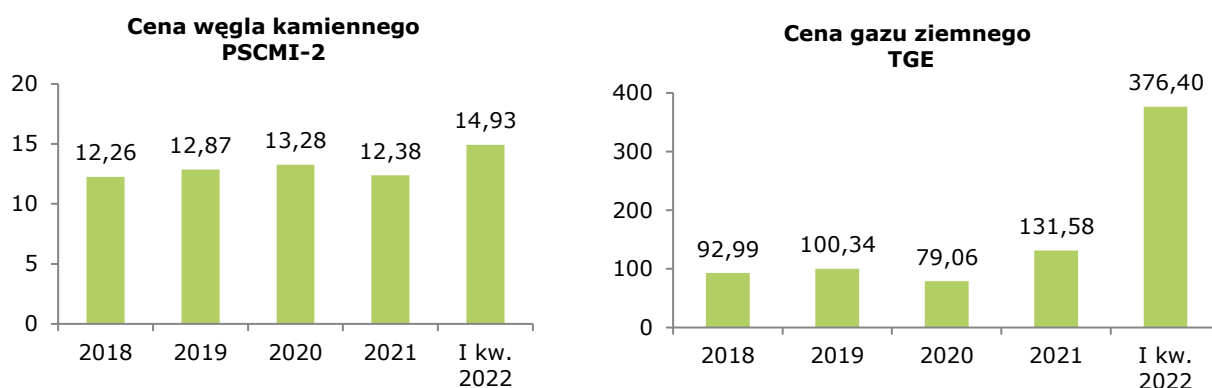
W związku z tym, że przychody ze sprzedaży ciepła dla elektrociepłowni są taryfowane w ramach tzw. metody uproszczonej, cechuje je względne opóźnienie w przenoszeniu kosztów (roczne lub dwuletnie). Bazują one bowiem na dynamice r/r średnich kosztów (uwzględniającej wykorzystywane paliwa) ponoszonych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

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



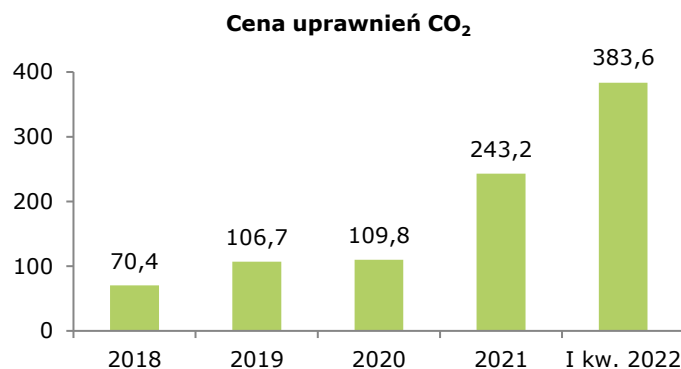
Źródło: URE.

Wykresy: Zmiany kosztów paliw – węgla kamiennego (PLN/GJ) – PSCMI-2⁷ i gazu (PLN/MWh) - TGE.



Źródło: ARP, TGE.

Wykres: Zmiana kosztów uprawnień do emisji CO₂⁸ (PLN/t).



Źródło: ICE.

Referencyjna cena ciepła z węgla, odzwierciedlając wcześniejsze wzrosty kosztów, wzrosła w 2021 roku o 3%. Jest to baza dla wzrostu cen ciepła dla jednostek kogeneracji ustalających taryfę w trakcie 2022 roku. W I kwartale 2022 roku odnotowano natomiast średni rynkowy wzrost ceny węgla o 21%, z kolei średnia cena uprawnień do emisji CO₂ wzrosła o 58% w stosunku do 2021 roku.

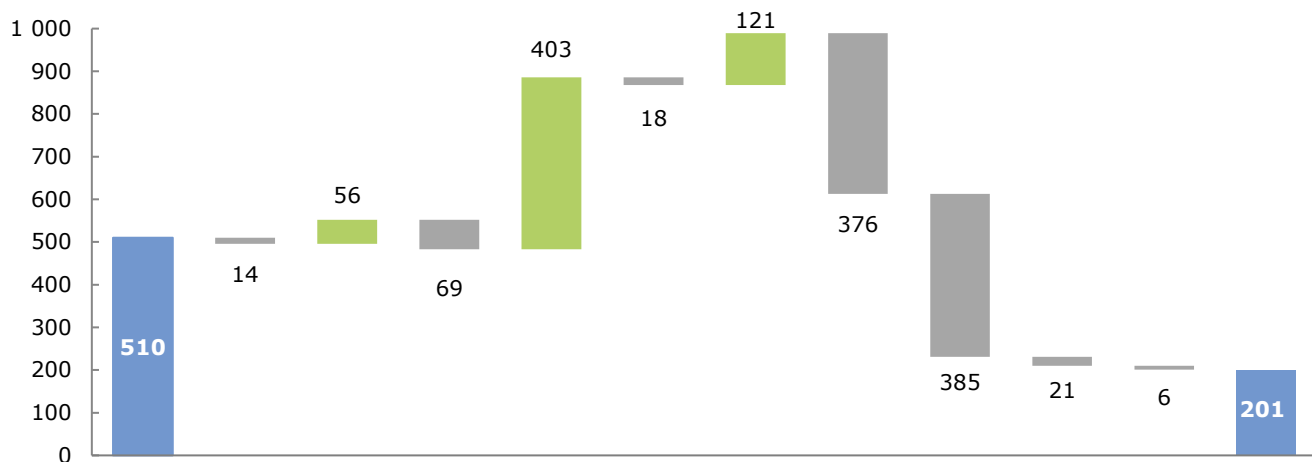
Taryfy dla produkcji ciepła z gazu w 2022 roku ustalane są na bazie zmiany ceny referencyjnej, przy czym w I kwartale 2022 roku obserwowane są już istotnie wyższe ceny gazu niż we wcześniejszych okresach. Ceny gazu w kontraktach terminowych na TGE kształtują się na poziomie ok. 376 PLN/.

⁷ PSCMI-2 Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen mialów energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku ciepła.

⁸ Średnia arytmetyczna z notowań dziennych i miesięcznych w danym okresie (cena spot).

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I kw. 2021	Produkcja ciepła - ilość	Produkcja ciepła - cena ¹	Produkcja e.e. - ilość	Produkcja e.e. - cena ¹	Rynek Mocy	Przychody z tytułu wsparcia wysokosp. kogeneracji	Koszty paliw	Koszty CO ₂ ²	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I kw. 2022
Odchylenie		-14	56	-69	403	-18	121	-376	-385	-21	-6	
EBITDA I kw. 2021	510	922		729		77	2	654	345	113	108	
EBITDA I kw. 2022		964		1 063		59	123	1 030	730	134	114	201

¹Skorygowane o koszty umorzenia praw majątkowych.

²Skorygowane o wynik na odsprzedaży uprawnień do emisji CO₂, przypisanych do danego okresu.

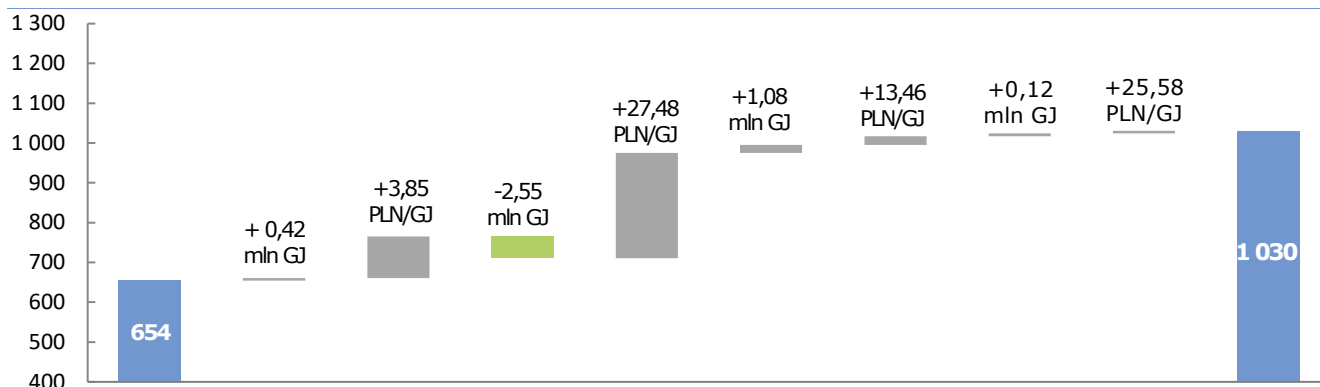
Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Ciepłownictwo r/r były:

- **Niższy wolumen produkcji ciepła netto** w I kwartale 2022 roku r/r, co jest efektem wyższych temperatur zewnętrznych w porównaniu do 2021 roku. Średnie temperatury były wyższe o 2,3°C r/r, co przełożyło się na niższą o 0,4 PJ produkcję ciepła.
- **Wzrost cen sprzedaży ciepła**, co jest wynikiem wzrostu taryf na ciepło dla elektrociepłowni w drugiej połowie 2021 roku, jako pochodnych opublikowania przez URE cen referencyjnych na wytwarzanie ciepła w jednostkach niebędących jednostkami kogeneracji.
- **Niższy wolumen produkcji energii elektrycznej netto** w segmencie jako efekt niższej produkcji e.e. z gazu ze względu na awarię bloku gazowo-parowego w Lublinie.
- **Wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej** ze względu na wyższe notowania kontraktów terminowych z dostawą w 2022 roku w porównaniu do kontraktów z dostawą w 2021 roku.
- **Niższe przychody z tyt. Rynku Mocy**, ze względu na przyznanie wyższego poziomu wsparcia dla wysokosp. kogeneracji, ograniczające jednocześnie ilość jednostek mogących brać udział w Rynku Mocy.
- **Wyższe przychody z tyt. wsparcia dla wysokosp. kogeneracji**, ze względu na przyznanie wyższej gwarantowanej premii kogeneracyjnej dla jednostek zasilanych gazem.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, które spowodowane są wyższą ceną gazu i węgla kamiennego oraz wyższym wolumenem zużycia węgla kamiennego. Dodatkowo ze względu na włączenie EC Szczecin

w struktury segmentu Ciepłownictwo nastąpił wzrost zużycia biomasy. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.

- **Wyższe koszty CO₂**, które są głównie skutkiem wyższej ceny uprawnień do emisji CO₂. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższy poziom kosztów osobowych** to głównie efekt włączenia od 1 lipca 2021 roku EC Szczecin, EC Pomorzany oraz sieci ciepłowniczej w Gryfinie w struktury segmentu Ciepłownictwo.

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

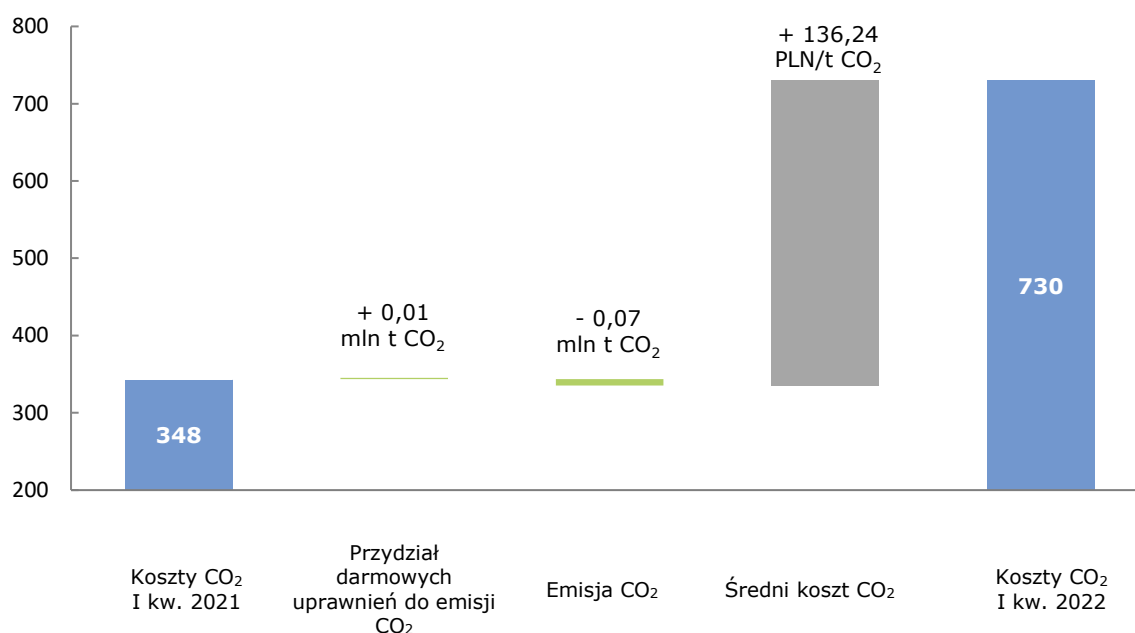


	Koszty I kw. 2021	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Gaz ilość	Gaz cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy oraz pozostałe surowce ilość	Olej opałowy oraz pozostałe surowce cena	Koszty I kw. 2022
Odchylenie		6	105	-55	265	20	22	7	6	
Koszty paliw I kw. 2021	654	370		262		10		12		
Koszty paliw I kw. 2022		481		472		52		25		1 030

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	I kw. 2022		I kw. 2021	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 247	481	1 193	370
Gaz (tys. m ³)	322 011	472	391 245	262
Biomasa	205	52	64	10
Olej opałowy oraz pozostałe surowce	-	25	-	12
Razem		1 030		654

Wykres: Koszty CO₂ w segmencie Ciepłownictwo (mln PLN).



Odchylenie	-1	-9	395
Koszty CO ₂ I kw. 2021	345		
Koszty CO ₂ I kw. 2022			730

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO₂ w segmencie Ciepłownictwo.

Dane dot. CO ₂	I kw. 2022	I kw. 2021	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂ (tony)	247 209	234 470	5%
Emisja CO ₂ (tony)	3 145 696	3 219 233	-2%
Średni koszt CO ₂ (PLN/t CO ₂) ¹	251,92	115,68	118%

¹Ujęcie zarządcze.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Ciepłownictwo.

mIn PLN	I kw. 2022	I kw. 2021	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	106	112	-5%
▪ Rozwojowe	76	93	-18%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	30	19	58%
Pozostałe	4	8	-50%
Razem	110	120	-8%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE CIEPŁOWNICTWO

- Trwa budowa w formule „pod klucz” nowej Elektrociepłowni Czechnica tj. bloku gazowo-parowego o łącznej mocy elektrycznej 179 MWe i mocy cieplnej 163 MWt, akumulatora ciepła oraz czterech kotłów wodnych o łącznej mocy 152 MWt. Finansowe zaawansowanie projektu wynosi około 7%, a rzeczowe około 5%. Harmonogram zakłada przekazanie nowej elektrociepłowni do eksploatacji w II kwartale 2024 roku. Nowa elektrociepłownia gazowa ma zastąpić, funkcjonującą obecnie, elektrociepłownię węglową.

W I kwartale 2022 roku prowadzone prace na terenie budowy dotyczyły prac ziemnych (wykopy pod fundamenty budynków głównych) oraz rozpoczęto prace betonowe pod fundamenty turbozespołów.

- W Elektrociepłowni Zgierz 15 marca 2022 roku podpisano umowę z Generalnym Realizatorem Inwestycji (GRI) na zabudowę silników gazowych o mocy 15 MWe oraz kotłowni rezerwowo-szczytowej i instalacji fotowoltaicznej (100 kW). Projekt uzyskał premię kogeneracyjną na aukcji w marcu 2022 roku.

KLUCZOWY PROJEKT REALIZOWANY W I KWARTALE 2022 ROKU

Cel projektu	Budżet ¹	Poniesione nakłady ¹	Nakłady poniesione w 2022 roku ¹	Paliwo/ sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa Nowej Elektrociepłowni Czechnica	1,2 mld PLN	ok. 85 mln PLN	47 mln PLN	Gaz ziemny/ Kogeneracja 85%	Konsorcjum firm: Polimex Mostostal S.A. (Lider) / Polimex Energetyka sp. z o.o.	II kwartał 2024 roku

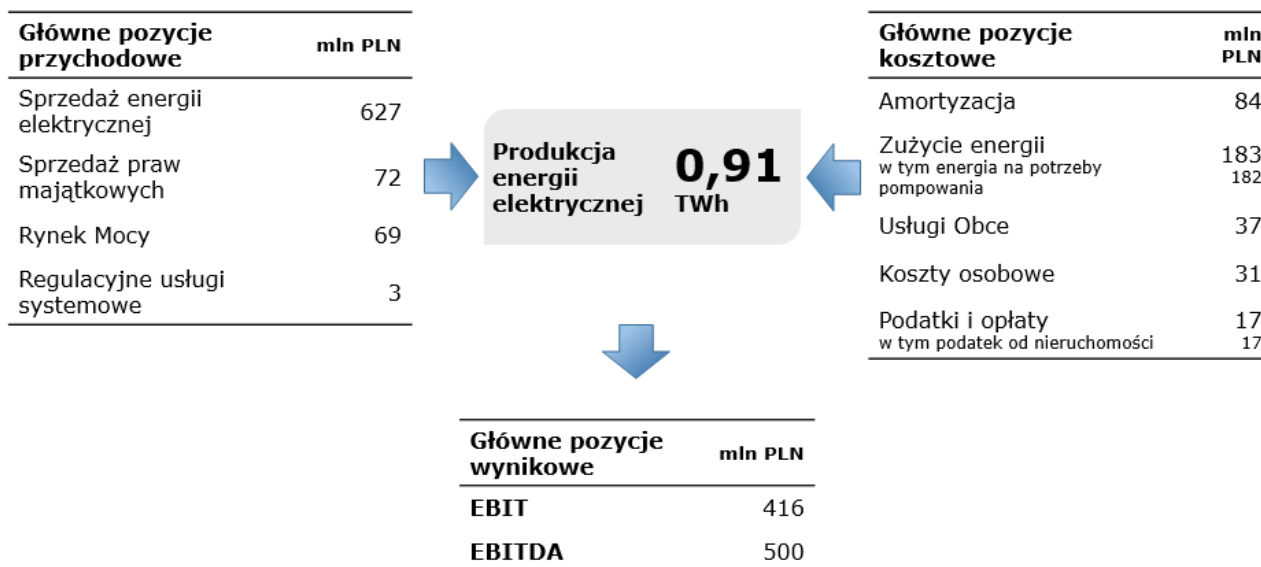
¹Nakłady inwestycyjne nie uwzględniają kosztów finansowania oraz wydatków w postaci wypłaconych zaliczek dla Generalnego Realizatora Inwestycji oraz pozostałych wykonawców.

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

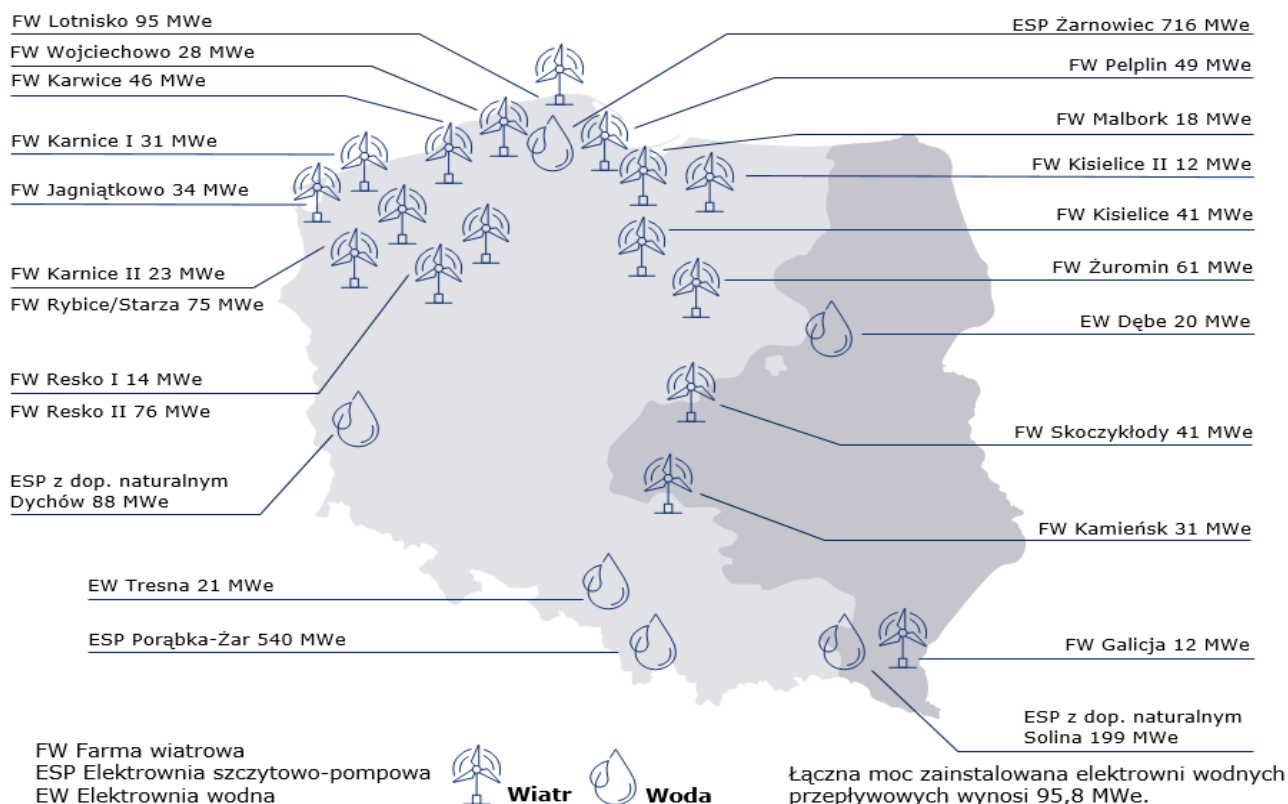
W ramach Grupy Kapitałowej PGE działalnością operacyjną w zakresie energetyki odnawialnej zarządza spółka PGE Energia Odnawialna S.A. Ze względu na charakter działalności w składzie segmentu prezentowane są również spółki z obszaru Energetyka Morska, które odpowiadają za wszelkie działania związane z wiatrową energetyką morską.

Na aktywa segmentu składa się:

- 17 farm wiatrowych¹
- 5 elektrowni fotowoltaicznych,
- 29 elektrowni wodnych przepływowych,
- 4 elektrownie wodne szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym.

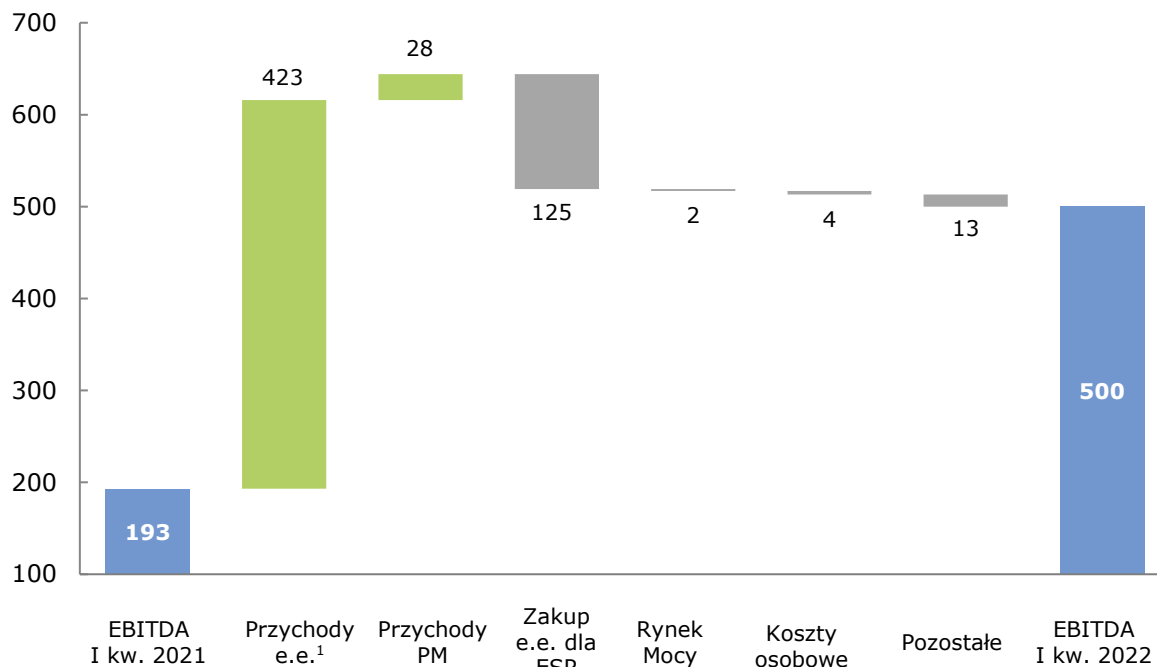
¹Podpisano umowę warunkową na nabycie 3 lądowych farm o łącznej mocy 84,2 MW. Warunkiem zawieszającym transakcji jest uzyskanie zgody Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Zamknięcie Transakcji planowane jest w II kwartale 2022 roku.

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



KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



Odchylenie	423	28	-125	-2	-4	-13	
EBITDA I kw. 2021	193	204 ²	44	57	71	27	42
EBITDA I kw. 2022		627	72	182	69	31	55
							500

¹Pozycja zawiera przychody e.e. z podstawowych technologii wytwarzania (wiatr, woda, PV, ESP).

²Zmiana prezentacji wyników w I kwartale 2021 roku (przesunięcie części przychodów z pozycji Pozostałe do pozycji Przychody e.e.).

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 362 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 357 mln PLN; wyższego wolumenu sprzedaży o 241 GWh, co wpłynęło na powiększenie przychodów o ok. 66 mln PLN.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych**, wynikają głównie z: wyższego wolumenu sprzedaży o 141 GWh, co wpłynęło na wzrost przychodów o ok. 18 mln PLN oraz wyższej średniej ceny sprzedaży o 23 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 10 mln PLN.
- **Wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej na potrzeby pompowania** w elektrowniach szczytowo-pompowych, wynika z: wyższej średniej ceny zakupu energii elektrycznej o 280 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost kosztów o 109 mln PLN; wyższego wolumenu zakupu o 85 GWh, co wpłynęło na wzrost kosztów o 16 mln PLN.
- **Spadek pozycji Rynek Mocy**, wynikający głównie z niższych stawek względem roku ubiegłego.
- **Wzrost kosztów osobowych** jest głównie efektem większego zatrudnienia ze względu na rozwój obszarów Energetyki Morskiej oraz Energetyki Odnawialnej.
- **Spadek w pozycji pozostałe** wynika głównie z wyższych kosztów prowadzenia działalności operacyjnej, spowodowanych rozwojem obszarów Energetyki Morskiej oraz Energetyki Odnawialnej.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna.

mIn PLN	I kw. 2022	I kw. 2021	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	51	18	183%
▪ Rozwojowe	45	6	650%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	6	12	-50%
Pozostałe	2	2	0%
Razem	53	20	165%

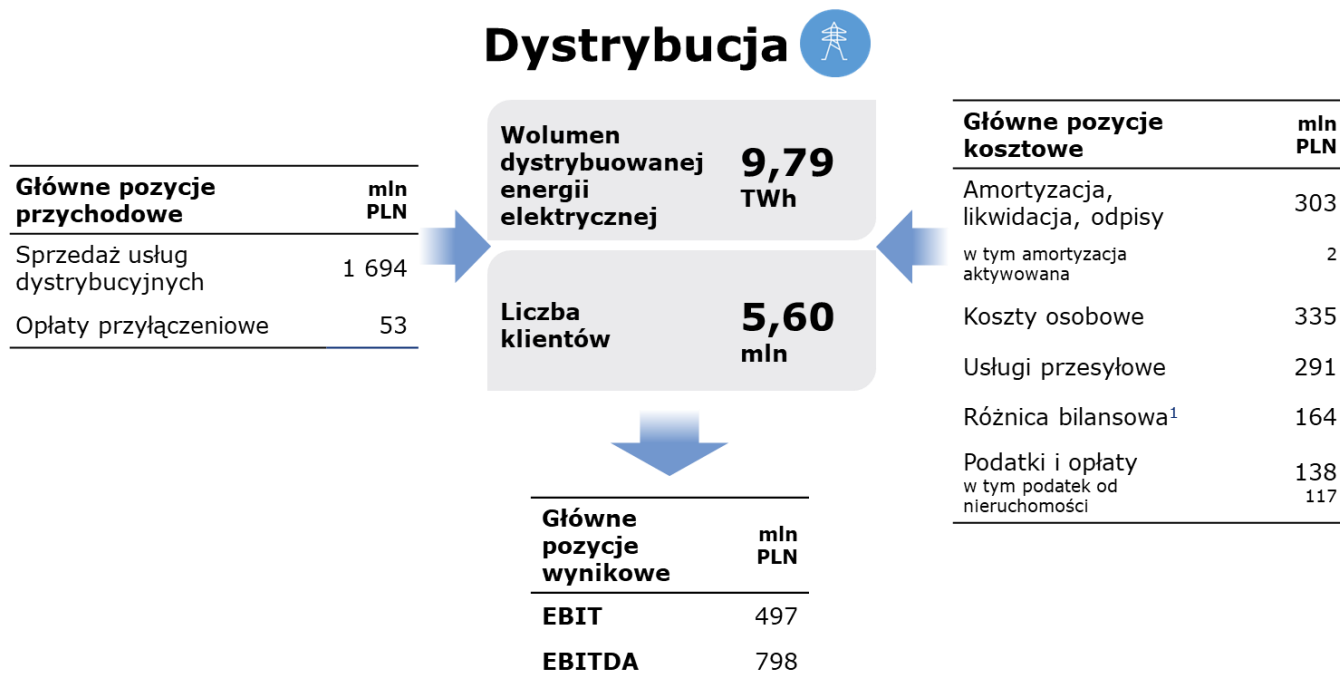
KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE ENERGETYKA ODNAWIALNA

- W I kwartale 2022 roku kontynuowano prace związane z budową 19 **projektów PV** o łącznej mocy ok. 18 MW, które w 2021 roku uzyskały wsparcie w aukcji OZE.
Równocześnie, dla projektów które w ubiegłym roku otrzymały decyzje o pozwoleniu na budowę, na początku 2022 roku uruchomione zostały postępowania przetargowe, obejmujące m.in. inwestycje dużej skali takie jak PV Augustynka (25 WM), PV Gutki 1 i 2 (łącznie 12 MW) oraz PV Huszlew 1 i 2 (łącznie 13 MW), PV Jeziórko (100 MW).
W I kwartale 2022 roku prowadzono również działania na rzecz rozwoju kolejnych projektów farm fotowoltaicznych, w tym pozyskiwanie praw do gruntów oraz uzyskiwanie wymaganych decyzji administracyjnych zmierzających do pozyskania pozwoleń na budowę.
- W zakresie rozwoju **inwestycji offshore** złożono do Ministerstwa Infrastruktury osiem wniosków o nowe pozwolenia lokalizacyjne dla elektrowni morskich na Morzu Bałtyckim.
Obecnie, PGE przygotowuje inwestycje na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy ok. 3,5 GW (z czego 2,5 GW w Joint Operations (JO) z Ørsted) w oparciu o 3 uzyskane w 2012 roku pozwolenia lokalizacyjne. Prace prowadzone na tych obszarach realizowane są zgodnie z harmonogramem. W najbliższych miesiącach spodziewane jest uzyskanie ważnych decyzji administracyjnych dotyczących m.in. pozwoleń środowiskowych dla infrastruktury lądowej związanej z wyprowadzeniem mocy, a w dalszej kolejności pozwoleń na budowę. W trakcie realizacji są przetargi dotyczące poszczególnych etapów inwestycji.
Celem strategicznym Grupy PGE w obszarze energetyki morskiej jest zbudowanie co najmniej 6,5 GW mocy do 2040 roku. Według założeń rządowych, ujętych w Polityce energetycznej Polski do 2040 roku (PEP2040), morskie farmy wiatrowe w polskiej strefie Morza Bałtyckiego w 2040 roku będą posiadały moc ok. 8-11 GW.
Na Morzu Bałtyckim obecnie dostępnych jest 11 akwenów, w ramach których PGE i inne podmioty ubiegają się o pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp.
- 1 kwietnia 2022 roku PGE podpisała umowę warunkową na nabycie 3 **lądowych farm wiatrowych** o łącznej mocy 84,2 MW, co oznacza dla Grupy PGE wzrost mocy zainstalowanej w obszarze energetyki wiatrowej na lądzie z 688 MW do 772 MW oraz wzrost udziału w rynku z 9,6% do 10,8%.
Farmy będące przedmiotem akwizycji, znajdują się w 3 województwach: kujawsko-pomorskim (FW Radzyń o mocy 36,9 MW), łódzkim (FW Ścieki o mocy 22 MW) i wielkopolskim (FW Józwin o mocy 25,3 MW). W sumie aktywa będące przedmiotem transakcji to łącznie 32 turbiny o łącznej mocy 84,2 MW i średniej produkcji rocznej na poziomie 240 GWh, co pozwala zabezpieczyć zapotrzebowanie ok. 120 tys. gospodarstw domowych, czyli miasta wielkości Lublina. Wszystkie nabywane farmy posiadają długoterminowe umowy na zakup zielonej energii elektrycznej, które częściowo zabezpieczają wyprodukowane wolumeny nawet do 2030 roku. Farmy do ok. 2030 roku będą korzystać z systemu wsparcia w formie zielonych certyfikatów.

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.



¹W 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, co do zasady, 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 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 km² i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,60 mln klientów.

Wykres: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.

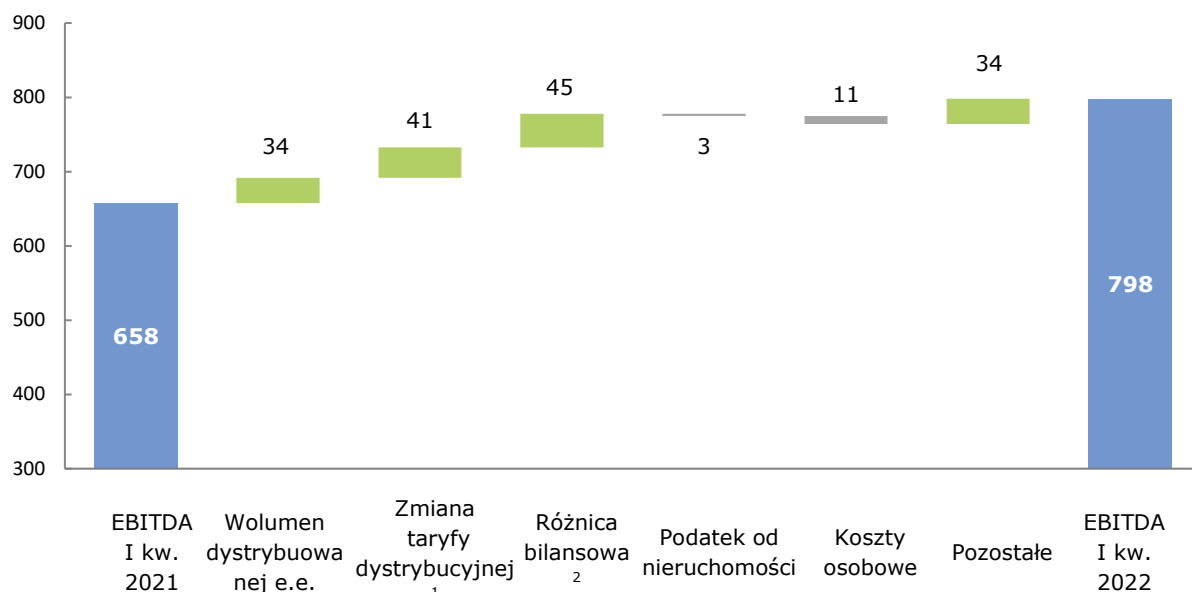


Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej i liczba klientów.

Taryfy	Wolumen (TWh)		Liczba klientów wg punktów poboru (szt.)	
	I kw. 2022	I kw. 2021	I kw. 2022	I kw. 2021
Grupa taryfowa A	1,28	1,25	121	111
Grupa taryfowa B	3,83	3,65	13 130	12 579
Grupa taryfowa C+R	1,89	1,82	486 605	486 165
Grupa taryfowa G	2,79	2,80	5 105 007	5 045 375
Razem	9,79	9,52	5 604 863	5 544 230

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



Odchylenie	34	41	45	-3	-11	34	
EBITDA I kw. 2021	658	1 252	209	114	324	53	
EBITDA I kw. 2022		1 327	164	117	335	87	798

¹Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A.

²Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

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

- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej** o 0,26 TWh, wynikający głównie ze wzrostu zapotrzebowania.
- **Wzrost stawek w Taryfie 2022** o 4,2 PLN/MWh w porównaniu do taryfy obowiązującej w ubiegłym roku, który przełożył się na zwiększenie przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych.
- **Niższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej** głównie spowodowane efektem doszacowania rozliczenia kompensacyjnego z PGE Obrót.
- **Wzrost podatku od nieruchomości** wynika ze wzrostu wartości budowli oraz wyższych stawek podatkowych.
- **Wzrost kosztów osobowych** w związku z rosnącymi kosztami zatrudnienia.
- **Odchylenie w pozycji pozostałe**, wynikające głównie ze znacznie wyższych przychodów z tytułu opłaty przyłączeniowej.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja.

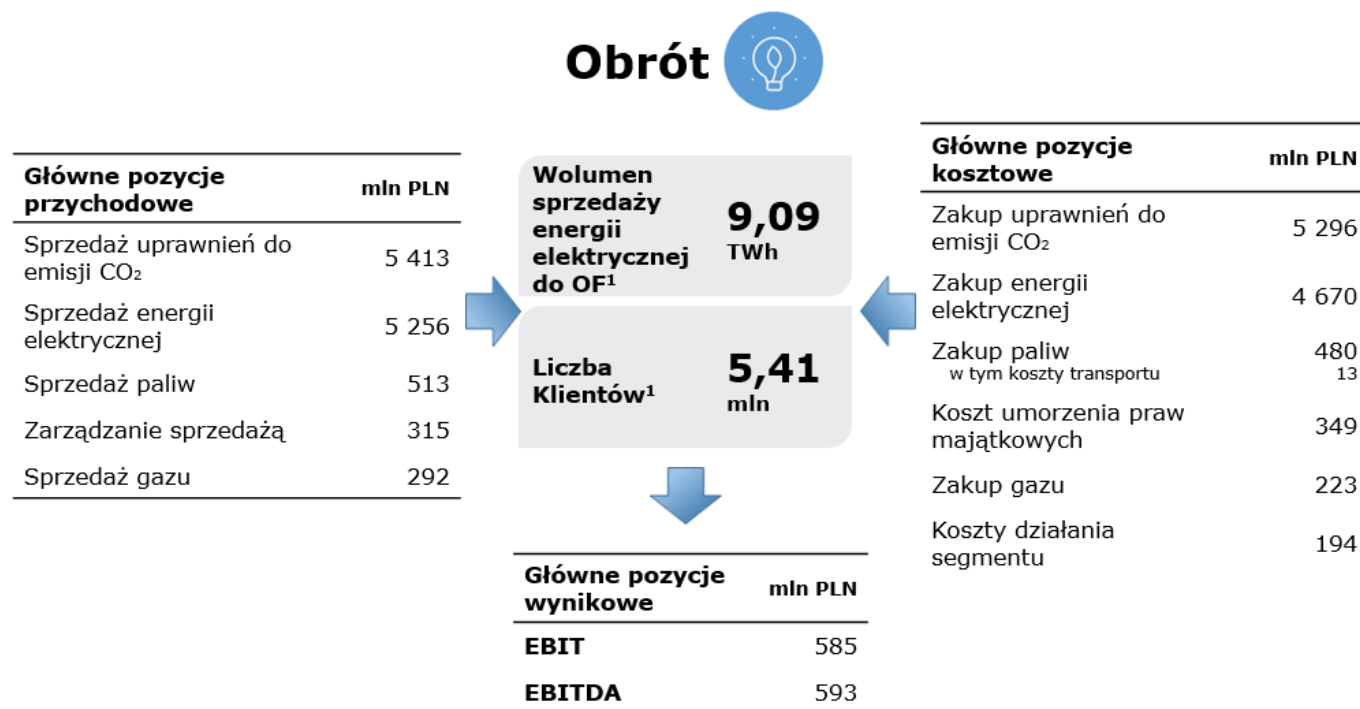
mln PLN	I kw. 2022	I kw. 2021	Zmiana %
Inwestycje rozwojowe	147	139	6%
Inwestycje Modernizacyjno-odtworzeniowe	103	135	-24%
Pozostałe	3	13	-77%
Razem	253	287	-12%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE DYSTRYBUCJA

- **Przyłączanie nowych odbiorców:** W I kwartale 2022 roku realizowany był program przyłączania odbiorców (PNO) do sieci dystrybucyjnej, gdzie poniesione zostały najwyższe nakłady (139 mln PLN). Zadania przyłączeniowe są dla PGE Dystrybucja S.A. zadaniami rozwojowymi, powodującymi zwiększenie mocy przyłączeniowej oraz przyczyniają się do zwiększonych możliwości przyłączeniowych w przyszłości.
- **Realizacja węzła Czosnów:** Grupa PGE realizowała w I kwartale 2022 roku ostatni etap inwestycji w ramach węzła Czosnów. Stacja elektroenergetyczna 110/15 kV w Czosnowie wraz z powstającymi liniami wysokiego napięcia poprawią bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i umożliwią przyłączanie do sieci nowych obiektów. Węzeł Czosnów to największa inwestycja sieciowa na Mazowszu realizowana przez PGE Dystrybucja. Wybudowany został Główny Punkt Zasilający (GPZ) Czosnów oraz dwa tory linii kablowej 110 kV o długości 14,8 km, która łączy istniejący GPZ Łomianki z nową stacją 110/15 kV w Czosnowie i jest najdłuższą linią kablową wysokiego napięcia w majątku PGE Dystrybucja.
- **Program LTE450:** W I kwartale 2022 roku ogłoszono postępowania przetargowe na zakup i wdrożenie komponentów sieci rdzeniowej CORE LTE450 oraz zakup i wdrożenie komponentów sieci radiowej RAN LTE450 wraz z usługą wsparcia technicznego.
Sieć łączności LTE450 to jedno z najważniejszych zadań inwestycyjnych Grupy PGE. Technologia LTE zapewnia łączność głosową oraz niezbędną w obecnych czasach łączność szerokopasmową. Nowoczesna sieć LTE450 i budowany system telekomunikacyjny będą wsparciem dla integracji odnawialnych źródeł energii, energetyki rozproszonej i magazynów energii oraz zapewnią niezawodną łączność dyspozytorską i zdalną komunikację z licznikami energii.
- **Program Kablowania:** Grupa PGE w I kwartale 2022 roku kontynuowała realizację Programu Kablowania sieci średniego napięcia (SN) do poziomu skablowania 30% sieci SN stanowiących własność PGE Dystrybucja S.A. Program zwiększenia udziału linii kablowych do 30% w sieci SN PGE Dystrybucja S.A. polega na przebudowie sieci elektroenergetycznych średniego napięcia z napowietrznych na kablowe, w szczególności w miejscach tych odcinków linii napowietrznych, w których uciążliwość i oddziaływanie na awaryjność jest największa.
- **Program budowy i wdrożenia Centralnego Systemu Technicznego Zarządzania Majątkiem Dystrybucyjnym (TZMD):** Głównym zadaniem realizowanego w I kwartale 2022 roku projektu jest optymalizacja i automatyzacja procesów zarządzania majątkiem dystrybucyjnym w wyniku zastosowania centralnego i zestandaryzowanego rozwiązania informatycznego w PGE Dystrybucja S.A. Program zwiększa efektywność wydatkowanych środków CAPEX i po jego wdrożeniu będzie usprawniać procesy rozwoju i utrzymania majątku sieciowego, zmniejszenie awaryjności zarządzanej sieci elektroenergetycznej i poziomu strat, pozyskaniem dodatkowych efektów finansowych wynikających z efektywności energetycznej dla inwestycji o charakterze modernizacyjnym.
- **Program zainstalowania liczników zdalnego odczytu (LZO):** Realizacja Projektu ma charakter obligatoryjny i wynika z wymagań stawianych Operatorom Systemów Dystrybucyjnych przez Ustawodawcę w zmienionej ustawie Prawo energetyczne w zakresie montażu liczników zdalnego odczytu. W I kwartale 2022 roku pozyskano wymagane zgody korporacyjne. Trwają prace przygotowawcze w zakresie przygotowania dokumentacji przetargowych. Zgodnie z zapisami ustawy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego ma do 31 grudnia 2028 roku zainstalować liczniki zdalnego odczytu skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych.
- **Nowy CRM Billing - NCB dla klientów GK PGE:** W I kwartale 2022 roku kontynuowano postępowanie przetargowe na realizację zamówienia obejmującego wdrożenie kompleksowego, centralnego rozwiązania informatycznego wspierającego kluczowe procesy biznesowe w Grupie Kapitałowej PGE, realizowane przez PGE Obrót S.A. i PGE Dystrybucja S.A., składającego się z 2 systemów billingowych – odrębnych dla każdej ze spółek oraz systemu CRM dla PGE Obrót S.A. 29 kwietnia 2022 roku PGE Systemy, spółka z Grupy PGE, podpisała umowę z wyłonionym w przetargu wykonawcą A2 Customer Care - na wykonanie i wdrożenie systemu CRM Billing w Grupie. Nowe rozwiązanie ma zastąpić działające obecnie systemy billingowe oraz systemy CRM do obsługi klientów Grupy PGE.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – OBRÓT

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.



¹Dane 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 ziemnego**.

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.

W ramach działalności na rynku hurtowym dokonywane są zakupy CO₂ na potrzeby segmentów Energetyki Konwencjonalnej i Ciepłownictwa, co znajduje swoje odzwierciedlenie zarówno po stronie kosztowej jak i przychodowej. Równocześnie istotną pozycję przychodową stanowi świadczenie usług na rzecz spółek Grupy z tytułu zarządzania zakupami i sprzedażą energii elektrycznej oraz produktów pochodnych.

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

WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

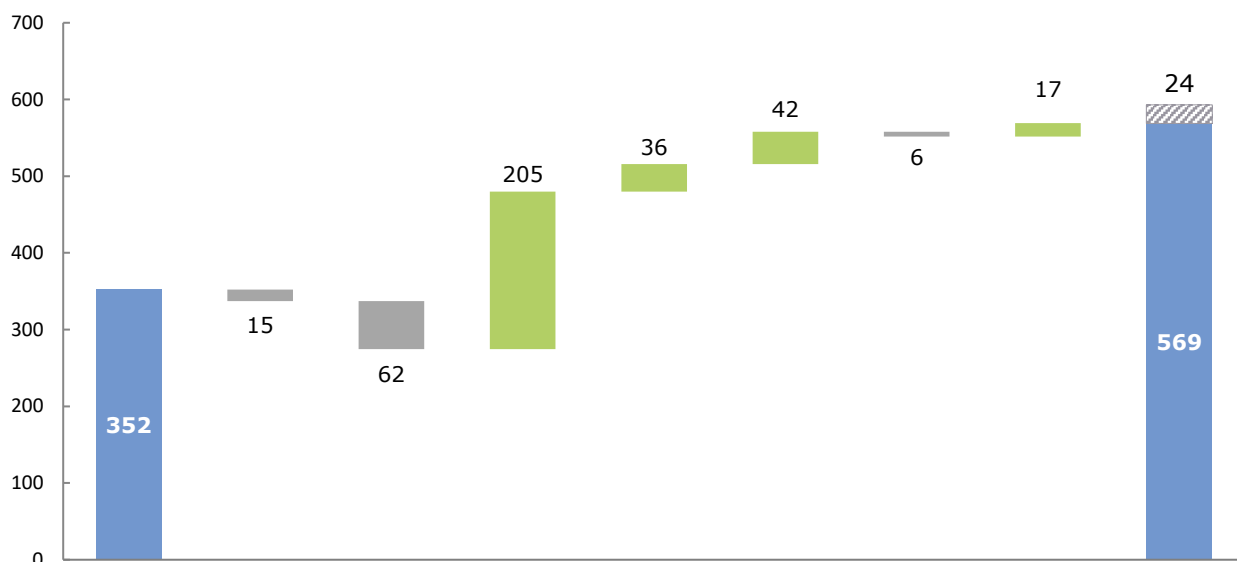
Tabela: Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych i liczba klientów.

Taryfy	Wolumen (TWh) ¹		Liczba klientów według punktów poboru (szt.) ¹	
	I kw. 2022	I kw. 2021	I kw. 2022	I kw. 2021
Grupa taryfowa A	1,76	1,76	149	141
Grupa taryfowa B	3,12	3,42	11 047	11 859
Grupa taryfowa C+R	1,61	1,70	409 380	422 446
Grupa taryfowa G	2,60	2,72	5 036 960	4 975 916
Razem	9,09	9,60	5 457 536	5 410 362

¹Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I kw. 2021	Wynik na e.e. ilość	Wynik na e.e. marża	Przychody z działalności na rzecz segmentów w GK PGE	Wynik na sprzedaży paliw	Wynik na sprzedaży CO ₂	Koszty osobowe	Pozostałe ¹	EBITDA I kw. 2022
Odchylenie		-15	-62	205	36	42	-6	17	
EBITDA raportowana I kw. 2021	352								
Zdarzenie jednorazowe I kw. 2021	0								
EBITDA powtarzalna I kw. 2021	352	286		216	-2	2	96	-54	
EBITDA powtarzalna I kw. 2022		209		421	34	44	102	-37	569
Zdarzenia jednorazowe I kw. 2022									24
EBITDA raportowana I kw. 2022									593

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

¹Pozycja pozostałe bez uwzględnienia wpływu rozwiązania rezerwy na prosumentów (zdarzenie jednorazowe).

Tabela: Dane dotyczące zdarzeń jednorazowych w segmencie Obrót (mln PLN).

Zdarzenia jednorazowe	I kwartał 2022	I kwartał 2021	Zmiana %
Rozwiązanie rezerwy na prosumentów ¹	24	-	n/d

¹W związku z nowelizacją ustawy o odnawialnych źródłach energii z 29 października 2021 roku, wprowadzającą zmiany w sposobie rozliczenia prosumentów i określającą okres wsparcia dla dotychczasowych prosumentów, uznano, iż zostały spełnione warunki do utworzenia rezerw na umowy rodzące zobowiązania w rozumieniu MSR 37. Rezerwa została zawiązana dla kontraktów na 2022 rok. W I kwartale 2022 roku rozwiązano część tej rezerwy na prognozowaną stratę na sprzedaży energii elektrycznej do prosumentów.

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

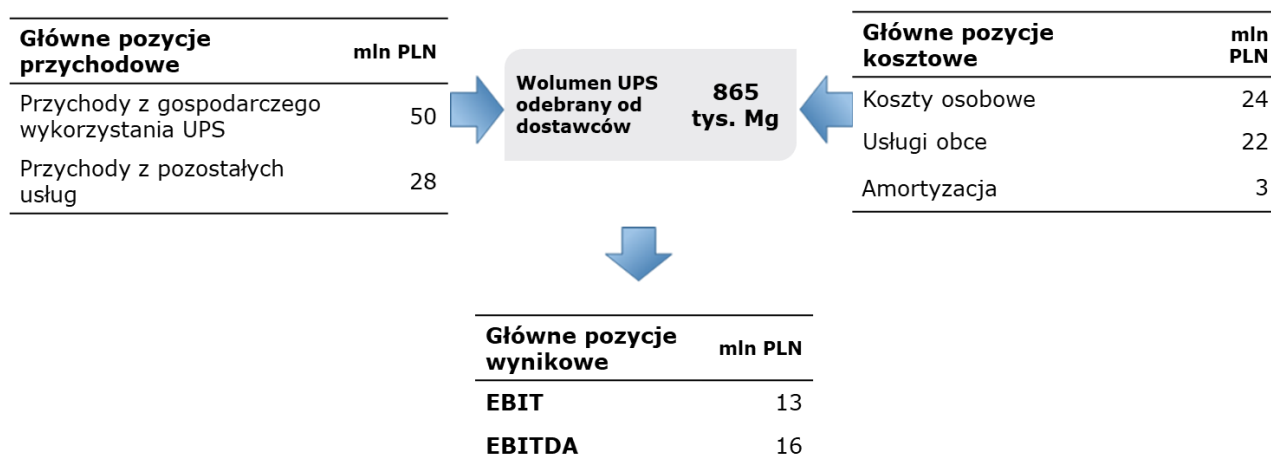
- **Niższy wynik na energii elektrycznej**, który jest efektem wyższych kosztów bilansowania portfeli.
- **Wzrost przychodów z działalności wewnątrz GK PGE** wynikający głównie ze wzrostu przychodów z tytułu umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi, co jest konsekwencją wyższej wartości obrotu energią elektryczną objętą zarządzaniem.
- **Wyższy wynik na sprzedaży paliw** w efekcie wyższego wyniku na sprzedaży węgla grubego i miazgu oraz z tytułu zarządzania instrumentami finansowymi.
- **Wyższy wynik na sprzedaży CO₂** głównie z powodu wyższej marży zrealizowanej na sprzedaży uprawnień na giełdzie oraz w efekcie wyceny kontraktów terminowych.
- **Wyższe koszty osobowe**, na które wpływ miały zmiany organizacyjne oraz prowadzony proces zmiany wynagrodzeń.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – GOSPODARKA OBIEGU ZAMKNIĘTEGO

OPIS SEGMENTU I MODEL JEGO DZIAŁALNOŚCI

Przedmiotem działalności segmentu jest zapewnienie kompleksowej obsługi w zakresie zarządzania UPS, świadczenie usług w obszarach pomocniczych dla wytwórców energii elektrycznej i ciepła oraz dostaw materiałów na bazie UPS.

Gospodarka Obiegu Zamkniętego



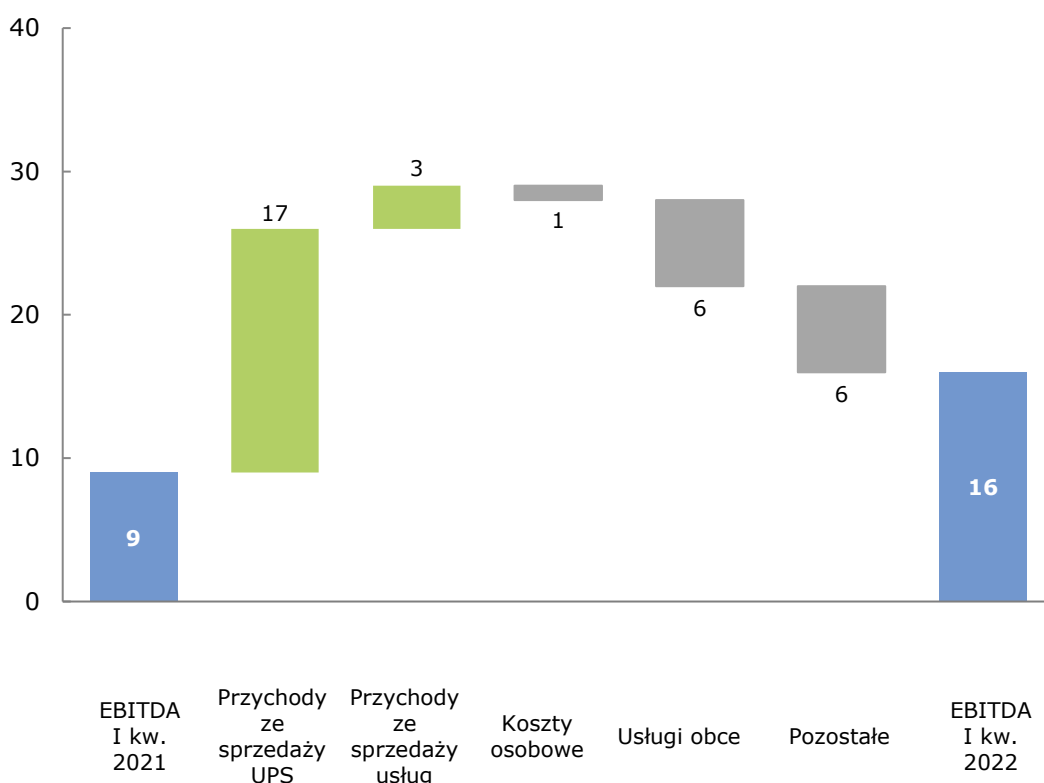
Od początku 2021 roku w strukturach Grupy PGE funkcjonuje nowy segment operacyjny Gospodarka Obiegu Zamkniętego (GOZ). W skład segmentu wchodzi spółki: PGE Ekoserwis S.A., EPORE S.A., ZOWER sp. z o.o. Gospodarowanie ubocznymi produktami spalania w Grupie PGE, prowadzi do wykorzystywania odpadów jako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

W segmencie GOZ 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 odpielania, obsługi ciągów technologicznych, obsługi młynowni oraz obsługi składowisk paliw i UPS.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



Odchylenie	17	3	-1	-6	-6	
EBITDA I kw. 2021	9	33	25	23	16	10
EBITDA I kw. 2022		50	28	24	22	16

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

- **Wyższe przychody ze sprzedaży ubocznych produktów spalania**, które spowodowane są wyższym wolumenem odbioru UPS od dostawców.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży usług**, co jest wynikiem wyższych przychodów z wynajmu sprzętu ciężkiego.
- **Wyższy poziom kosztów osobowych** to głównie efekt wzrostu wynagrodzeń r/r.
- **Wyższe koszty usług obcych**, wynikające głównie z wyższych kosztów transportu UPS z jednostek produkcyjnych.
- Wyższy poziom pozycji pozostałe, spowodowany głównie wzrostem zużycia paliw oraz materiałów produkcyjnych.

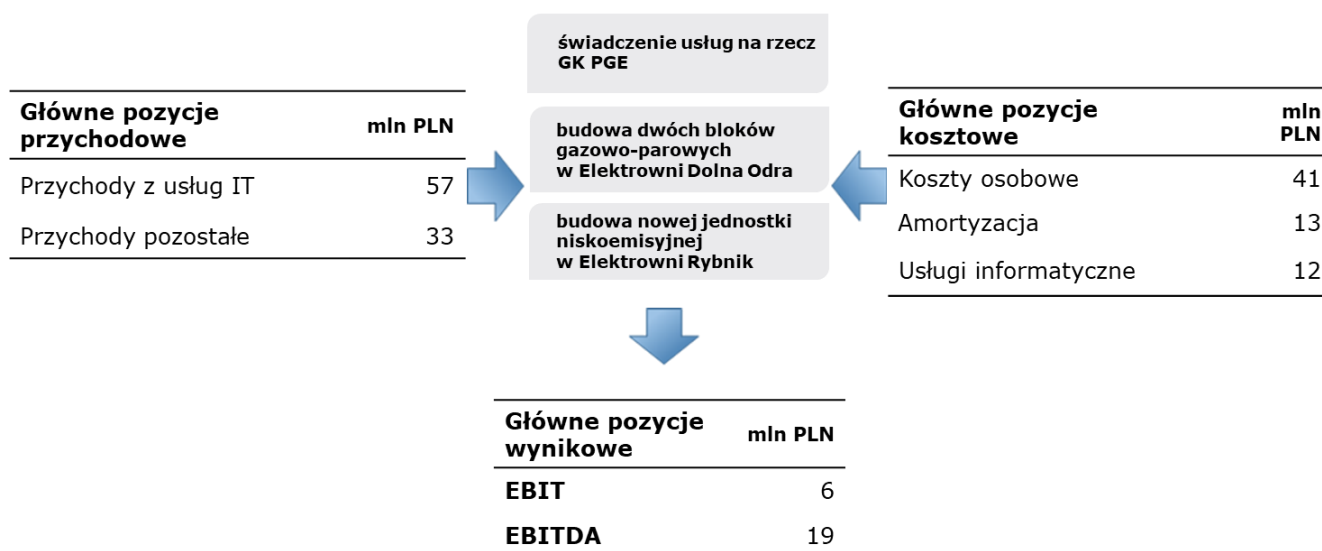
SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

OPIS SEGMENTU I MODEL JEGO DZIAŁALNOŚCI

Przedmiotem działalności jest świadczenie usług na rzecz Grupy Kapitałowej PGE, m.in. organizacja pozyskiwania finansowania w formie euroobligacji (PGE Sweden), świadczenie usług informatycznych, księgowo-kadrowych, transportowych oraz inwestycje w start-up'y.

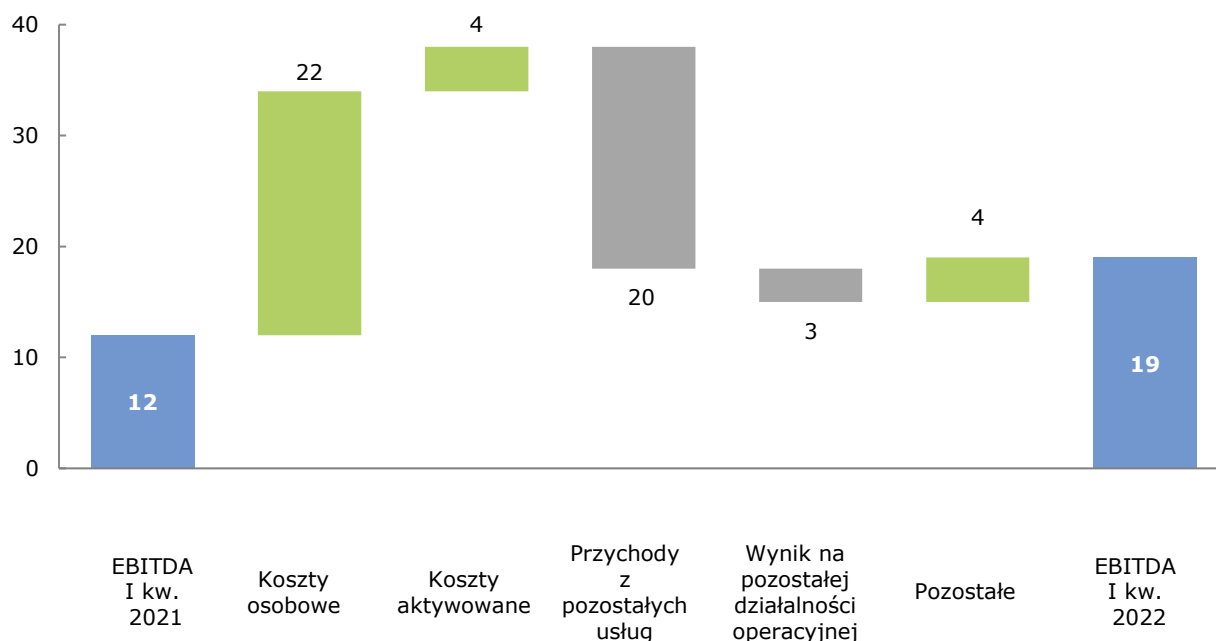
Ponadto w strukturach segmentu znajdują się spółki odpowiedzialne za budowę nowych, niskoemisyjnych jednostek wytwórczych. 1 października 2021 roku wydzielono z PGE GiEK S.A. (Elektrownia Dolna Odra) projekt, stanowiący zorganizowaną część przedsiębiorstwa (ZCP) w zakresie obejmującym budowę bloków gazowo-parowych oraz przeniesiono na spółkę PGE Inwest 8 sp. z o.o. (obecna nazwa: PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.). W strukturach segmentu Działalność Pozostała znajduje się również spółka Rybnik 2050 sp. z o.o., odpowiedzialna za budowę nowej jednostki niskoemisyjnej w Elektrowni Rybnik.

Pozostała Działalność



KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Wykres: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Pozostała Działalność w ujęciu zarządczym (mln PLN).



Odchylenie	22	4	-20	-3	4	
EBITDA I kw. 2021	12	63	5	30	3	-37
EBITDA I kw. 2022	41	9	10	0	-41	19

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Pozostała Działalność r/r były:

- **Niższe koszty osobowe** w związku z przeniesieniem od początku roku 2022 Elbest Security sp. z o.o. do segmentu Energetyka Konwencjonalna oraz sprzedażą udziałów w spółce PGE EJ1 w marcu 2021 roku.
- **Wyższe koszty aktywowane** w wyniku wyższej alokacji kosztów w aktywa w I kwartale roku 2022 z tytułu prowadzonych projektów przez PGE Systemy.
- **Niższe przychody z pozostałych usług** ze względu na przeniesienie Elbest Security sp. z o.o. do segmentu Energetyka Konwencjonalna.
- **Niższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej głównie** z powodu ujęcia w I kwartale 2021 roku kary umownej otrzymanej przez PGE Systemy.

NAKLĄDY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Pozostała Działalność

mln PLN	I kw. 2022 ¹	I kw. 2021	Zmiana %
Razem	394	18	2 089%

¹W danych za I kw. 2022 roku ujęta została wartość nakładów inwestycyjnych dot. projektu budowy 2 bloków gazowo-parowych, realizowanego przez PGE Gryfino sp. z o.o. oraz niskoemisyjnej jednostki, za budowę której odpowiada Rybnik 2050 sp. z o.o.

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

- Trwa przygotowanie **projektu budowy bloku gazowo-parowego** o mocy ok. 800-900 MW w Elektrowni Rybnik (Rybnik 2050 sp. z o.o.). W lutym 2022 roku złożono wniosek o wydanie warunków przyłączenia do KSE. Prowadzone jest postępowanie przetargowe mające na celu wybór GRI. 25 kwietnia 2022 roku podpisano z Gaz-System S.A. porozumienie przed-przyłączeniowe w sprawie przyłączenia planowanego bloku do gazociągu przesyłowego.
- W I kwartale 2022 roku kontynuowano prace związane z realizacją dwóch **nowych bloków gazowo-parowych** o mocy 671 MWe każdy (PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.). Zaawansowanie rzeczowe realizacji Projektu na koniec marca 2022 roku wynosiło 62%. Prace na terenie budowy polegały głównie na wznoszeniu konstrukcji budynków oraz dostawie i rozpoczęciu montażu instalacji technologicznych, w tym m.in. kotłów odzyskowych.

KLUCZOWY PROJEKT W SEGMENTIE POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

Cel projektu	Budżet ¹	Poniesione nakłady ¹	Nakłady poniesione 2022 roku ¹	Paliwo/ sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji	Status
Budowa dwóch bloków gazowo parowych nr 9 i 10 w Elektrowni Dolna Odra	4,3 mld PLN	1,2 mld PLN	369 mln PLN	Gaz ziemny/ 63%	Konsorcjum firm: General Electric (lider konsorcjum) i Polimex Mostostal	Grudzień 2023 roku	Na 31 marca 2022 roku zaawansowanie postępu prac w Projekcie wynosiło ok. 62%. Prace na terenie budowy dot. wznoszenia konstrukcji budynków głównych oraz montażu instalacji technologicznych, w tym m.in. kotłów odzyskowych bloków.

¹Poniesione nakłady nie uwzględniają kosztów finansowania oraz wydatków w postaci wypłaconych zaliczek dla Generalnego Realizatora Inwestycji oraz pozostałych wykonawców.

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

WPŁYW WOJNY NA TERYTORIUM UKRAINY NA DZIAŁALNOŚĆ GRUPY PGE

GK PGE jest największą grupą energetyczną w Polsce. Jednostki Grupy zabezpieczają około 43% zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju oraz obsługują ponad 5,5 mln klientów, a obszar dystrybucyjny Grupy PGE obejmuje ponad 40% terytorium Polski, w tym na obszarach przy granicy z Ukrainą i Białorusią. Z tego względu działalność Grupy ma szczególne znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Kluczowe dla Grupy PGE jest zabezpieczenie ciągłości działania elektrowni i elektrociepłowni oraz infrastruktury dystrybucyjnej, tak aby zapewnić nieprzerwane dostawy energii elektrycznej i ciepła do mieszkańców, instytucji i przedsiębiorstw.

W związku z sytuacją w Ukrainie na szczeblu centralnym Grupy PGE został powołany Zespół Kryzysowy, którego celem jest stałe monitorowanie zagrożeń i identyfikacja potencjalnych ryzyk. W ramach prac Zespołu prowadzony jest monitoring obejmujący bezpieczeństwo wytwarzania i dostaw energii elektrycznej oraz ciepła, ochronę infrastruktury krytycznej oraz infrastruktury informatycznej. Do zadań Zespołu należy również podejmowanie działań minimalizujących ryzyko wystąpienia sytuacji kryzysowej, przygotowanie spółek w Grupie na wypadek wystąpienia sytuacji kryzysowej oraz planowanie, organizacja i koordynowanie prac zapewniających ciągłość działania Spółki i Grupy PGE.

W kluczowych spółkach Grupy również zostały powołane sztaby kryzysowe, funkcjonujące 24h na dobę, realizujące stały monitoring oraz identyfikujące potencjalne ryzyka w celu minimalizacji zagrożenia dla dostaw energii elektrycznej i ciepła.

Wszystkie spółki kluczowe GK PGE przyjęły wytyczne w zakresie opracowania planów zapewnienia ciągłości działania (PCD). Na tej podstawie spółki opracowują a następnie wdrażają własne PCD, które uwzględniają specyfikę danej spółki. Kluczowym założeniem PCD jest opracowanie katalogu zagrożeń dla procesów krytycznych, na podstawie których są opracowywane i przyjmowane scenariusze awaryjne (instrukcje, procedury). Scenariusze awaryjne są cyklicznie testowane oraz na bieżąco aktualizowane. W obecnej sytuacji spółki zostały zobligowane zarówno do pilnej aktualizacji i weryfikacji regulacji wewnętrznych, jak i PCD.

W aktualnej sytuacji geopolitycznej znacząco wzrosło znaczenie cyberbezpieczeństwa. W Grupie PGE zostały wdrożone specjalne procedury monitorowania sieci teleinformatycznych z uwagi na wzmożoną działalność grup przestępczych, mającą na celu atak na systemy ICT oraz OT. W związku z obowiązującym stanem alarmowym CHARLIE-CRP plany awaryjne zostały poddane przeglądowi. Istotna zmiana kontekstu funkcjonowania Grupy wywołała uruchomienie analizy zagrożeń i szacowanie ryzyka wystąpienia incydentu cyberbezpieczeństwa. Wzmożono także nacisk na ochronę łańcucha dostaw przed atakami cybernetycznymi.

Ochrona fizyczna obiektów Grupy została wzmocniona. W celu ochrony kluczowej infrastruktury energetycznej Grupa współpracuje ze wszystkimi służbami odpowiedzialnymi za bezpieczeństwo w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego (ABW). Ponadto PGE Dystrybucja na stałe jest wspierana przez Wojska Obrony Terytorialnej (WOT).

KLUCZOWE OBSZARY W GRUPIE PGE, NA KTÓRE WPŁYWA WOJNA W UKRAINIE

- dostępność i ceny paliw,
- zakłócenie łańcucha dostaw komponentów,
- wzrost inflacji i stóp procentowych oraz osłabienie waluty krajowej,
- ceny uprawnień do emisji CO₂,
- większa presja na transformację energetyczną,
- cyberbezpieczeństwo,
- geopolityka,
- kontrahenci (listy sankcyjne).

KLUCZOWE RYZYKA DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ GK PGE ZWIĄZANE Z WOJNĄ W UKRAINIE

- zmniejszenie dostępności węgla kamiennego na polskim rynku z uwagi na embargo w zakresie dostaw tego surowca z Rosji,
- wzrost cen węgla kamiennego oraz gazu na rynku międzynarodowym,
- zakłócenia logistyczne związane z wysokim wykorzystaniem taboru kolejowego i zmianami aktualnych tras przejazdowych,
- zmniejszenie dostępności biomasy na polskim rynku z uwagi na wstrzymanie importu surowca z Białorusi,
- zakłócenia logistyczne w transporcie samochodowym związane z cenami paliwa oraz dostępnością pracowników usługodawców.

RYZYKA ZWIĄZANE Z DOSTAWAMI GAZU

- Elektrociepłownia Gorzów oraz Elektrociepłownia Zielona Góra mają dostarczany gaz złożowy (tzw. gaz Ln). Ze względu na wykorzystywanie dedykowanej infrastruktury przesyłowej pomiędzy kopalnią a daną elektrociepłownią te aktywa wytwórcze są neutralne wobec zaburzeń dostaw do Krajowego Systemu Przesyłowego Gazu.
- Elektrociepłownia Toruń, Elektrociepłownia Zawidawie, Elektrociepłownia Lublin Wrotków i Elektrociepłownia Rzeszów mają dostarczany gaz wysokometanowy (tzw. gaz E). Gaz E pobierany z Krajowego Systemu Przesyłowego jest zabezpieczony w formie odpowiedniego stanu magazynów i w Polsce jest to na relatywnie wysokim poziomie.

Grupa PGE nie ma wpływu na kierunki dostaw i zarządzanie przesyłem paliwa gazowego, dlatego też ryzyko ewentualnego wystąpienia zakłóceń leży po stronie PGNiG oraz Operatora Systemu Przesyłowego (Gaz - System S.A.). PGE ma ustanowione kanały komunikacji z PGNiG i Gaz-Systemem w zarządzaniu handlowym i operacyjnym we współpracy z daną lokalizacją z Grupy PGE. Zgodnie z krajowymi programami zarządzania ograniczeniami dostaw gazu, zabezpieczenie dostaw dla produkcji energii elektrycznej i ciepła jest uprzywilejowane wobec innych odbiorców korporacyjnych.

WPŁYW OGRANICZEŃ W DOSTĘPNOŚCI PALIW NA PRODUKCJĘ ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA

- W przypadku paliwa gazowego z uwagi na brak możliwości posiadania zapasów tego paliwa ograniczenie dostępności przekłada się na natychmiastową przerwę w produkcji energii elektrycznej i ciepła. Jednak, jeżeli w danej elektrociepłowni istnieją rezerwowe kotły wodne na paliwo węglowe możliwa jest produkcja ciepła do wyczerpania stanu zapasów (dotyczy lokalizacji Elektrociepłownia Lublin Wrotków oraz Elektrociepłownia Rzeszów). W przypadku Elektrociepłowni Gorzów rezerwę produkcji stanowi kocioł parowy OP-140 na paliwo węglowe. W lokalizacji Elektrociepłownia Zielona Góra rezerwę dla produkcji ciepła stanowią kotły olejowe.
- Głównymi dostawcami węgla kamiennego na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepła są polskie spółki wydobywcze. Jednostki wytwórcze posiadają zapasy węgla kamiennego, które pozwalają na nieprzerwaną produkcję energii elektrycznej i ciepła.

Zagwarantowanie dostaw energii elektrycznej dla PGE Dystrybucja i PGE Obrót odbywa się w formie zabezpieczenia handlowego. Dostawy fizyczne energii warunkowane są aktualną sytuacją zbilansowania i funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Zakłócenia w produkcji energii elektrycznej będą wpływały na dostawy energii w zależności od lokalizacji w sieci w KSE. Na chwilę obecną Grupa PGE nie zidentyfikowała ryzyka dostawy energii elektrycznej i ciepła do mieszkańców, instytucji i przedsiębiorstw.

RYZYZKO WPŁYWU WOJNY NA RYNKI SUROWCÓW ORAZ FINANSOWE

Wojna w Ukrainie znacząco wpłynęła na ceny surowców energetycznych, co przełożyło się na ceny energii i uprawnień do emisji CO₂ oraz ceny towarów i usług, wpływając tym samym na poziomy generowanej marży i możliwości pozyskiwania kapitału. Utrudnienie lub całkowite wstrzymanie pracy wielu zakładów produkcyjnych w Ukrainie wpłynęło na zakłócenie łańcucha dostaw komponentów dla kluczowych inwestycji, lub znaczący wzrost ich cen. Grupa PGE mityguje ryzyka kontynuując politykę zabezpieczania kosztów produkcji energii elektrycznej wraz ze sprzedażą energii na rynku hurtowym, co znajduje swój wymiar zarówno w zabezpieczeniu uprawnień do emisji CO₂, jak również walut obcych na potrzeby transakcyjne.

W konsekwencji opisane powyżej ryzyka mogą mieć istotny wpływ na poszczególne obszary działalności GK PGE oraz przyszłe wyniki finansowe. W szczególności zmianie może ulec wartość odzyskiwalna wybranych pozycji aktywów, poziom oczekiwanych strat kredytowych oraz wycena instrumentów finansowych.

W związku z dynamicznym przebiegiem wojny na terytorium Ukrainy i jej konsekwencjami makroekonomicznymi oraz rynkowymi, Grupa PGE będzie na bieżąco monitorować jej rozwój a ewentualne zdarzenia, które wystąpią, zostaną odzwierciedlone odpowiednio w przyszłych sprawozdaniach finansowych Grupy.

ZMIANY W SKŁADZIE ZARZĄDU I RADY NADZORCZEJ

SKŁAD OSOBOWY ZARZĄDU

Od 1 stycznia do 31 marca 2022 roku, jak i 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
Lechosław Rojewski	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych	od 9 czerwca 2021 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 2022 roku do 18 stycznia 2022 roku Rada Nadzorcza funkcjonowała w 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
Zbigniew Gryglas	Członek Rady Nadzorczej
Tomasz Hapunowicz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Marcin Kowalczyk	Członek Rady Nadzorczej
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Radosław Winiarski	Członek Rady Nadzorczej

Od 18 stycznia 2022 roku do dnia 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
Zbigniew Gryglas ¹	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Tomasz Hapunowicz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Marcin Kowalczyk	Członek Rady Nadzorczej
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Radosław Winiarski	Członek Rady Nadzorczej

¹18 stycznia 2022 roku Zbigniew Gryglas złożył oświadczenie odnośnie kryteriów niezależności.

Od 1 stycznia 2022 roku do dnia publikacji 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
Zbigniew Gryglas		Członek	Członek	
Tomasz Hapunowicz		Przewodniczący	Członek	
Marcin Kowalczyk			Członek	
Anna Kowalik	Członek		Członek	Członek
Grzegorz Kuczyński	Przewodniczący	Członek		
Mieczysław Sawaryn			Członek	Przewodniczący
Artur Składanek	Członek		Przewodniczący	
Radosław Winiarski	Członek		Członek	

KWESTIE PRAWNE

KWESTIA ODSZKODOWANIA DOTYCZĄCEGO KONWERSJI AKCJI

Informacje w sprawie odszkodowań dotyczących konwersji akcji zostały omówione w nocie 23.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

POSTĘPOWANIA TOCZĄCE SIĘ PRZED SADEM, 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 23.4 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 23.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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

W ramach Grupy w I kwartale 2022 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 25 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

ROZSTRZYGNIĘCIE SPORU POMIĘDZY CZECHAMI A POLSKĄ Z TYTUŁU PRZEDŁUŻENIA KONCESJI DLA DALSZEGO FUNKCJONOWANIA KWB TURÓW

3 lutego 2022 roku premierzy rządów polskiego i czeskiego parafowali umowę dwustronną określającą warunki wycofania skargi Czech z Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej odnośnie przedłużenia koncesji dla KWB Turów.

4 lutego 2022 roku Republika Czeska poinformowała Trybunał, że, zgodnie z art. 147 § 1 regulaminu postępowania, wskutek zawartej z Rzeczpospolitą Polską ugody w przedmiocie rozstrzygnięcia niniejszego sporu, zrzeka się ona wszelkich roszczeń. Wobec powyższego 4 lutego 2022 roku Prezes Trybunału Sprawiedliwości wydał postanowienie w przedmiocie wykreślenia sprawy z rejestru.

7 lutego 2022 roku zostało zawarte Porozumienie pomiędzy PGE GiEK S.A., PGE S.A. i Skarbem Państwa określające zasady współpracy w związku z wykonywaniem Umowy zawartej 3 lutego 2022 roku między Rządem Republiki Czeskiej a Rządem Rzeczpospolitej Polskiej o współpracy w zakresie odnoszenia się do skutków na terytorium Republiki Czeskiej wynikających z eksploatacji KWB Turów.

Na mocy powyższego Porozumienia PGE GiEK S.A. zobowiązała się do budowy wału ziemnego, monitorowania hałasu, monitorowania jakości powietrza, wykonania 4 otworów monitorujących poziomy warstw wodonośnych, zakończenia budowy ekranu przeciwfiltracyjnego, przeprowadzenia pomiarów dotyczących przemieszczania terenu oraz wymiany oświetlenia w KWB Turów.

PGE GiEK S.A. ponadto zobowiązała się do podjęcia działań na rzecz przekazania przez Fundację PGE na rzecz Kraju Libereckiego w Republice Czeskiej kwoty 10 milionów EUR. Darowizna została przekazana w lutym 2022 roku.

Eksploatacja złoża jest prowadzona zgodnie z warunkami wynikającymi z koncesji.

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

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

Przyznanie Kontraktu różnicowego, w tym ostateczny poziom ceny, uzależnione jest od ostatecznej zgody Komisji Europejskiej.

Grupa PGE i Ørsted rozpoczęły proces indywidualnych negocjacji z Komisją Europejską, dotyczący ustalenia indywidualnej ceny w Kontrakcie różnicowym. Złożono komplet dokumentów wymaganych tzw. ustawą offshore. Dokumenty przeszły weryfikację URE i Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK) a następnie na początku lutego 2022 roku przekazane zostały do Komisji Europejskiej.

Decyzja Komisji Europejskiej spodziewana jest w III kwartale 2022 roku.

Raport bieżący PGE S.A. w tej sprawie:

[Przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla e.e. z morskich farm wiatrowych](#)

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

1 marca 2022 roku Rada Ministrów przyjęła uchwałę w sprawie przyjęcia dokumentu „Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce. Wydzielenie wytwórczych aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa”. Zgodnie z dokumentem proces wydziałania aktywów przyjmie formułę nabycia przez Skarb Państwa od PGE S.A., ENEA, TAURON oraz ENERGA. wszystkich aktywów związanych z wytwarzaniem energii w elektrowniach zasilanych węglem kamiennym i brunatnym, w tym spółek serwisowych świadczących usługi na ich rzecz. W związku z nierozdzielnością 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 tej transakcji. Wydzielenie aktywów z grup energetycznych może nastąpić poprzez:

- nabycie akcji poszczególnych spółek bezpośrednio przez Skarb Państwa, a następnie ich konsolidację w ramach NABE – w przypadku wyboru tego wariantu konsolidacja w ramach NABE nastąpi poprzez ich wniesienie na podwyższenie kapitału do PGE GiEK S.A.,
- lub poprzez warunkowe nabycie akcji spółek przez PGE GiEK S.A., pod warunkiem nabycia akcji PGE GiEK S.A. przez Skarb Państwa.

NABE będzie działało w formie spółki holdingowej skupionej wokół PGE GiEK S.A., gdzie spółki nabywane od ENEA, TAURON i ENERGA będą spółkami zależnymi wchodzącymi w skład jej grupy kapitałowej.

NABE będzie podmiotem w pełni samowystarczalnym, tj. będzie w stanie zapewnić sobie samodzielnie lub – w okresie przejściowym – na bazie zawieranych umów z podmiotami zewnętrznymi, w tym ze spółkami, z których wydzielane są aktywa, wszystkie niezbędne do niezakłóconego działania funkcje wewnętrzne i zewnętrzne, tj. HR, IT, zakupy, trading.

Wszystkie ewentualne transakcje wymagane w ramach wybranej struktury, związane z wydzieleniem aktywów, zostaną przeprowadzone w oparciu o rynkową wycenę niezależnego podmiotu oraz po przeprowadzeniu niezależnego badania due diligence. Poszczególne wyceny będą uwzględniać zobowiązania finansowe, które spółki wytwórcze, wydzielane w ramach transakcji, posiadają wobec podmiotów dominujących i/lub zobowiązania finansowe wobec instytucji finansujących.

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 i ich kredytodawcami.

Według założeń dokumentu, po wydzieleniu wytwórczych aktywów węglowych koncerny energetyczne skupią się na rozwijaniu swojej działalności w oparciu o posiadane aktywa w obszarze dystrybucji, ciepłownictwa, obrotu oraz wytwarzania energii w nisko- i zeroemisyjnych źródłach.

Rolą NABE będzie zapewnienie niezbędnego bilansu mocy w systemie energetycznym. NABE będzie skupiało się na inwestycjach utrzymaniowych i modernizacyjnych, niezbędnych do utrzymania sprawności

eksploatowanych bloków węglowych, w tym zmierzających do ograniczenia emisyjności eksploatowanych jednostek.

23 lipca 2021 roku PGE S.A., ENEA, TAURON i ENERGA zawarły ze Skarbem Państwa porozumienie dotyczące współpracy w procesie wydzielenia aktywów energetyki węglowej i ich integracji w NABE.

Zgodnie z ramowym harmonogramem rozpoczęcie procesu due diligence zostało zaplanowane na III kwartał /IV kwartał 2022 roku, a wycena wydzielanych spółek na IV kwartał 2022 roku. Sprzedaż aktywów do NABE jest planowana na IV kwartał 2022 roku.

Sposób wyceny oraz rozliczenia długu i innych zobowiązań związanych z aktywami nie został jeszcze określony. W związku z tym określenie wpływu wydzielenia na przyszłe sprawozdania finansowe PGE S.A. oraz GK PGE nie jest obecnie możliwe.

Raport bieżący PGE S.A. w tej sprawie:

[Porozumienie dotyczące współpracy w zakresie wydzielenia aktywów węglowych do NABE](#)

[SPRZEDAŻ HOTELI I OBIEKTÓW ELBEST SP. Z O.O. DO POLSKIEGO HOLDINGU HOTELOWEGO SP. Z O.O. \(PHH\)](#)

15 grudnia 2021 roku PHH zawarł z PGE S.A. umowę warunkową na zakup dziesięciu hoteli i obiektów, należących do Elbest sp. z o.o. 4 marca 2022 roku zakończono transakcję sprzedaży udziałów.

Włączenie hoteli i obiektów Elbest sp. z o.o. do grupy kapitałowej Polskiego Holdingu Hotelowego to kolejny krok w prowadzonej przez PHH konsolidacji spółek hotelowych, należących do Skarbu Państwa, natomiast dla Grupy PGE jest elementem porządkowania struktury i realizacji zadań zmierzających do koncentracji na działalności podstawowej.

Komunikat prasowy PGE S.A. w tej sprawie:

[Sprzedaż hoteli Elbest do PHH](#)

[Finalizacja transakcji sprzedaży udziałów Elbest sp. z o.o.](#)

[DOKAPITALIZOWANIE SPÓŁKI W DRODZE EMISJI AKCJI](#)

[DECYZJA ZARZĄDU PGE W SPRAWIE ROZPOCZĘCIA PROCESU DOKAPITALIZOWANIA](#)

18 stycznia 2022 roku Zarząd PGE S.A. podjął uchwałę w sprawie rozpoczęcia procesu dokapitalizowania Spółki w związku z planowanymi projektami inwestycyjnymi w obszarze energii odnawialnej, dekarbonizacji i dystrybucji.

Uchwała przewidywała zaproponowanie Nadzwyczajnemu Walnemu Zgromadzeniu Spółki podjęcia decyzji w sprawie obniżenia kapitału zakładowego w drodze zmniejszenia wartości nominalnej akcji z jednoczesnym podwyższeniem kapitału zakładowego w drodze emisji akcji serii E w trybie subskrypcji prywatnej, pozbawienia dotychczasowych akcjonariuszy w całości prawa poboru wszystkich akcji serii E, ubiegania się o dopuszczenie i wprowadzenie akcji serii E lub praw do akcji serii E do obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. (GPW), dematerializacji akcji serii E lub praw do akcji serii E oraz zmiany Statutu Spółki.

Intencją Zarządu PGE S.A. było pozyskanie od inwestorów w ramach procesu podwyższenia kapitału zakładowego kwoty ok 3,2 mld PLN.

Pozyskanie wpływów z emisji akcji ma na celu wsparcie inwestycji PGE w 3 obszarach:

- rozwój odnawialnych źródeł energii,
- dekarbonizacja poprzez rozwój źródeł niskoemisyjnych,
- rozwój dystrybucji.

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki, które odbyło się 7 marca 2022 roku nie podjęło zaproponowanej uchwały ze względu na ogłoszoną przerwę w obradach do 6 kwietnia 2022 roku. Po wznowieniu obrad 6 kwietnia 2022 roku przyjęto uchwałę.

Raporty bieżące w tej sprawie:

[Rozpoczęcie procesu dokapitalizowania spółki](#)

[Zwołanie Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia](#)

[Projekty Uchwał na Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie](#)

[Treść uchwał podjętych przez Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie](#)

[Treść uchwał podjętych przez Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie cz. 2](#)

PODPISANIE UMOWY INWESTYCYJNEJ ZE SKARBEM PAŃSTWA

5 kwietnia 2022 roku PGE S.A. podpisała ze Skarbem Państwa reprezentowanym przez Prezesa Rady Ministrów umowę inwestycyjną w związku z planowaną emisją nowych akcji z wyłączeniem prawa poboru dotychczasowych akcjonariuszy, która miała charakter subskrypcji prywatnej, skierowanej wyłącznie do wybranych inwestorów. Na podstawie umowy inwestycyjnej Skarb Państwa wyraził wolę objęcia nie więcej niż 373 952 165 nowych akcji, emitowanych przez Spółkę za wkład pieniężny pochodzący ze środków Funduszu Reprywatyzacji, w łącznej wysokości nie większej niż 3,2 mld PLN.

PGE S.A. zobowiązała się wobec Skarbu Państwa, że przeznaczy wkład pieniężny w całości na realizację przez Spółkę oraz podmioty zależne Spółki (PGE Dystrybucja S.A., PGE Energia Odnawialna S.A., PGE Energia Ciepła S.A., Rybnik 2050 sp. z o.o.) projektów inwestycyjnych w 3 obszarach: intensyfikacji rozwoju odnawialnych źródeł energii, rozwoju dystrybucji w ramach programu „Dystrybucja przyszłości” oraz dekarbonizacji poprzez rozwój źródeł niskoemisyjnych. Umowa inwestycyjna reguluje zasady wykorzystania środków oraz konsekwencje naruszenia tych zasad, zobowiązania i zapewnienia Spółki w związku z przekazaniem środków, obowiązki dotyczące sprawozdawczości i rozliczania oraz uprawnienia kontrolne Skarbu Państwa. W razie wykorzystania środków niezgodnie z umową inwestycyjną lub nienależytego jej wykonania, Spółka będzie zobowiązana do zwrotu całości lub części wkładu pieniężnego lub do zapłaty na rzecz Skarbu Państwa kar umownych lub kwot gwarancyjnych, w zależności od rodzaju naruszonego postanowienia.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Podpisanie umowy inwestycyjnej](#)

PRZYJĘCIE PRZEZ ZARZĄD PGE S.A. ZASAD PROWADZENIA SUBSKRYPCJI AKCJI

Oferta publiczna akcji została przeprowadzana na podstawie uchwały Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z 6 kwietnia 2022 roku (Uchwała Emisyjna). Zarząd Spółki działając na podstawie upoważnienia wynikającego z Uchwały Emisyjnej przyjął Zasady Subskrypcji. Oferta była skierowana wyłącznie do inwestorów, którzy otrzymali zaproszenie do udziału od firmy inwestycyjnej, prowadzącej proces budowania księgi popytu na akcje.

Szczegółowe zasady subskrypcji w związku z emisją i ofertą akcji PGE S.A.: [Zasady subskrypcji](#)

ZAWARCIE UMOWY PLASOWANIA AKCJI ORAZ ROZPOCZĘCIE PROCESU BUDOWANIA KSIĘGI POPYTU

6 kwietnia 2022 roku nastąpiło zawarcie umowy plasowania akcji z Powszechną Kasą Oszczędności Bank Polski Spółka Akcyjna, Oddział – Biuro Maklerskie w Warszawie jako Globalnym Koordynatorem, Zarządzającym Księgą Popytu oraz Menadżerem Oferty. Jednocześnie rozpoczęto proces budowania księgi popytu (w trybie przyspieszonym) w drodze subskrypcji prywatnej 373 952 165 akcji zwykłych na okaziciela serii E, emitowanych przez Spółkę.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Zawarcie umowy plasowania akcji oraz rozpoczęcie procesu budowania księgi popytu](#)

USTALENIE CENY EMISYJNEJ AKCJI

7 kwietnia 2022 roku po zakończeniu procesu przyspieszonego budowania księgi popytu na akcje Zarząd Spółki ustalił cenę emisyjną na 8,55 PLN za jedną akcję. Cena była ustalona w oparciu o wyniki procesu budowania księgi popytu, a także z uwzględnieniem wszystkich okoliczności mających wpływ na ustalenie ceny emisyjnej, w tym przede wszystkim sytuacji makroekonomicznej i gospodarczej, koniunktury panującej na rynkach kapitałowych w czasie przeprowadzania oferty publicznej, bieżących wydarzeń i ich wpływu na perspektywy działalności Spółki, a także w oparciu o rekomendacje Menadżera Oferty.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Ustalenie ceny emisyjnej akcji](#)

ZAKOŃCZENIE SUBSKRYPCJI ORAZ PRYZDZIAŁ AKCJI

22 kwietnia 2022 roku Zarząd PGE S.A. podjął uchwałę o przydziale wszystkich akcji serii E inwestorom uczestniczącym w procesie subskrypcji. Skarb Państwa, będący akcjonariuszem większościowym PGE objął akcje o wartości emisyjnej wynoszącej ok. 2,5 mld PLN, otwarte fundusze emerytalne objęły akcje o wartości emisyjnej wynoszącej ok. 450 mln PLN, a pozostałym inwestorom przydzielono akcje o wartości emisyjnej wynoszącej ok. 250 mln PLN.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Zakończenie subskrypcji oraz przydział akcji](#)

Komunikat prasowy w tej sprawie:

[Zakończenie subskrypcji oraz przydział akcji](#)

REJESTRACJA PRAW DO AKCJI SERII E W KRAJOWYM DEPOZYCIE PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH (KDPW)

27 kwietnia 2022 roku KDPW wydał oświadczenie w sprawie zawarcia z PGE S.A. umowy o rejestrację w depozycie papierów wartościowych praw do akcji serii E.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Rejestracja praw do akcji](#)

DOPUSZCZENIE I WPROWADZENIE DO OBROTU GIEŁDOWEGO PRAW DO AKCJI SERII E

28 kwietnia 2022 roku zarząd Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. podjął uchwałę w sprawie dopuszczenia i wprowadzenia do obrotu giełdowego na rynku podstawowym GPW praw do akcji serii E.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Dopuszczenie i wprowadzenie do obrotu giełdowego praw do akcji serii E](#)

KOMUNIKAT KDPW W SPRAWIE REJESTRACJI PRAW DO AKCJI SERII E

29 kwietnia 2022 roku otrzymano komunikat, w którym KDPW poinformowało, że 2 maja 2022 roku nastąpi rejestracja praw do akcji serii E.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Komunikat KDPW](#)

ZAKOŃCZENIE SUBSKRYPCJI AKCJI SERII E

11 maja 2022 roku Zarząd PGE S.A. przekazał informację na temat zakończonej subskrypcji akcji serii E.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Zakończenie subskrypcji](#)

REJESTRACJA PODWYŻSZENIA KAPITAŁU ZAKŁADOWEGO ORAZ ZMIANY STATUTU

19 maja 2022 roku Zarząd PGE S.A. powziął informację, iż 18 maja 2022 roku Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego zarejestrował zmiany Statutu Spółki, dokonane na podstawie uchwały nr 7 z 6 kwietnia 2022 roku Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki, zwołanego na 7 marca 2022 roku i wznowionego 6 kwietnia 2022 roku.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Rejestracja podwyższenia kapitału](#)

ZŁOŻENIE WNIOSKÓW O POZWOLENIA LOKALIZACYJNE DLA MORSKICH FARM WIATROWYCH NA BAŁTYKU

9 lutego 2022 roku złożono do Ministerstwa Infrastruktury wnioski o nowe pozwolenie lokalizacyjne dla elektrowni morskiej na Morzu Bałtyckim. To ósmy taki wniosek złożony przez Grupę PGE. Ujęty w nim obszar (14.E.2) zlokalizowany jest na ławicy Odrzanej.

Obecnie Grupa PGE przygotowuje inwestycje na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy ok. 3,5 GW (w tym 2,5GW w JO z Orsted) w oparciu o trzy uzyskane w 2012 roku pozwolenia lokalizacyjne. Prace prowadzone na tych obszarach realizowane są zgodnie z harmonogramem. W najbliższych miesiącach spodziewane jest uzyskanie ważnych decyzji administracyjnych dotyczących m.in. pozwoleń środowiskowych dla infrastruktury lądowej związanej z wyprowadzeniem mocy, a w dalszej kolejności pozwoleń na budowę. W trakcie realizacji są przetargi dotyczące poszczególnych etapów inwestycji.

Celem strategicznym Grupy PGE w obszarze energetyki morskiej jest zbudowanie co najmniej 6,5 GW mocy do 2040 roku. Według założeń rządowych, ujętych w PEP2040, morskie farmy wiatrowe w polskiej strefie Morza Bałtyckiego w 2040 roku będą posiadały moc ok. 8-11 GW.

Na Morzu Bałtyckim obecnie dostępnych jest 11 akwenów, w ramach których PGE i inne podmioty ubiegają się o pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp.

Komunikaty prasowe PGE S.A. w tej sprawie:

[Wnioski o pozwolenie lokalizacyjne dla morskich farm wiatrowych](#)

[Wnioski o pozwolenie lokalizacyjne dla morskich farm wiatrowych cz. 2](#)

[Wnioski o pozwolenie lokalizacyjne dla morskich farm wiatrowych cz. 3](#)

REZERWA NA POTENCJALNE ROSZCZENIA OD KONTRAHENTÓW ENESTA SP. Z O.O.

W 2021 roku ENESTA sp. z o.o. wypowiedziała niekorzystne umowy na dostawę energii elektrycznej oraz gazu ziemnego. W związku z tym na 31 grudnia 2021 roku utworzona została rezerwa na roszczenia od kontrahentów w wysokości 279 mln PLN. W I kwartale 2022 roku część kontrahentów skierowała roszczenia na drogę sądową. W niektórych przypadkach kwota roszczeń jest wyższa niż kwota utworzonej rezerwy. Różnica pomiędzy kwotą roszczeń a kwotą utworzonych rezerw została wykazana w zobowiązaniach warunkowych.

POTWIERDZENIE RATINGU PGE NA POZIOMIE BBB+ Z PERSPEKTYWĄ STABILNĄ PRZEZ AGENCJĘ FITCH

28 stycznia 2022 roku agencja Fitch potwierdziła rating PGE S.A. na poziomie BBB+ z perspektywą stabilną. Rating agencji Fitch odzwierciedla profil biznesowy Grupy PGE, która jest największą zintegrowaną polską grupą energetyczną opartą na biznesie dystrybucyjnym i wytwarzaniu energii, oraz jej umiarkowany poziom zadłużenia. Głównymi czynnikami pozytywnie wpływającymi na rating są Strategia Grupy PGE, zakładająca zmianę profilu Grupy w kierunku źródeł odnawialnych i niskoemisyjnych, stabilne przychody z biznesów regulowanych, takich jak dystrybucja energii elektrycznej i rynek mocy. Dodatkowo wydzielenie aktywów węglowych do NABE wg Fitch wspierałoby profil kredytowy Spółki. Jako potencjalne ryzyka wymieniane są z kolei poziom marży w segmencie sprzedaży oraz przejściowy wzrost zadłużenia związany z wysokim poziomem nakładów inwestycyjnych.

Ponadto, agencja Fitch pozytywnie oceniła planowaną przez PGE S.A. nową emisję akcji, z której pozyskane środki mają być przeznaczone na rozwój aktywów dystrybucyjnych, odnawialnych oraz niskoemisyjnych źródeł wytwórczych.

Komunikat prasowy PGE S.A. w tej sprawie:

[Potwierdzenie ratingu PGE na poziomie BBB+](#)

REKOMENDACJA NIETYPLACANIA DYWIDENDY ZA ROK 2021

22 marca 2022 roku Zarząd PGE S.A. podjął decyzję o rekomendacji niewypłacania dywidendy za rok 2021 dla akcjonariuszy PGE. Decyzja została podjęta zgodnie z polityką dywidendy i jest efektem analizy ogólnej wysokości zadłużenia Spółki oraz spodziewanych nakładów kapitałowych i potencjalnych akwizycji (zgodnie ze Strategią Grupy PGE do 2030 roku z perspektywą do 2050), w kontekście bieżącej niestabilności i niepewności rynkowej.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Rekomendacja niewypłacania dywidendy](#)

ZAŁOŻENIA DO AKTUALIZACJI POLITYKI ENERGETYCZNEJ POLSKI DO 2040 ROKU

29 marca 2022 roku Rada Ministrów przyjęła założenia do aktualizacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku – wzmocnienie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej, przedłożone przez Ministra Klimatu i Środowiska.

Rząd zaktualizował założenia Polityki energetycznej Polski do 2040 roku, aby zneutralizować lub ograniczyć ryzyka związane z potencjalnymi sytuacjami kryzysowymi w kraju oraz na arenie międzynarodowej. Wpisuje się to również w realizację głównego celu polityki energetycznej, tj. zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego, przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki i zmniejszeniu oddziaływania sektora energii na środowisko.

Aktualna sytuacja międzynarodowa wpływa na wiele aspektów związanych z polityką energetyczną i powoduje konieczność zmiany podejścia do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w kierunku większej dywersyfikacji i niezależności. Rewizja PEP2040 będzie mieć na celu dobranie odpowiedniej ścieżki w nowej sytuacji geopolitycznej i gospodarczej, mając na uwadze również ochronę odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen energii i pogłębianiem ubóstwa energetycznego.

Zaktualizowana PEP2040 musi uwzględniać również suwerenność energetyczną, której szczególnym elementem jest zapewnienie szybkiego uniezależnienia krajowej gospodarki od importowanych paliw kopalnych (węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny) oraz pochodnych (LPG, olej napędowy, benzyna, nafta) z Rosji oraz innych krajów objętych sankcjami gospodarczymi. Chodzi o dywersyfikację dostaw, inwestycje w moce produkcyjne, infrastrukturę liniową i magazynowanie oraz alternatywne paliwa.

W pozostałych filarach polityki energetycznej Polski – sprawiedliwa transformacja, budowa zeroemisyjnego systemu oraz poprawa jakości powietrza – działania ograniczające zapotrzebowanie na paliwa kopalne z Rosji

i innych krajów objętych sankcjami gospodarczymi będą przyspieszane w celu zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski, a jednocześnie nastawione na budowanie innowacyjności gospodarki i jej wzmocnienie.

Najważniejsze zmiany w PEP2040:

- zwiększenie dywersyfikacji technologicznej i rozbudowa mocy opartych o źródła krajowe,
- dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii,
- poprawa efektywności energetycznej,
- dalsza dywersyfikacja dostaw i zapewnienie alternatyw dla węglowodorów,
- dostosowanie decyzji inwestycyjnych w gazowe moce wytwórcze do dostępności paliwa,
- wykorzystanie jednostek węglowych,
- wdrożenie energetyki jądrowej,
- rozwój sieci i magazynowania energii,
- negocjacje zmian regulacji UE.

[PODPISANIE UMOWY WARUNKOWEJ DOTYCZĄCEJ NABYCIA FARM WIATROWYCH O MOCY 84,2 MW](#)

1 kwietnia 2022 roku PGE Energia Odnawialna S.A. zawarła z Vanadium Holdco Limited warunkową umowę sprzedaży, w wyniku której nabędzie 100% udziałów w spółce Collfield Investments sp. z o.o. (Collfield Investments), posiadającej 100% udziałów w spółkach celowych operujących trzema farmami wiatrowymi o łącznej mocy 84,2 MW. Warunkiem zawieszającym transakcji jest uzyskanie zgody Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Zamknięcie Transakcji planowane jest w II kwartale 2022 roku. Wartość transakcji wyniesie ponad 900 mln PLN i zostanie obliczona na dzień zamknięcia transakcji w oparciu o odpowiednie mechanizmy ujęte w Umowie sprzedaży. Wartość transakcji obejmuje również gotówkę zgromadzoną na rachunkach Collfield Investments i jej spółek zależnych.

Transakcja jest elementem realizacji Strategii Grupy PGE, która zakłada m.in. ponad 1 GW nowych mocy w lądowych farmach wiatrowych do 2030 roku, w tym poprzez akwizycje. Po finalizacji transakcji moc zainstalowana Grupy PGE w tej technologii wzrośnie o 12% do ponad 770 MW. Akwizycja zapewni Grupie PGE utrzymanie pozycji największego krajowego wytwórcy energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Podpisanie umowy warunkowej](#)

[PODPISANIE UMOWY NA REALIZACJĘ SYSTEMU BILLINGOWEGO I CRM DLA KLIENTÓW GRUPY PGE](#)

29 kwietnia 2022 roku PGE Systemy, spółka z Grupy PGE, podpisała umowę z wyłonionym w przetargu wykonawcą A2 Customer Care - na wykonanie i wdrożenie systemu CRM Billing w Grupie.

Zamówienie obejmuje wdrożenie kompleksowego, centralnego rozwiązania informatycznego wspierającego kluczowe procesy biznesowe w Grupie Kapitałowej PGE realizowane przez spółki PGE Obrót S.A. i PGE Dystrybucja S.A., składającego się z dwóch systemów billingowych – odrębnych dla każdej ze spółek oraz systemu CRM dla PGE Obrót. Nowe rozwiązanie ma zastąpić działające obecnie systemy billingowe oraz systemy CRM do obsługi klientów Grupy PGE. Prace wdrożeniowe rozpoczną się jeszcze w tym roku. Zakończenie projektu przewidziane jest w 2025 roku.

Komunikat prasowy w tej sprawie:

[Podpisanie umowy na realizację systemu billingowego i CRM dla klientów Grupy PGE](#)

4. Pozostałe elementy Sprawozdania

4.1. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

W okresie od 1 stycznia 2022 roku do dnia publikacji niniejszego sprawozdania w organizacji Grupy Kapitałowej PGE nastąpiły istotne zmiany wymienione w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz opisane poniżej.

TWORZENIE SPÓŁEK

Segment działalności	Podmiot	Data zawiązania/ rejestracji w KRS	Komentarz
Energetyka Odnawialna	Elektrownia Wiatrowa Baltica 9 sp. z o.o.	1 grudnia 2021 roku	4 października 2021 roku PGE S.A. zawiązała 4 jednoosobowe spółki kapitałowe z siedzibami w Warszawie w formie spółek z ograniczoną odpowiedzialnością o następujących nazwach: Elektrownia Wiatrowa Baltica 9 sp. z o.o., Elektrownia Wiatrowa Baltica 10 sp. z o.o., Elektrownia Wiatrowa Baltica 11 sp. z o.o. i Elektrownia Wiatrowa Baltica 12 sp. z o.o. Kapitał zakładowy Elektrownia Wiatrowa Baltica 9 sp. z o.o. wynosi 981 000 PLN, a kapitały zakładowe pozostałych spółek wynoszą po 25 000 PLN.
	Elektrownia Wiatrowa Baltica 10 sp. z o.o.	18 lutego 2022 roku	
	Elektrownia Wiatrowa Baltica 11 sp. z o.o.	17 grudnia 2021 roku	
	Elektrownia Wiatrowa Baltica 12 sp. z o.o.	17 grudnia 2021 roku	
Energetyka Odnawialna	PGE Inwest 20 sp. z o.o.	2 marca 2022 roku	4 października 2021 roku PGE S.A. zawiązała 6 jednoosobowych spółek kapitałowych z siedzibami w Warszawie w formie spółek z ograniczoną odpowiedzialnością o następujących nazwach: PGE Inwest 20 sp. z o.o., PGE Inwest 21 sp. z o.o., PGE Inwest 22 sp. z o.o., PGE Inwest 23 sp. z o.o., PGE Inwest 24 sp. z o.o. i PGE Inwest 25 sp. z o.o. Kapitały zakładowe spółek wynoszą po 25 000 PLN.
	PGE Inwest 21 sp. z o.o.	2 marca 2022 roku	
	PGE Inwest 22 sp. z o.o.	2 marca 2022 roku	
	PGE Inwest 23 sp. z o.o.	24 marca 2022 roku	
	PGE Inwest 24 sp. z o.o.	16 marca 2022 roku	
	PGE Inwest 25 sp. z o.o.	3 marca 2022 roku	

NABYCIE, OBJĘCIE LUB ZBYCIE AKCJI/UDZIAŁÓW PRZEZ SPÓŁKI

Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
Energetyka Odnawialna	Elektrownia Wiatrowa Baltica-4 sp. z o.o. (EWB 4), Elektrownia Wiatrowa Baltica-5 sp. z o.o. (EWB 5) i Elektrownia Wiatrowa Baltica-6 sp. z o.o. (EWB 6) – sprzedaż przez PGE S.A. po 33,8% udziałów w EWB 4, EWB 5 i EWB 6 (warunkowa umowa sprzedaży udziałów)	18 listopada 2021 roku Brak spełnienia warunków zawieszających - według stanu na dzień przygotowania niniejszego sprawozdania.	18 listopada 2021 roku pomiędzy PGE S.A. jako sprzedającym oraz ENEA S.A. z siedzibą w Poznaniu jako kupującym zawarta została warunkowa umowa sprzedaży części posiadanych przez PGE S.A. udziałów w spółkach EWB 4, EWB 5 i EWB 6, tj. 95 udziałów w EWB 4, 95 udziałów w EWB 5 i 422 udziały w EWB 6, o łącznej wartości nominalnej 95 000 PLN w przypadku EWB 4, 95 000 PLN w przypadku EWB 5 i 422 000 PLN w przypadku EWB 6, stanowiących po 33,8% udziału w kapitałach zakładowych EWB 4, EWB 5 i EWB 6. Wejście w życie warunkowej umowy sprzedaży udziałów oraz przejście własności udziałów na ENEA uzależnione jest od spełnienia warunków zawieszających.
Energetyka Odnawialna	PGE Baltica 4 sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (PGE Baltica 4) – sprzedaż przez PGE S.A. 44,96% udziałów w PGE Baltica 4 (warunkowa umowa sprzedaży udziałów)	18 listopada 2021 roku Brak spełnienia warunków zawieszających - według stanu na dzień przygotowania niniejszego sprawozdania.	18 listopada 2021 roku pomiędzy PGE S.A. jako sprzedającym oraz TAURON Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach jako kupującym zawarta została warunkowa umowa sprzedaży części posiadanych przez PGE S.A. udziałów w spółce PGE Baltica 4, tj. 526 udziałów w tej spółce, o łącznej wartości nominalnej 526 000 PLN, stanowiących 44,96% udziału w kapitale zakładowym. Wejście w życie warunkowej umowy sprzedaży udziałów oraz przejście własności udziałów na TAURON uzależnione jest od spełnienia warunków zawieszających.
Pozostała Działalność	Elbest sp. z o.o. z siedzibą w Bełchatowie (Elbest sp. z o.o.) – sprzedaż przez PGE S.A. 100% udziałów w Elbest sp. z o.o. (warunkowa umowa sprzedaży udziałów)	15 grudnia 2021 roku 4 marca 2022 roku nastąpiło przeniesienie prawa własności na PHH.	15 grudnia 2021 roku pomiędzy PGE S.A. jako sprzedającym oraz spółką Polski Holding Hotelowy sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie jako kupującym zawarta została warunkowa umowa sprzedaży wszystkich posiadanych przez PGE S.A. udziałów w Elbest sp. z o.o., tj. 116 812 udziałów w tej spółce, o łącznej wartości nominalnej 116 812 000 PLN, stanowiących 100% udziału w kapitale zakładowym. Wejście w życie warunkowej umowy sprzedaży udziałów oraz przejście własności udziałów na PHH uzależnione było od spełnienia warunków zawieszających. Po spełnieniu warunków zawieszających, 4 marca 2022 roku doszło do przeniesienia na rzecz spółki PHH prawa własności ww. udziałów w Elbest sp. z o.o.
Pozostała Działalność	4Mobility S.A. z siedzibą w Warszawie (4Mobility) - podwyższenie kapitału zakładowego 4Mobility i objęcie wszystkich nowych akcji przez innego	14 stycznia 2022 roku Brak rejestracji w KRS.	14 stycznia 2022 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie 4Mobility podjęło uchwały w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego z kwoty 364 316 PLN do kwoty 494 316 PLN, tj. o kwotę 130 000 PLN w drodze emisji 1 300 000 nowych akcji zwykłych serii H o wartości nominalnej 0,10 PLN każda akcja. Wszystkie nowe akcje zostały zaoferowane w drodze subskrypcji prywatnej wyłącznie spółce EFF B.V. z siedzibą w Maastricht (Holandia) – obecnemu akcjonariuszowi 4Mobility. W wyniku podwyższenia kapitału zakładowego, udział kapitałowy PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji w 4Mobility obniżył się z 51,47% do 37,93%, co oznacza że PGE Nowa Energia sp. z o.o. utracił status spółki dominującej wobec 4Mobility.

Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
	akcjonariusza, tj. przez spółkę EFF B.V. (Holandia)		
Energetyka Odnawialna	Mithra A sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu, Mithra B sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu, Mithra L sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu, Mithra V sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (Spółki Mithra) - nabycie przez PGE Energia Odnawialna S.A. 100% udziałów w kapitałach zakładowych spółek Mithra (umowy sprzedaży udziałów)	4 lutego 2022 roku	4 lutego 2022 roku pomiędzy PGE Energia Odnawialna S.A. jako kupującym oraz osobą fizyczną (jedynym współnikiem spółek Mithra) jako sprzedającym zawarte zostały odpowiednio 4 umowy sprzedaży udziałów w spółkach Mithra, tj. po 100 udziałów w spółkach Mithra, o łącznej wartości nominalnej 400 000 PLN w przypadku Mithra A sp. z o.o., 328 000 PLN w przypadku Mithra B sp. z o.o., 200 000 PLN w przypadku Mithra L sp. z o.o. i 5 000 PLN w przypadku Mithra V sp. z o.o., stanowiących 100% udziałów w kapitałach zakładowych spółek Mithra (udziały). Przeniesienie prawa własności udziałów na rzecz PGE Energia Odnawialna S.A. nastąpiło 4 lutego 2022 roku.
Pozostała Działalność	Towarzystwo Funduszy Inwestycyjnych Energia S.A. z siedzibą w Warszawie (TFI Energia) – sprzedaż przez PGE S.A. 100% akcji w TFI Energia (przedwstępna umowa sprzedaży akcji)	17 marca 2022 roku Brak wymaganych zgód do przeniesienia prawa własności akcji - według stanu na dzień przygotowania niniejszego sprawozdania.	17 marca 2022 roku pomiędzy PGE S.A. jako sprzedającym oraz Powszechnym Zakładem Ubezpieczeń S.A. z siedzibą w Warszawie jako kupującym zawarta została przedwstępna umowa sprzedaży 100% akcji TFI Energia posiadanych przez PGE S.A. Finalizacja transakcji sprzedaży akcji wymaga uzyskania zgód: Komisji Nadzoru Finansowego oraz Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.
Energetyka Odnawialna	Collfield Investments sp. z o.o. z siedzibą w Krakowie – nabycie przez PGE Energia Odnawialna S.A. 100% udziałów w Collfield Investments posiadającej 100% udziałów w 3 spółkach celowych	1 kwietnia 2022 roku Brak wymaganych zgód do przeniesienia prawa własności udziałów - według stanu na dzień przygotowania niniejszego sprawozdania.	1 kwietnia 2022 roku pomiędzy spółką PGE Energia Odnawialna S.A. jako kupującym oraz spółką Vanadium Holdco Limited (należącą do Funduszu Green Investment Group), jako sprzedającym który z kolei jest częścią globalnego funduszu Macquarie z siedzibą w Australii, zawarta została warunkowa umowa sprzedaży udziałów, w wyniku której PGE Energia Odnawialna S.A. nabędzie 100% udziałów w spółce Collfield Investments, posiadającej 100% udziałów w 3 spółkach celowych operujących trzema farmami wiatrowymi o łącznej mocy 84,2 MW. Warunkiem zawieszającym dla tej transakcji jest uzyskanie zgody Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
Działalność Pozostała	Przedsiębiorstwo Usługowo - Handlowe „Torec” sp. z o.o. z siedzibą w Toruniu (PUH Torec) – sprzedaż przez PGE Toruń S.A. 100% udziałów w PUH Torec (warunkowa umowa sprzedaży udziałów)	4 kwietnia 2022 roku	4 kwietnia 2022 roku doszło do zawarcia warunkowej umowy sprzedaży wszystkich posiadanych przez PGE Toruń S.A. (PGE Energia Ciepła S.A. posiada 100% akcji tej spółki) udziałów w PUH Torec. Warunki przeniesienia prawa własności udziałów określone w ww. umowie, tj. przekazanie ceny sprzedaży sprzedającemu oraz podjęcie uchwały o umorzeniu udziałów przez Zgromadzenie Wspólników PUH Torec, zostały spełnione, w związku z tym od 21 kwietnia 2022 roku PUH Torec nie wchodzi w skład Grupy Kapitałowej PGE S.A.

PODWYŻSZENIE KAPITAŁÓW ZAKŁADOWYCH SPÓŁEK ZALEŻNYCH

Segment działalności	Podmiot	Data rejestracji w KRS	Komentarz
Energetyka Odnawialna	PGE Baltica 1 sp. z o.o. (obecnie firma spółki brzmii: Elektrownia Wiatrowa Baltica-8 sp. z o.o.)	12 stycznia 2022 roku	4 listopada 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Baltica 1 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 20 000 PLN do kwoty 986 000 PLN, tj. o kwotę 966 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 966 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
Energetyka Odnawialna	PGE Baltica 2 sp. z o.o.	Brak rejestracji w KRS.	20 grudnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Baltica 2 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 606 216 000 PLN do kwoty 610 358 000 PLN, tj. o kwotę 4 142 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 4 142 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
Energetyka Odnawialna	PGE Baltica 3 sp. z o.o.	Brak rejestracji w KRS.	20 grudnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Baltica 3 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 774 491 000 PLN do kwoty 782 304 000 PLN, tj. o kwotę 7 813 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 7 813 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki 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.	Brak rejestracji w KRS.	20 grudnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Baltica 5 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 46 768 000 PLN do kwoty 53 853 000 PLN, tj. o kwotę 7 085 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 7 085 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez PGE Baltica 3 sp. z o.o. wkładem pieniężnym. PGE Baltica 3 sp. z o.o. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
Energetyka Odnawialna	PGE Baltica 6 sp. z o.o.	12 maja 2022 roku.	20 grudnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Baltica 6 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 36 516 000 PLN do kwoty 39 933 000 PLN, tj. o kwotę 3 417 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 3 417 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez PGE Baltica 2 sp. z o.o. wkładem pieniężnym. PGE Baltica 2 sp. z o.o. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.

Energetyka Odnawialna	PGE Soleo 1 sp. z o.o.	12 maja 2022 roku.	<p>21 grudnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Soleo 1 sp. z o.o. podjęło uchwały w sprawie zmiany Aktu Założycielskiego (zmiana firmy spółki na PGE Soleo Kleszczów sp. z o.o. i jej siedziby na Kleszczów) oraz w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 100 000 PLN do kwoty 4 200 000 PLN, tj. o kwotę 4 100 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 4 100 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte w następujący sposób:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ spółka PGE Energia Odnawialna S.A. objęła 2 000 nowoutworzonych udziałów o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział, o łącznej wartości nominalnej 2 000 000 PLN i pokryła je w całości wkładem pieniężnym w wysokości 2 000 000 PLN, ▪ Gmina Kleszczów objęła 2 100 nowoutworzonych udziałów o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział, o łącznej wartości nominalnej 2 100 000 PLN i pokryła je w całości wkładem pieniężnym w wysokości 2 100 000 PLN. <p>W wyniku ww. objęcia udziałów spółki i podwyższenia kapitału zakładowego spółki, PGE Energia Odnawialna S.A. i Gmina Kleszczów posiadają udziały w spółce stanowiące po 50% udziału w kapitale zakładowym, a spółka posiada obecnie status spółki współzależnej. Aktualnie firma spółki brzmi: PGE Soleo Kleszczów sp. z o.o., a jej siedzibą jest Kleszczów (gm. Kleszczów, woj. łódzkie).</p>
Energetyka Odnawialna	Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o.	20 kwietnia 2022 roku	<p>23 grudnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 199 895 000 PLN do kwoty 199 905 000 PLN, tj. o kwotę 10 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 20 udziałów spółki o wartości nominalnej 500 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez aktualnych wspólników spółki w następujący sposób:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ PGE Baltica 6 sp. z o.o. objęła 10 udziałów i pokryła je wkładem pieniężnym w kwocie 5 000 PLN, tj. według wartości nominalnej tych udziałów, ▪ Ørsted Baltica 2 Holding sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie objęła 10 udziałów i pokryła je wkładem pieniężnym w kwocie 69 572 451,01 PLN, przy czym nadwyżka wartości wniesionego wkładu ponad wartość nominalną obejmowanych udziałów w kwocie 69 567 451,01 PLN została przelana na kapitał zapasowy spółki (agio), zgodnie z art. 154 § 3 Kodeksu spółek handlowych. <p>PGE Baltica 6 sp. z o.o. i Ørsted Baltica 2 Holding sp. z o.o. posiadają po 50% udziałów w kapitale zakładowym Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o.</p>
Energetyka Odnawialna	Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o.	Brak rejestracji w KRS.	<p>23 grudnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 254 844 000 PLN do kwoty 254 854 000 PLN, tj. o kwotę 10 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 20 udziałów spółki o wartości nominalnej 500 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez aktualnych wspólników spółki w następujący sposób:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ PGE Baltica 5 sp. z o.o. objęła 10 udziałów i pokryła je wkładem pieniężnym w kwocie 5 000 PLN, tj. według wartości nominalnej tych udziałów, ▪ Ørsted Baltica 3 Holding sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie objęła 10 udziałów i pokryła je wkładem pieniężnym w kwocie 71 454 737,75 PLN, przy czym nadwyżka wartości wniesionego wkładu ponad wartość nominalną obejmowanych udziałów w kwocie 71 449 737,75 PLN została przelana na kapitał zapasowy spółki (agio), zgodnie z art. 154 § 3 Kodeksu spółek handlowych. <p>PGE Baltica 5 sp. z o.o. i Ørsted Baltica 3 Holding sp. z o.o. posiadają po 50% udziałów w kapitale zakładowym Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o.</p>

Pozostała Działalność	PGE Inwest 14 sp. z o.o.	13 kwietnia 2022 roku	8 lutego 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 4 434 000 PLN do kwoty 7 434 000 PLN, tj. o kwotę 3 000 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
Pozostała Działalność	PGE Inwest 9 sp. z o.o.	Brak rejestracji w KRS.	31 marca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 50 000 PLN do kwoty 9 750 000 PLN, tj. o kwotę 9 700 000 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 Inwest 12 sp. z o.o.	Brak rejestracji w KRS.	6 kwietnia 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 50 000 PLN do kwoty 3 550 000 PLN, tj. o kwotę 3 500 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.

DOPLATY DO UDZIAŁÓW SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka	Data transakcji	Komentarz
Energetyka Odnawialna	PGE Inwest 12 sp. z o.o.	21 – 30 marca 2022 roku	21 marca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie zobowiązania jedyne go wspólnika spółki, tj. PGE S.A., do wniesienia dopłaty do posiadanych udziałów, w rozumieniu art. 177 Kodeksu spółek handlowych, w łącznej wysokości 30 000 PLN, tj. w wysokości po 600 PLN do każdego posiadanego przez PGE S.A. udziału w spółce, w terminie do 30 kwietnia 2022 roku. Zgodnie z powyższą uchwałą Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników, dopłata została wniesiona przez PGE S.A. 30 marca 2022 roku.
Energetyka Odnawialna	PGE Klaster sp. z o.o.	23 marca 2022 roku (zwrot dopłat do 31 grudnia 2026 roku)	23 marca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie zwrotu dopłat w kwocie 248 000 000 PLN wniesionych przez jedyne go wspólnika spółki, tj. PGE Energia Odnawialna S.A., nałożonych mocą uchwał Zgromadzenia Wspólników spółki z 29 marca 2018 roku, 23 października 2018 roku i 2 lipca 2019 roku. Zwrot dopłat będzie następował w kwartalnych ratach w wysokości 70 000 000 PLN w I kwartale 2022 roku, tj. do 31 marca 2022 roku, a następnie po 10 000 000 PLN w każdym kolejnym kwartale począwszy od 1 kwietnia 2022 roku, aż do całkowitej spłaty dopłat, nie później niż do 31 grudnia 2026 roku.
Pozostała Działalność	PGE Inwest 9 sp. z o.o.	28 – 30 marca 2022 roku	28 marca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie zobowiązania jedyne go wspólnika spółki, tj. PGE S.A., do wniesienia dopłaty do posiadanych udziałów, w rozumieniu art. 177 Kodeksu spółek handlowych, w łącznej wysokości 60 000 PLN, tj. w wysokości po 1 200 PLN do każdego posiadanego przez PGE S.A. udziału w spółce, w terminie do 30 kwietnia 2022 roku. Zgodnie z powyższą uchwałą Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników, dopłata została wniesiona przez PGE S.A. 30 marca 2022 roku.

ŁĄCZENIE SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka przejmująca/spółka przejmowana	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
Ciepłownictwo	PGE Energia Ciepła S.A. - <i>spółka przejmująca</i> Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o. z siedzibą w Zgierz (PEC Zgierz sp. z o.o.) - <i>spółka przejmowana</i>	3 listopada 2021 roku 3 stycznia 2022 roku nastąpił wpis do KRS (<i>dzień połączenia</i>)	3 listopada 2021 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE Energia Ciepła S.A. (spółka przejmująca) oraz Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PEC Zgierz 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 § 6 Kodeksu spółek handlowych oraz rozwiązanie spółki przejmowanej bez przeprowadzania jej likwidacji. PGE Energia Ciepła S.A. była jedynym wspólnikiem PEC Zgierz sp. z o.o.
Pozostała Działalność	PGE Dystrybucja S.A. - <i>spółka przejmująca</i> Przedsiębiorstwo Transportowo-Usługowe „ETRA” sp. z o.o. z siedzibą w Białymstoku (ETRA) - <i>spółka przejmowana</i>	15 marca 2022 roku 21 marca 2022 roku nastąpił wpis do KRS (<i>dzień połączenia</i>)	15 marca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki ETRA (spółka przejmowana) podjęło uchwałę o połączeniu spółki ze spółką PGE Dystrybucja S.A. (spółka przejmująca) w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych (łączenie przez przejęcie), poprzez przeniesienie całego majątku spółki przejmowanej na spółkę przejmującą bez podejmowania uchwały o połączeniu przez Walne Zgromadzenie spółki przejmującej i bez wydawania nowych akcji spółki przejmującej w zamian za udziały spółki przejmowanej, zgodnie z postanowieniami art. 516 § 6 Kodeksu spółek handlowych oraz rozwiązanie spółki przejmowanej bez przeprowadzania jej likwidacji. PGE Dystrybucja S.A. była jedynym wspólnikiem spółki ETRA.

LIKwidACJA SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka likwidowana	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
Obrót	PGE Trading GmbH w likwidacji 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.
Pozostała Działalność	PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji z siedzibą w Warszawie (PGE Nowa Energia)	31 marca 2022 roku Brak wykreślenia PGE Nowa Energia z rejestru przedsiębiorców KRS	31 marca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Nowa Energia, w której PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym, podjęło uchwałę o rozwiązaniu PGE Nowa Energia i powołaniu likwidatora w celu przeprowadzenia czynności likwidacyjnych PGE Nowa Energia.

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

Na podstawie pisma z Ministerstwa Skarbu Państwa z 27 kwietnia 2016 roku, Skarb Państwa posiadał 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. na 31 marca 2022 roku:

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%
Razem	1 869 760 829	1 869 760 829	100,00%

6 kwietnia 2022 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. podjęło uchwałę nr 7 w sprawie obniżenia kapitału zakładowego w drodze zmniejszenia wartości nominalnej akcji z jednoczesnym podwyższeniem kapitału zakładowego w drodze emisji akcji serii E w trybie subskrypcji prywatnej, pozbawienia dotychczasowych akcjonariuszy w całości prawa poboru wszystkich akcji serii E, ubiegania się o dopuszczenie i wprowadzenie akcji serii E lub praw do akcji serii E do obrotu na rynku regulowanym, prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A., dematerializacji akcji serii E lub praw do akcji serii E oraz zmiany Statutu Spółki.

W związku z § 1 - 3 ww. uchwały nr 7 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. z 6 kwietnia 2022 roku, § 7 Statutu Spółki zmienia się w taki sposób, że otrzymuje on następujące brzmienie:

„Kapitał zakładowy Spółki wynosi 19 183 746 098,70 złotych (słownie: dziewiętnaście miliardów sto osiemdziesiąt trzy miliony siedemset czterdzieści sześć tysięcy dziewięćdziesiąt osiem złotych i siedemdziesiąt groszy) i dzieli się na 2 243 712 994 (słownie: dwa miliardy dwieście czterdzieści trzy miliony siedemset dwanaście tysięcy dziewięćset dziewięćdziesiąt cztery) akcje o wartości nominalnej 8,55 złotych (słownie: osiem złotych i pięćdziesiąt pięć groszy) każda, w tym:

- 1 470 576 500 akcji na okaziciela serii „A”,
- 259 513 500 akcji na okaziciela serii „B”,
- 73 228 888 akcji na okaziciela serii „C”,
- 66 441 941 akcji na okaziciela serii „D”,
- 373 952 165 akcji na okaziciela serii „E”.

Wniosek o dokonanie stosownego wpisu zmiany Statutu Spółki został złożony do Krajowego Rejestru Sądowego.

18 maja 2022 roku zmiany w kapitale zakładowym PGE S.A. zostały zarejestrowane w KRS, o czym Spółka poinformowała raportem bieżącym nr 29/2022 z 19 maja 2022 roku.

Skarb Państwa objął również akcje nowej emisji na podstawie umowy inwestycyjnej, którą PGE S.A. podpisała ze Skarbem Państwa 5 kwietnia 2022 roku.

20 maja 2022 roku Minister Aktywów Państwowych, reprezentujący Skarb Państwa Spółka przesłał zawiadomienie, informujące o zmianie liczby akcji i udziału w ogólnej liczbie głosów posiadanych przez Skarb Państwa w Spółce. Aktualnie Skarb Państwa posiada 1 365 601 493 akcje, stanowiące 60,86% kapitału zakładowego Spółki i uprawniające do wykonywania 1 365 601 493 głosów, co stanowi 60,86% ogólnej liczby głosów.

Ponadto, Skarb Państwa poinformował o podmiocie zależnym, posiadającym akcje PGE S.A. i łącznej sumie liczby głosów obu podmiotów i jej procentowym udziale w ogólnej liczbie głosów. Zgodnie z treścią zawiadomienia, biorąc pod uwagę akcje (18 697 608), posiadane przez podmiot zależny od Skarbu Państwa, tj. Towarzystwo Finansowe Silesia sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach (Silesia sp. z o.o.), Skarb Państwa posiada łącznie 1 384 299 101 akcji, stanowiących 61,70% kapitału zakładowego Spółki i uprawniających do wykonywania 1 384 299 101 głosów, co stanowi 61,70% ogólnej liczby głosów.

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

Akcjonariusz	Liczba akcji (szt.)	Liczba głosów (szt.)	Udział w ogólnej liczbie głosów na WZ (%)
Skarb Państwa	1 365 601 493	1 365 601 493	60,86%
Podmiot zależny od Skarbu Państwa – Silesia Sp. z o.o.	18 697 608	18 697 608	0,84%
Razem Skarb Państwa i podmiot zależny	1 384 299 101	1 384 299 101	61,70%
Pozostali	859 413 893	859 413 893	38,30%
Razem	2 243 712 994	2 243 712 994	100,00%

AKCJE WŁASNE

Na 31 marca 2022 roku PGE S.A. oraz spółki zależne nie posiadały akcji własnych.

AKCJE JEDNOSTKI DOMINUJĄCEJ BĘDĄCE W POSIADANIU OSÓB ZARZADZAJĄCYCH I NADZORUJĄCYCH

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu Spółki, żadna z osób zarządzających i nadzorujących Spółkę na dzień publikacji raportu okresowego za I kwartał 2022 roku nie posiadała akcji jednostki dominującej.

4.4. Istotne pozycje pozabilansowe

Opis istotnych pozycji pozabilansowych został przedstawiony w nocie 10 oraz 23 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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 24 maja 2022 roku.

Warszawa, 24 maja 2022 roku

Podpisy członków Zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A.

**Prezes
Zarządu**

Wojciech Dąbrowski

**Wiceprezes
Zarządu**

Wanda Buk

**Wiceprezes
Zarządu**

Paweł Cioch

**Wiceprezes
Zarządu**

Lechosław Rojewski

**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
ARP	Agencja Rozwoju Przemysłu S.A. – spółka Skarbu Państwa wspierająca restrukturyzację polskich przedsiębiorstw
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	Dokumenty: „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW 2016” przyjęte uchwałą Rady Giełdy z 13 października 2015 roku i obowiązujące od 1 stycznia 2016 roku do 30 czerwca 2021 roku oraz „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW 2021” przyjęte uchwałą Rady Giełdy z 29 marca 2021 roku i obowiązujące od 1 lipca 2021 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 ₂ , 1 EUA uprawnia do emisji jednej tony CO ₂
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 23 kwietnia 2009 roku (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 Zarządę 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 końcowych odpadów produkcyjnych
GPZ	Główny Punkt Zasilania - rodzaj stacji elektroenergetycznej służącej do przetwarzania i rozdziału lub wyłącznie 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 ⁹ W
GWe	gigawat mocy elektrycznej
GWt	gigawat mocy cieplnej
HCl	chlorowodór
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
ITRE	Komisja Przemysłu, Badań Naukowych i Energii w PE
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.
KDT	kontrakty długoterminowe na zakup mocy i energii elektrycznej zawarte między PSE 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
KPI	kluczowe wskaźniki efektywności
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, $1 \text{ kV} = 10^3 \text{ V}$
kWh	kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej w układzie SI, określająca ilość energii, jaką urządzenie o mocy 1 kW zużywa w ciągu godziny, $1 \text{ kWh} = 3.600.000 \text{ J} = 3,6 \text{ MJ}$
kWp	jednostka mocy dedykowana dla określania mocy paneli fotowoltaicznych; oznacza ilość energii elektrycznej w peak'u, 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	rezerva stabilizacyjna rynku (dotyczy CO ₂)
MW	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MWe	megawat mocy elektrycznej
MWt	megawat mocy cieplnej
NH ₃	amoniak
Nm ³	normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m ³ przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
NO _x	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 postoju, 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 2 lipca 2014 do 31 grudnia 2030 roku na Operatora Systemu Przesyłowego w zakresie przesyłu energii elektrycznej wyznaczona została PSE S.A.
Oplata kogeneracyjna	element rachunku za energię elektryczną pobierany w celu sfinansowania nowego mechanizmu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji (system aukcyjny od 2019 roku).

Oplata OZE	opłata OZE służy zapewnieniu dostępności energii ze źródeł odnawialnych w KSE. 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).
Oplata 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
PPA	zakup energii elektrycznej bezpośrednio od producentów energii ze źródeł odnawialnych
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
Przesył energii elektrycznej	transport energii elektrycznej siecią przesyłową wysokiego napięcia (220 i 400 kV) od wytwórców do dystrybutorów
PSCMI-1	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 1 - uśredniony poziom cen miał w energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku energetycznym
PSCMI-2	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen miał w energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku ciepła
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 rzeczywistie 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 (ang.), (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
SKRM	Stały Komitet Rady Ministrów
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 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	(czas pracy + czas postoju w rezerwie) x 100 / czas okresu
Wskaźnik wykorzystana moc zainstalowanej	wyprodukowana energia elektryczna x 100 / (czas okresu x moc zainstalowana)
V (wolt)	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, 1 V = 1J/1C = (1 kg x m ²) / (A x s ³)
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, 1 W = 1J/1s = 1 kg x m ² x s ⁻³
WRA	Wartość Regulacyjna Aktywów
Wskaźnik N:W	stosunek objętości zdejmowanego nadkładu w 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