

# SPRAWOZDANIE ZARZĄDU

z działalności Grupy Kapitałowej PGE  
za okres 3 i 9 miesięcy

zakończony dnia 30 września 2023 roku



*Prowadzimy w zielonej zmianie*

SPIS TREŚCI

<b>1.</b>	<b>Grupa Kapitałowa PGE</b>	<b>4</b>
1.1.	Charakterystyka działalności	4
<b>2.</b>	<b>Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe</b>	<b>6</b>
2.1.	Otoczenie makroekonomiczne	6
2.2.	Otoczenie rynkowe	8
2.3.	Przydział darmowych uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>	16
2.4.	Otoczenie regulacyjne	17
<b>3.</b>	<b>Działalność Grupy Kapitałowej PGE</b>	<b>24</b>
3.1.	Podstawowe dane operacyjne GK PGE	24
3.2.	Kluczowe wyniki finansowe GK PGE	27
3.3.	Charakterystyka segmentów działalności	33
<b>4.</b>	<b>Pozostałe elementy Sprawozdania</b>	<b>68</b>
4.1.	Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	68
4.2.	Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej	80
4.3.	Zmiany w składzie Zarządu i Rady Nadzorczej	84
4.4.	Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	86
4.5.	Publikacja prognoz wyników finansowych	86
4.6.	Istotne pozycje pozabilansowe	86
4.7.	Oddziały posiadane przez Spółkę	86
<b>5.</b>	<b>Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego</b>	<b>87</b>
<b>6.</b>	<b>Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu</b>	<b>88</b>
	<b>Słowniczek pojęć branżowych</b>	<b>89</b>

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	III kw. 2023	III kw. 2022	Zmiana %	I-III kw. 2023	I-III kw. 2022	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mIn PLN	21 515	19 355	11%	71 075	51 980	37%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mIn PLN	1 206	805	50%	4 755	5 059	-6%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mIn PLN	2 458	1 926	28%	8 330	8 318	0%
Marża EBITDA	%	11%	10%		12%	16%	
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o zdarzenia jednorazowe (EBITDA powtarzalna)	mIn PLN	2 450	2 328	5%	8 655	6 540	32%
Marża EBITDA powtarzalna	%	11%	12%		12%	13%	
Zysk netto	mIn PLN	950	621	53%	3 121	3 926	-21%
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	2 682	1 990	35%	6 635	3 834	73%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mIn PLN	9 192	3 524 <sup>1</sup>	161%	9 531	8 539 <sup>1</sup>	12%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mIn PLN	-2 704	-1 922	41%	-8 195	-4 642	77%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mIn PLN	- 3 893	-751	418%	-260	1 177	-

Kluczowe dane finansowe		30 września 2023 roku	31 grudnia 2022 roku	Zmiana %
Kapitał obrotowy	mIn PLN	-5 275	-1 269	316%
<b>Zadłużenie netto</b>	mIn PLN	<b>1 590<sup>2</sup></b>	<b>-2 656</b>	-
Zadłużenie netto /LTM EBITDA <sup>3</sup> raportowana	x	0,18	-0,31	
Zadłużenie netto /LTM EBITDA <sup>3</sup> powtarzalna	x	0,17	-0,37	

Zdarzenia jednorazowe mające wpływ na EBITDA		III kw. 2023	III kw. 2022	Zmiana %	I-III kw. 2023	I-III kw. 2022	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	mIn PLN	0	-422 <sup>4</sup>	-	-331	1 738	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	mIn PLN	0	0	-	-52	-19	174%
Rekompensaty KDT	mIn PLN	3	1	200%	-28	3	-
Korekta szacunku odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny (WRC) za 2022 rok	mIn PLN	5	0	-	86	0	-
Rezerwa na prosumentów	mIn PLN	0	19	-	0	56	-
<b>Razem</b>	mIn PLN	<b>8</b>	<b>-402</b>	-	<b>-325</b>	<b>1 778</b>	-

<sup>1</sup>Przekształcenie danych porównawczych zostało opisane w nocie 4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

<sup>2</sup>Szacunkowe ekonomiczne zadłużenie netto (uwzględniające przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>) wynosi 18 514 mln PLN.

<sup>3</sup>LTM EBITDA - EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego.

<sup>4</sup>W tym efekt zmiany stopy dyskonta -249 mln PLN oraz efekt zmiany założeń technicznych -173 mln PLN.

## 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 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 ośmiu segmentach operacyjnych:



#### ENERGETYKA KONWENCJONALNA

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



#### CIEPŁOWNICTWO

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



#### ENERGETYKA ODNAWIALNA

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



#### DYSTRYBUCJA

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



#### ENERGETYKA KOLEJOWA

Przedmiotem działalności segmentu jest przede wszystkim dystrybucja i sprzedaż energii elektrycznej do przewoźników kolejowych oraz klientów skupionych wokół linii kolejowych, sprzedaż paliw oraz utrzymanie i modernizacja sieci trakcyjnej wraz z pozostałymi usługami elektroenergetycznymi.

## OBRÓT

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

## 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 segmentu jest świadczenie usług przez spółki zależne na rzecz Grupy Kapitałowej PGE, m.in. organizacja pozyskiwania finansowania w formie euroobligacji (PGE Sweden), świadczenie usług informatycznych, 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.), nowej jednostki niskoemisyjnej w Rybniku (Rybnik 2050 sp. z o.o.) oraz pozostałe spółki projektowe Grupy.

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

## 2. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

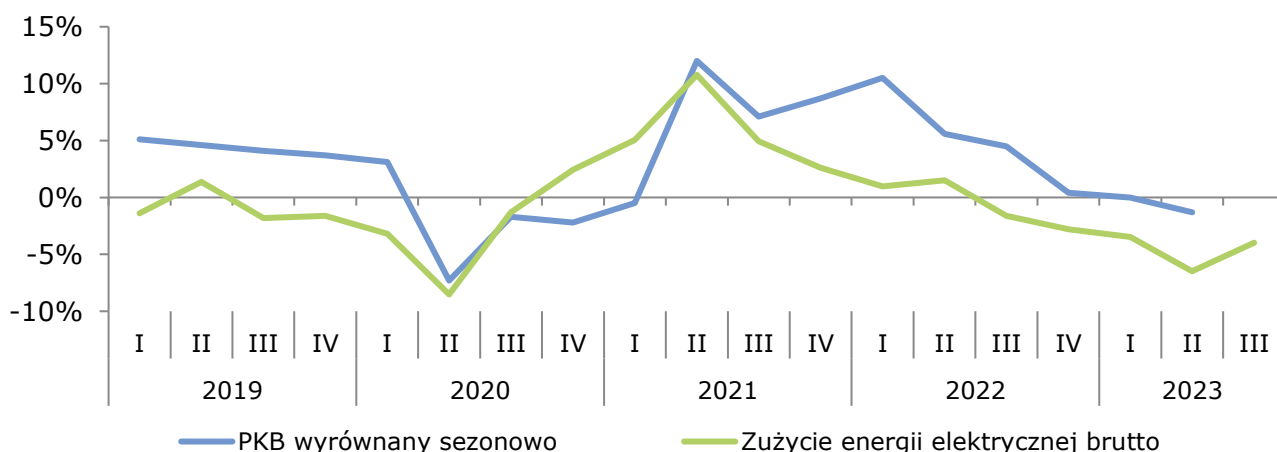
### 2.1. Otoczenie makroekonomiczne

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.

W Polsce istnieje zależność 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 III kwartale 2023 roku odnotowano spadek zużycia energii elektrycznej brutto o 4% r/r. Mniejsze zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce wynika z mniejszej aktywności gospodarczej w tym okresie r/r.

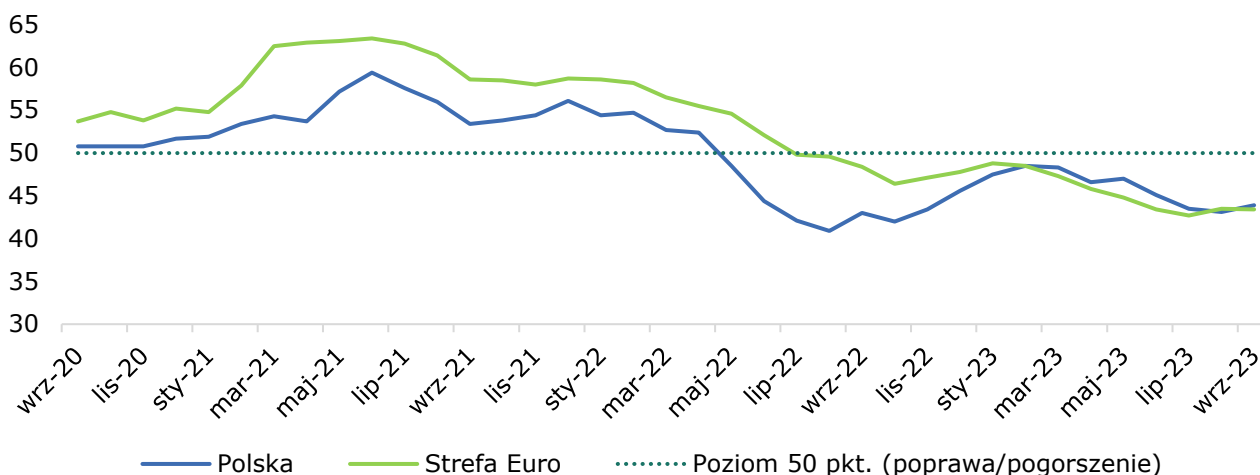
Wykres: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo oraz krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



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

We wrześniu 2023 roku nadal obserwowano recesję w sektorze polskiego przemysłu, ze wskaźnikiem Purchasing Managers Index (PMI) na poziomie 43,9 pkt i siedemnasty miesiąc z rzędu z PMI poniżej 50 pkt. Jest to jednak wynik lepszy od prognozowanych przez ekspertów oraz wyższy o 0,8 pkt w porównaniu z sierpniem 2023 roku. Średni wskaźnik PMI w III kwartale wyniósł 43,5 pkt w porównaniu do 43,7 pkt w III kwartale zeszłego roku. W dalszym ciągu maleje wielkość produkcji, liczba nowych zamówień i poziom zatrudnienia. Ze względu na słabszy popyt i konkurencję wśród dostawców spadają ceny surowców. Według prognoz taki stan polskiego przemysłu może utrzymać się do końca 2023 roku a ożywienie może nastąpić w 2024 roku. Podobna sytuacja jest w innych krajach UE. Odczyt PMI Strefy Euro we wrześniu 2023 roku wyniósł 43,4 pkt (spadek z 43,5 pkt w porównaniu do sierpnia 2023 roku) czyli dalej poniżej poziomu 50 pkt. W niektórych krajach, takich jak Niemcy, Hiszpania, Włochy oraz Węgry widać jednak odbicie i trend wzrostowy wskaźnika.

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



Źródło: Markit Economics

Z powodu recesji przemysłowej, kondycja polskiego przemysłu dalej jest słaba. W sierpniu 2023 roku produkcja sprzedana przemysłu była niższa o 2,0% r/r, natomiast w porównaniu z lipcem 2023 roku wzrosła o 1,0%. Największy spadek w skali roku odnotowano w przypadku produkcji dóbr zaopatrzeniowych (o 7,8%), konsumpcyjnych trwałych (o 6,4%) i związanych z energią (o 4,4%). Zwiększyła się natomiast produkcja dóbr inwestycyjnych o 10,5%. Według wstępnych danych GUS w sierpniu 2023 roku w stosunku do tego samego okresu ubiegłego roku, spadek produkcji sprzedanej przemysłu odnotowano w 23 działach przemysłu, m.in. w wydobywaniu węgla kamiennego i węgla brunatnego (o 19,9%), w produkcji metali (o 17,9%) oraz w produkcji papieru i wyrobów z papieru (o 12,3%). W przypadku wytwarzania i zaopatrywania w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę dynamika produkcji sprzedanej wzrosła o 1,7% r/r.

## 2.2. Otoczenie rynkowe

### SYTUACJA W KRAJOWYM SYSTEMIE ENERGETYCZNYM

Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (TWh).

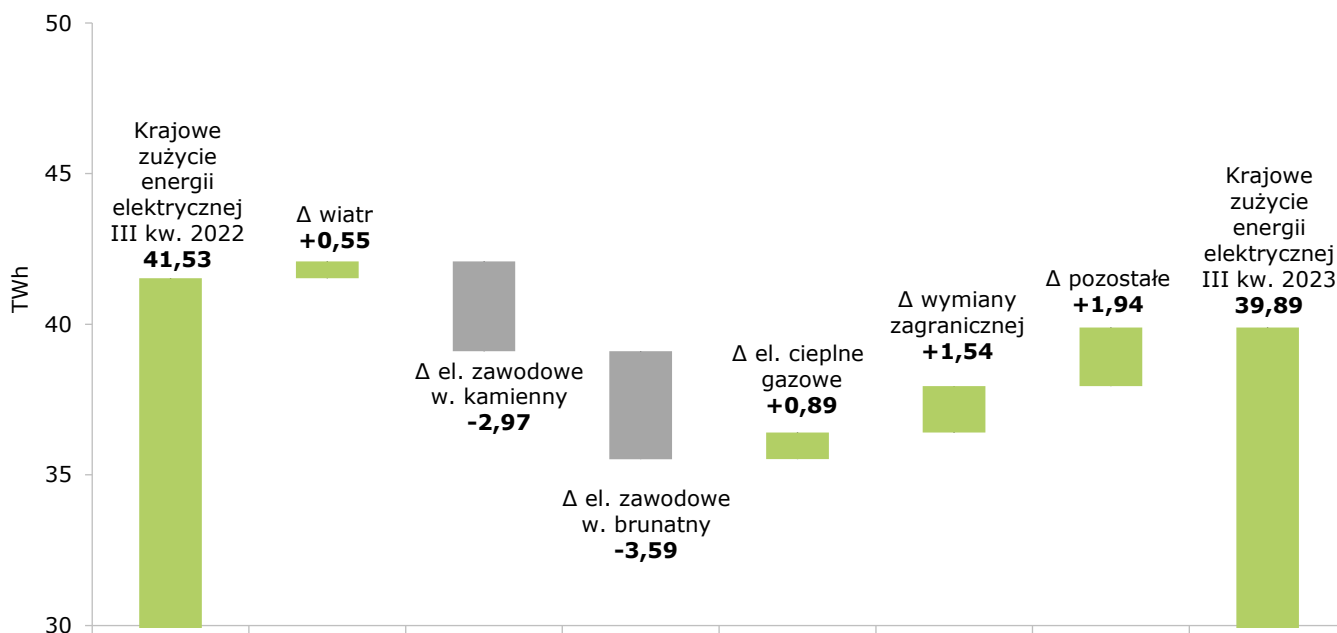
	III kw. 2023	III kw. 2022	Zmiana %	I-III kw. 2023	I-III kw. 2022	Zmiana %
<b>Krajowe zużycie energii elektrycznej, w tym:</b>	<b>39,89</b>	<b>41,53</b>	<b>-4%</b>	<b>123,01</b>	<b>128,94</b>	<b>-5%</b>
Elektrownie wiatrowe	3,67	3,12	18%	14,07	13,57	4%
Elektrownie zawodowe ciepłe na węglu kamiennym	17,62	20,59	-14%	55,20	63,78	-13%
Elektrownie zawodowe ciepłe na węglu brunatnym	8,30	11,89	-30%	25,66	35,55	-28%
Elektrownie zawodowe ciepłe gazowe	2,55	1,66	54%	9,48	7,28	30%
Saldo wymiany zagranicznej	1,75	0,21	733%	4,10	-1,50	-
Pozostałe (wodne, inne odnawialne)	6,00	4,06	48%	14,50	10,26	41%

Źródło: Na podstawie danych PSE S.A.

### III kwartał 2023 roku

W III kwartale 2023 roku krajowe zużycie energii elektrycznej zmniejszyło się o 1,6 TWh w porównaniu z okresem bazowym, przede wszystkim z powodu wolniejszego tempa wzrostu gospodarczego oraz wyższej autokonsumpcji prosumentów. Na skutek wzrostu mocy zainstalowanej oraz korzystniejszych warunków wietrznych, generacja wiatrowa wzrosła o 0,6 TWh w porównaniu do analogicznego okresu w ubiegłym roku. W III kwartale 2023 roku, podobnie jak rok temu, Polska była per saldo importerem energii (zmiana o +1,5 TWh). Odnotowano spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (-3,0 TWh) oraz w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (-3,6 TWh) z uwagi na niższe krajowe zużycie energii elektrycznej. Dodatkowo spadek cen gazu ziemnego spowodował zwiększenie produkcji w oparciu o ten rodzaj paliwa (+0,9 TWh). Odnotowano również wzrost generacji na pozostałych źródłach energii elektrycznej, w tym przede wszystkim na elektrowniach fotowoltaicznych z uwagi na wzrost mocy zainstalowanej.

Wykres: Bilans energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) (TWh).



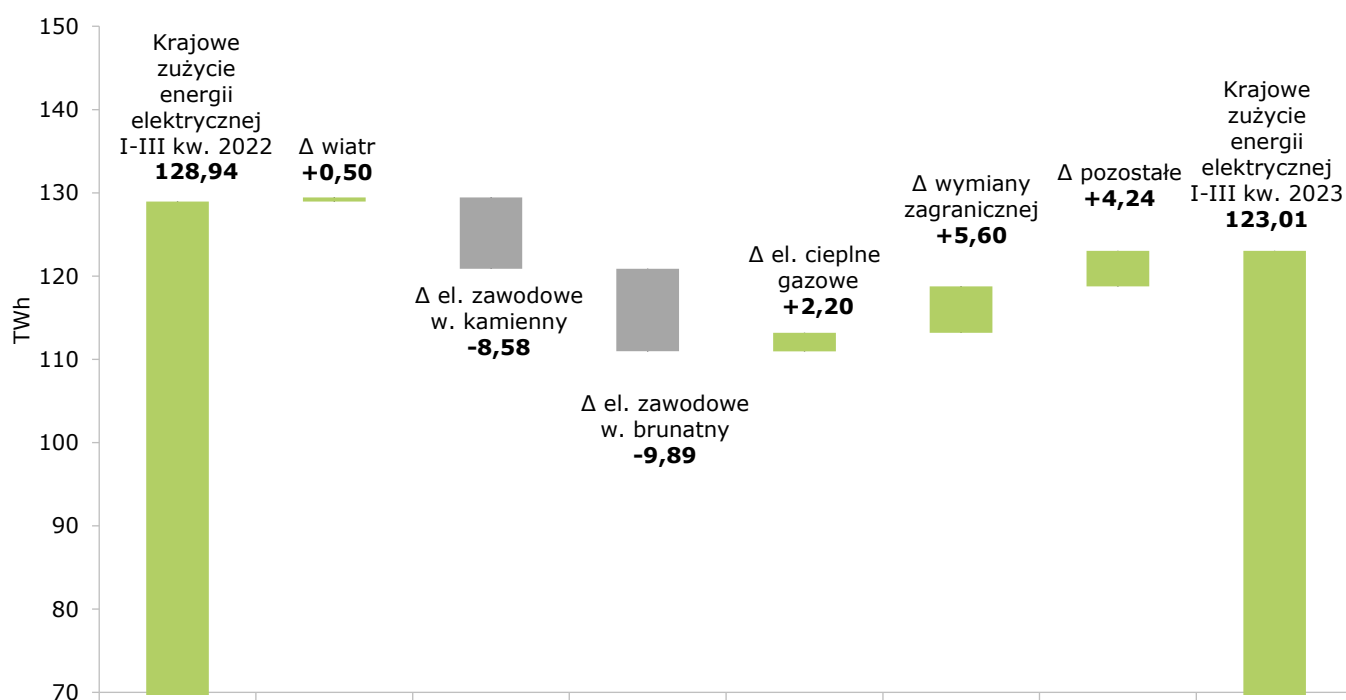
Źródło: Opracowane własne na podstawie danych PSE S.A.



### I-III kwartał 2023 roku

W ujęciu narastającym krajowe zużycie energii elektrycznej zmniejszyło się o 5,9 TWh w porównaniu z rokiem bazowym przede wszystkim z powodu wolniejszego tempa wzrostu gospodarczego oraz wyższej autokonsumpcji prosumentów. Odnotowano wyższą generację wiatrową, która wzrosła o 0,5 TWh r/r. Na skutek różnicy cen na połączeniach transgranicznych, import netto zwiększył się o 5,6 TWh w porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku. Tym samym zmienił się kierunek wymiany z eksportu netto w pierwszych trzech kwartałach ubiegłego roku na import netto w bieżącym roku. Odnotowano spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (-8,6 TWh) oraz w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (-9,9 TWh) z uwagi na niższe krajowe zużycie energii elektrycznej. Dodatkowo spadek cen gazu ziemnego spowodował zwiększenie produkcji w oparciu o ten rodzaj paliwa (+2,2 TWh). Odnotowano również wzrost generacji na pozostałych źródłach e.e., w tym przede wszystkim na elektrowniach fotowoltaicznych z uwagi na wzrost mocy zainstalowanej.

Wykres: Bilans energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) (TWh).



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

### CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK KRAJOWY

#### RYNEK DNIA NASTĘPNEGO (RDN)<sup>1</sup>

Rynek/miara	Jedn.	III kw. 2023	III kw. 2022 <sup>2</sup>	Zmiana %	I-III kw. 2023	I-III kw. 2022 <sup>2</sup>	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	532	1 126	-53%	572	803	-29%
RDN – wolumen obrotu	TWh	14,57	6,92	111%	41,77	23,12	81%

<sup>1</sup>Dane z Towarowej Giełdy Energii (TGE), obejmują średnioważone miesięczne ceny BASE.

<sup>2</sup>Metodologia liczenia dostosowana do obecnie obowiązującej.

### ANALIZA – WYBRANE CZYNNIKI CENOTWÓRCZE WPŁYWAJĄCE NA NOTOWANIA RDN

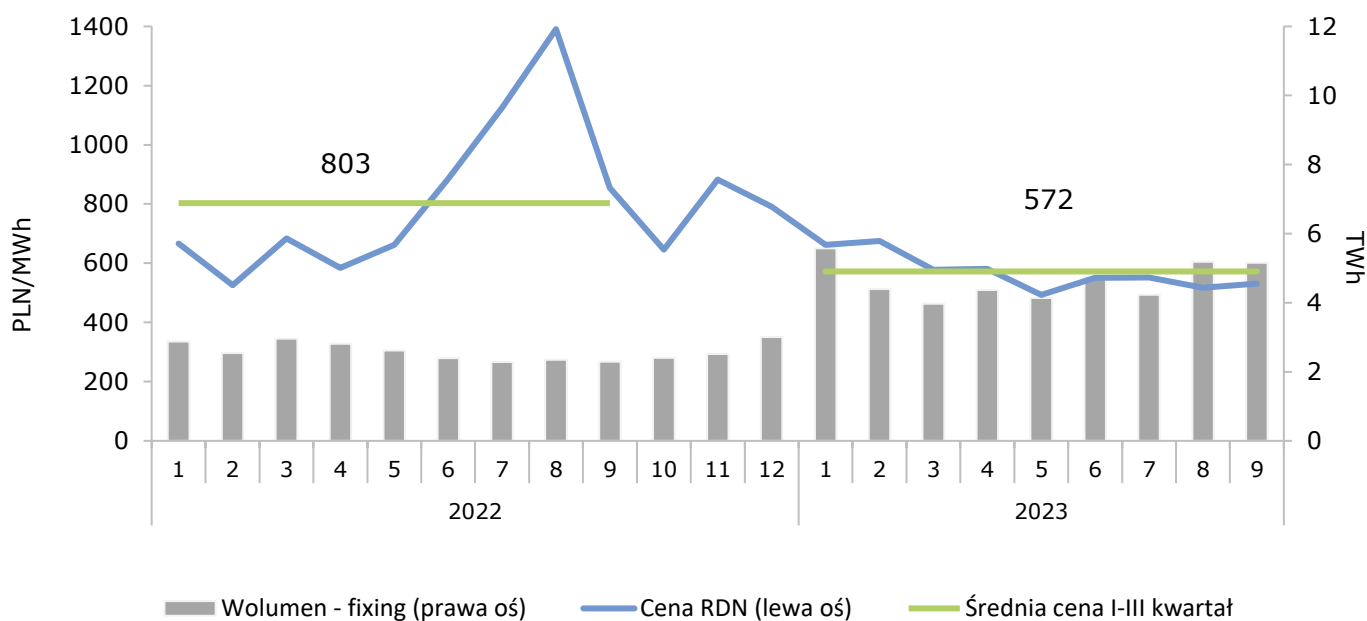
Czynnik	Jedn.	III kw. 2023	III kw. 2022	Zmiana %	I-III kw. 2023	I-III kw. 2022	Zmiana %
Uprawnienia CO <sub>2</sub> <sup>1</sup>	EUR/t	85,67	79,36	8%	88,21	81,77	8%
Węgiel kamienny PSCMI-1	PLN/GJ	33,56	25,30	33%	33,20	17,94	85%
Generacja wiatrowa KSE	TWh	3,67	3,12	18%	14,07	13,57	4%
Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE	%	9%	8%		11%	11%	
Wskaźnik: wymiana zagraniczna/zużycie KSE	%	4%	1%		3%	-	

<sup>1</sup>Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

W pierwszych trzech kwartałach 2023 roku średnia cena energii na RDN wyniosła 572 PLN/MWh i była o 29% niższa od średniej ceny (803 PLN/MWh) notowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Do spadku cen przyczyniło się niższe zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Średni poziom Polskiego Indeksu Rynku Węgla Energetycznego (PSCMI-1) w pierwszych trzech kwartałach 2023 roku kształtował się na poziomie 33,20 PLN/GJ, tj. o 85% r/r wyższym niż w okresie bazowym.

Wykres: Średnie miesięczne notowania na RDN w latach 2022–2023 (TGE).<sup>1</sup>



<sup>1</sup>Dane z TGE, obejmują średnioważone miesięczne ceny BASE.

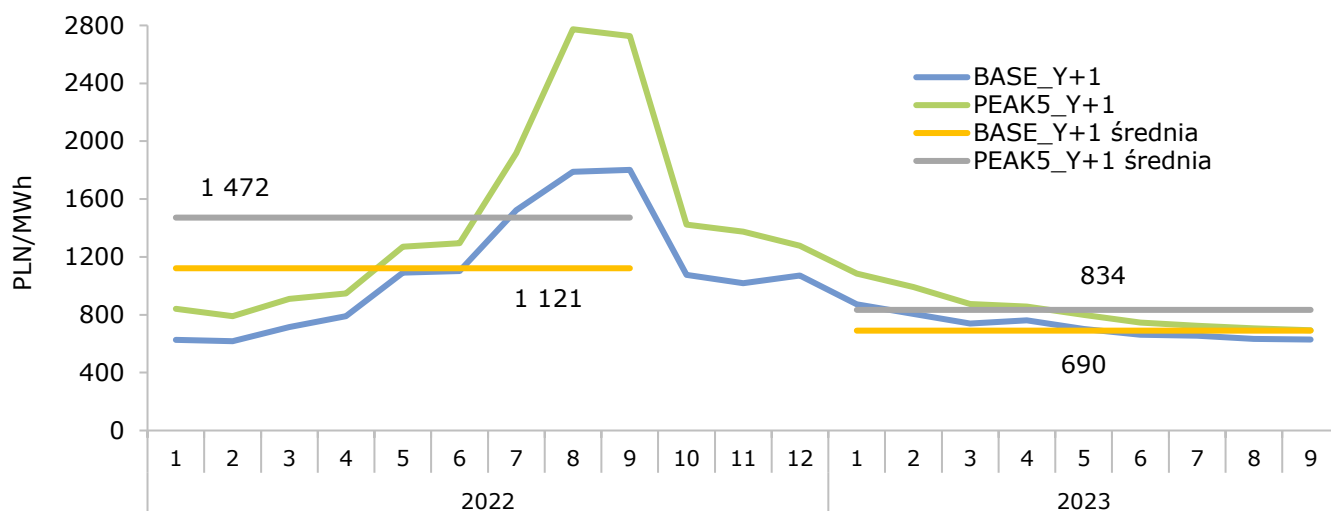
### RYNEK TRANSAKCJI TERMINOWYCH (RTT)

Rynek/miara	Jedn.	III kw. 2023	III kw. 2022	Zmiana %	I-III kw. 2023	I-III kw. 2022	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	639	1 699	-62%	690	1 121	-38%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	10,52	17,88	-41%	21,94	52,14	-58%
PEAK5 Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	706	2 498	-72%	834	1 472	-43%
PEAK5 Y+1 – wolumen obrotu	TWh	0,96	1,53	-37%	2,64	4,94	-47%

Ceny energii na RTT w pierwszych trzech kwartałach 2023 roku spadły znacząco zarówno dla kontraktów BASE jak i PEAK5 w porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku. Spadek wynikał z wysokiej bazy roku

ubiegłego, kiedy na wzrosty wpływała sytuacja na rynku, związana z ograniczoną podażą węgla kamiennego oraz gazu ziemnego z uwagi na trwający konflikt w Ukrainie.

Wykres: Średnie miesięczne notowania na RTT w latach 2022–2023 (TGE).<sup>1</sup>

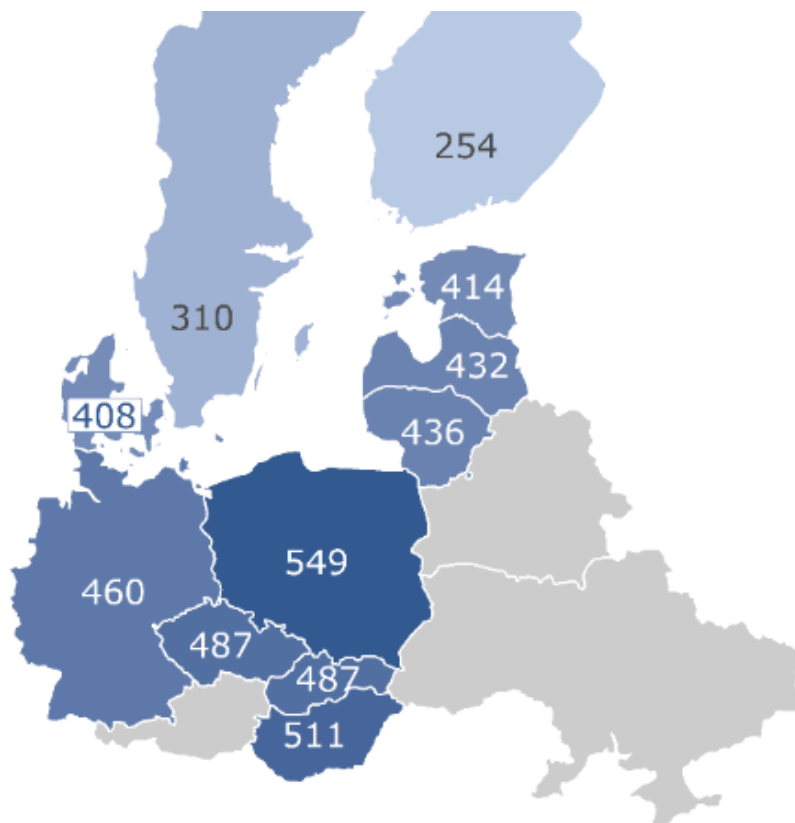


<sup>1</sup>Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następny (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.

## CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK MIĘDZYNARODOWY

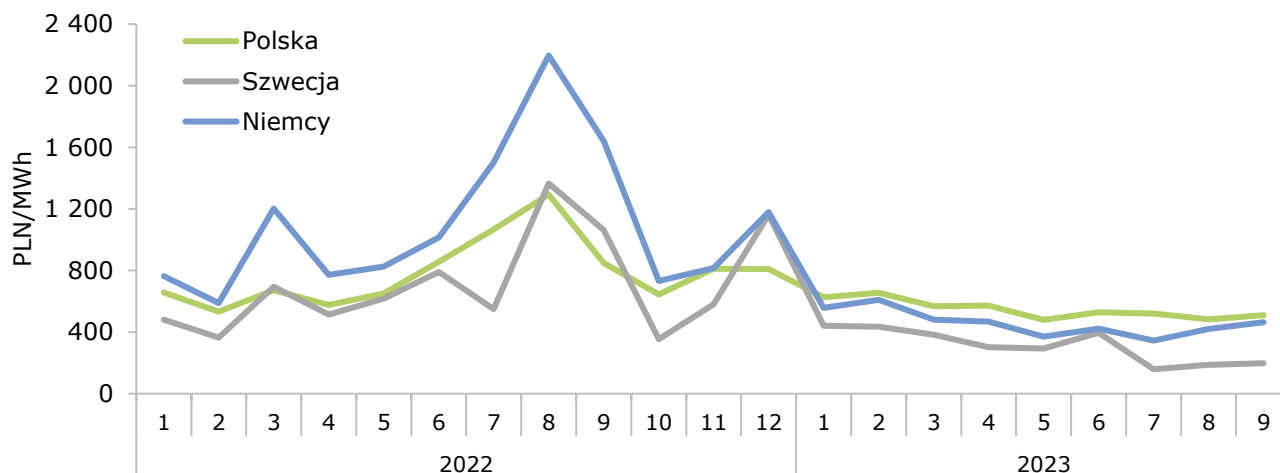
### RYNEK HURTOWY (PORÓWNANIE RYNKÓW DNIA NASTĘPNEGO)

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w III kwartale 2023 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,50).



Źródło: TGE – poziom cen RDN obliczony w oparciu o notowania godzinowe (fixing), EEX, Nordpool

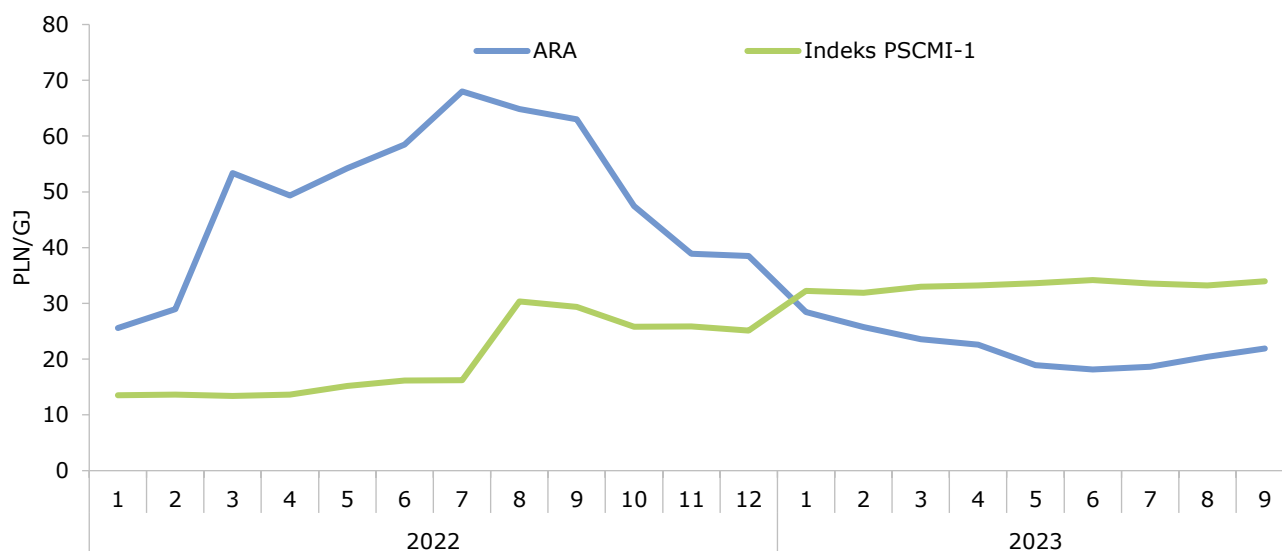
Wykres: Ceny energii na RDN.



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

W III kwartale 2023 roku odnotowano spadek cen r/r na rynkach ościennych. Największe spadki r/r odnotowano na Węgrzech (-831 PLN/MWh), z kolei najmniejsze w Szwecji (-405 PLN/MWh). Zróżnicowanie cen energii wynika z innego poziomu udziału odnawialnych źródeł energii w miksie technologicznym oraz z sytuacji na rynkach produktów powiązanych. Rozpiętość cenowa pomiędzy Polską a sąsiadującymi państwami wynika również z różnic w realizowanych cenach węgla oraz gazu ziemnego w kraju i za granicą. Cena węgla kamiennego w portach ARA spadła o 69% r/r w III kwartale 2023 roku, podczas gdy krajowy indeks cen miałow energetycznych PSCMI-1 wzrósł w tym samym czasie o 33%.

Wykres: Indeksy węglowe ARA vs PSCMI-1<sup>1</sup>.

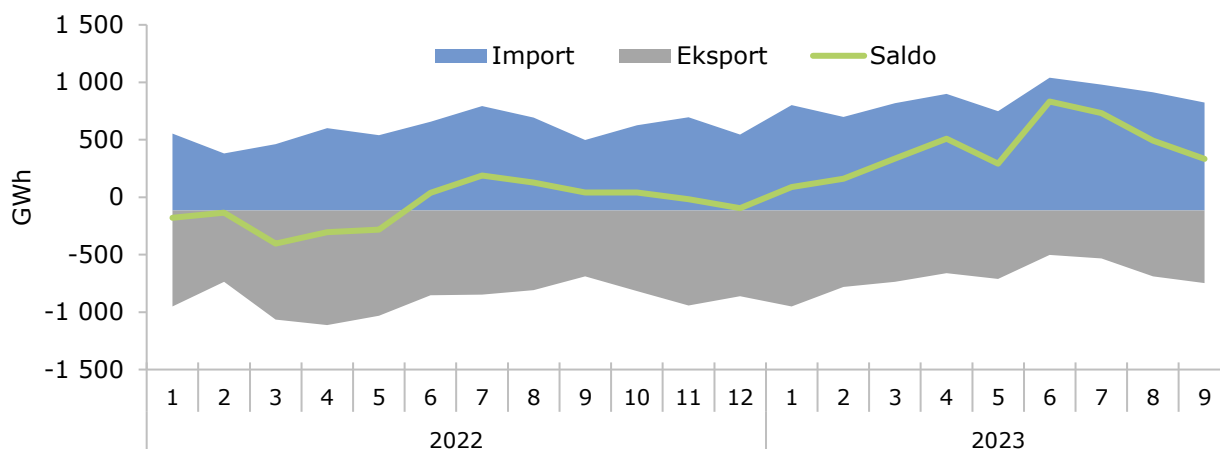


Źródło: ARP, Bloomberg (API21MON OECM Index), opracowanie własne.

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

## WYMIANA HANDLOWA

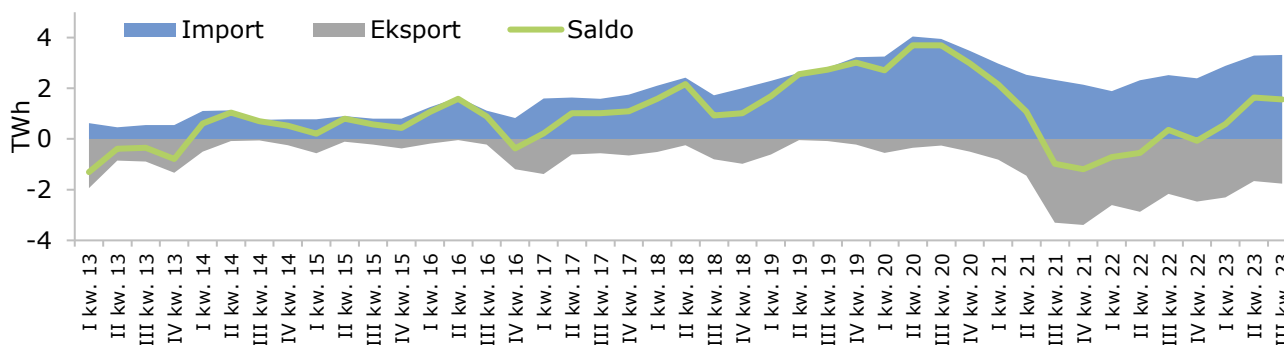
Wykres: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany handlowej w latach 2022 - 2023.



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

Spadek światowych cen paliw (które przekładają się na niższe koszty produkcji energii elektrycznej z gazu ziemnego i węgla kamiennego) wpłynął na spadek cen energii w krajach sąsiednich, co w efekcie spowodowało wyższy import energii do Polski z krajów sąsiadujących.

Wykres: Kwartalne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany handlowej w latach 2013 - 2023.



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

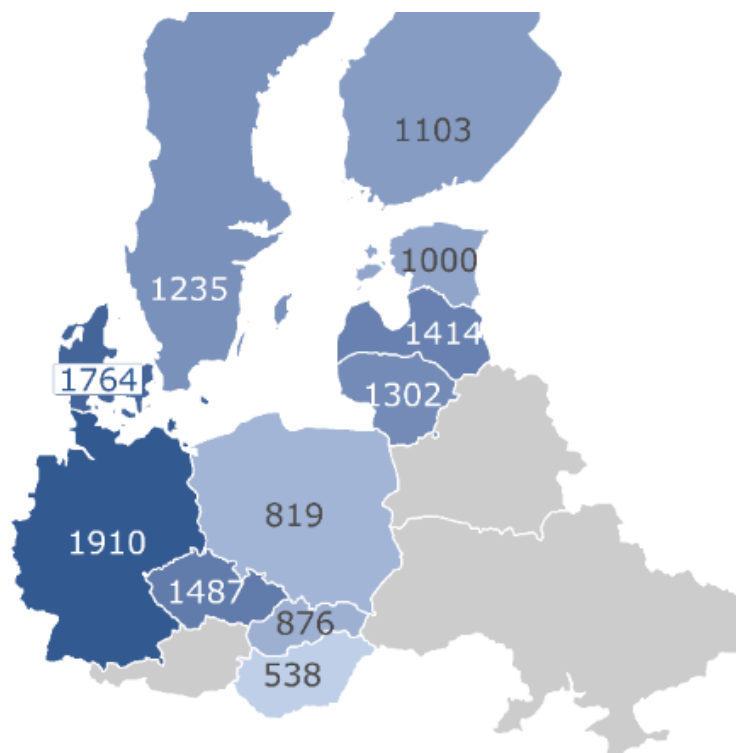
W III kwartale 2023 roku Polska była importerem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej było dodatnie i wyniosło +1,6 TWh (import 3,3 TWh, eksport 1,7 TWh) i było wyższe r/r o +1,2 TWh. Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import ze Szwecji (1,2 TWh), Czech (0,7 TWh), Słowacji (0,6 TWh) oraz Niemiec (0,6 TWh). Jednocześnie najwięcej eksportowaliśmy energii elektrycznej do Niemiec (0,8 TWh) i Słowacji (0,4 TWh).

W trzech kwartałach 2023 roku saldo wymiany handlowej wyniosło +3,8 TWh (import 9,5 TWh, eksport 5,7 TWh) i było wyższe r/r o +4,7 TWh. Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import z Szwecji (3,4 TWh), Niemiec (2,2 TWh, przy eksporcie na poziomie 2,0 TWh) oraz Czech (1,4 TWh).

## RYNEK DETALICZNY

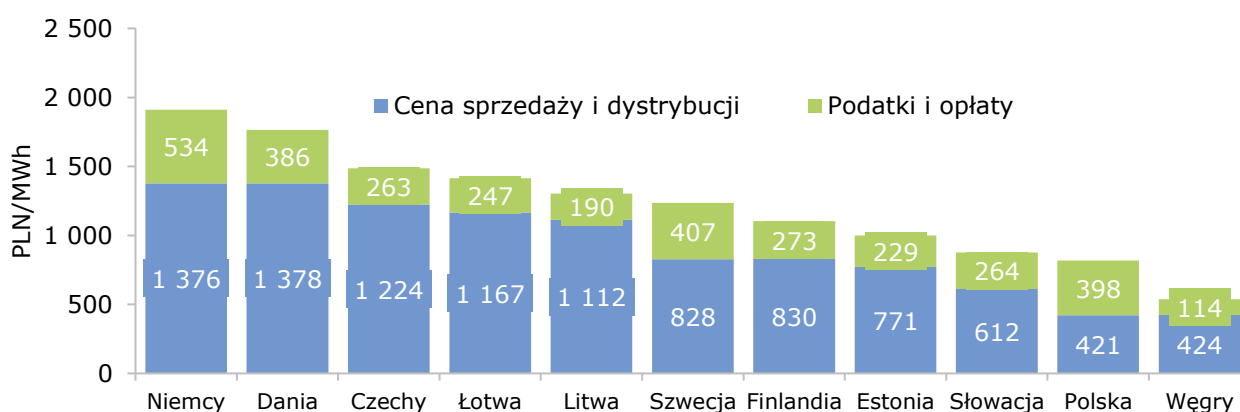
Zróżnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w UE zależy głównie od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej, systemu fiskalnego (podatki i opłaty), mechanizmów regulacji oraz systemów wsparcia w poszczególnych państwach. W I półroczu 2023 roku<sup>2</sup> dodatkowe obciążenia (ponad cenę sprzedaży i koszt dystrybucji energii elektrycznej) dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 49% ceny energii elektrycznej. Najwięcej za energię elektryczną płacili Niemcy, dla których dodatkowe obciążenia stanowiły 28% ceny końcowej.

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w I półroczu 2023 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,63 PLN).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Wykres: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w I półroczu 2023 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,63 PLN).



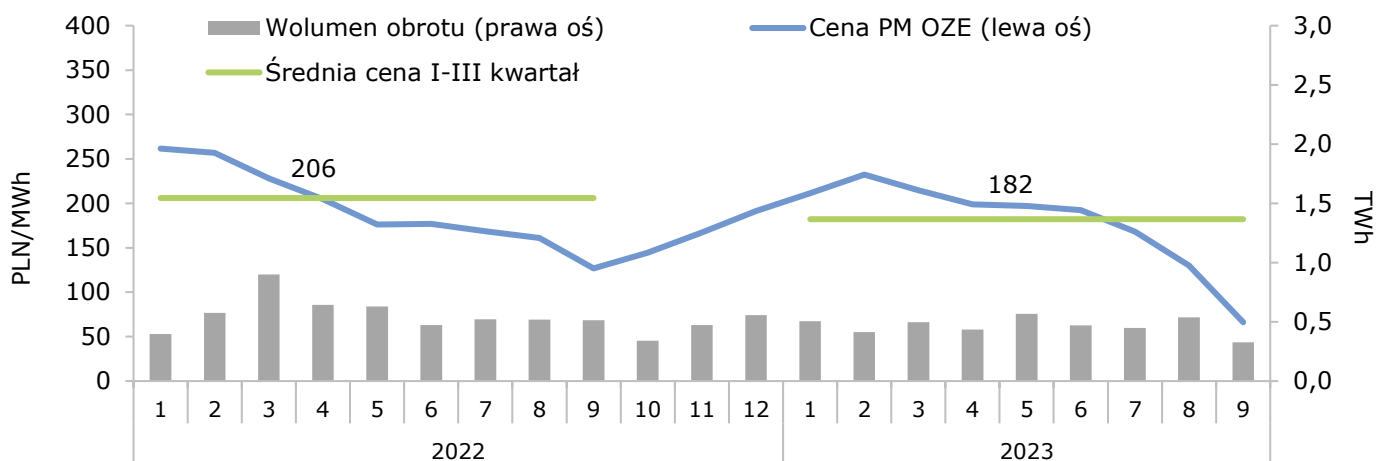
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

<sup>2</sup> Dane Eurostatu dot. rynku detalicznego publikowane są w okresach półrocznych.

## CENY PRAW MAJĄTKOWYCH

W trzech kwartałach 2023 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks TGEoza) osiągnęła poziom 182 PLN/MWh i była o 12% niższa w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Obowiązek umorzeń zielonych certyfikatów w porównaniu z rokiem 2022 (18,5%) uległ zmianie i wynosi 12% dla 2023 roku.

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



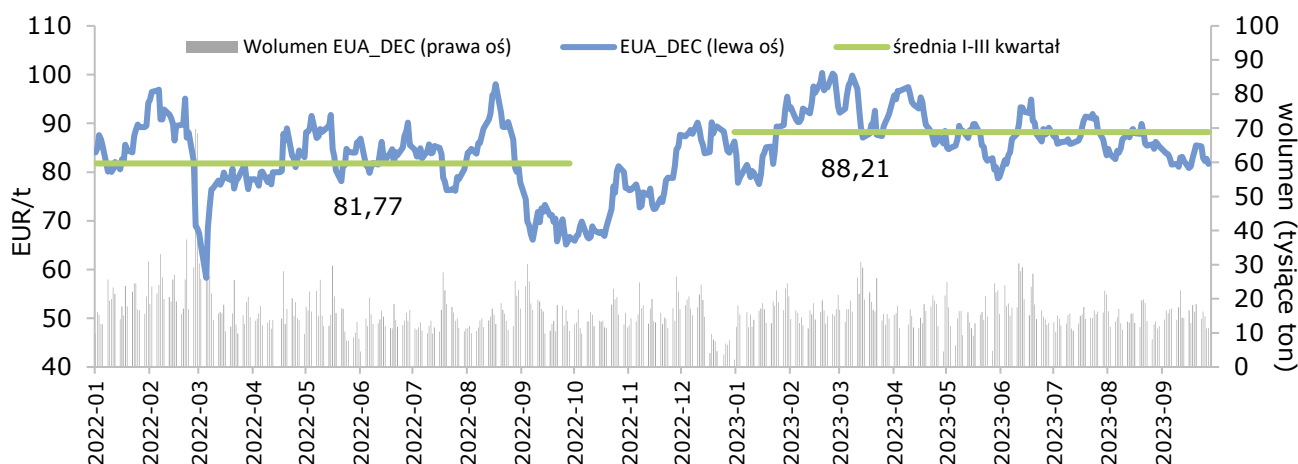
Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE.

## CENY UPRAWNIEN DO EMISJI DWUTLENKU WĘGLA

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

W trzech kwartałach 2023 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 23 wyniosła 88,21 EUR/t i była wyższa (ok. +8%) od średniej ceny 81,77 EUR/t instrumentu EUA DEC 22 obserwowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku.

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



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE

## 2.3. Przydział darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

Zgodnie z rozporządzeniem wykonawczym Komisji Europejskiej (KE) nr 2019/1842 z 31 października 2019 roku, ustanawiającym zasady stosowania dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego (PE) i Rady w odniesieniu do dalszych ustaleń dotyczących dostosowań przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> ze względu na zmiany w poziomie działalności, właściwy organ może zawiesić wydawanie bezpłatnych uprawnień do emisji dla instalacji, dopóki nie zostanie stwierdzone, że nie ma wymogu dostosowania przydziału dla tej instalacji albo KE 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. Zgodnie z ogólnymi zasadami 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 (MKiŚ). Zgodnie z Rozporządzeniem KE raporty dotyczące poziomu działalności przedkładane są do 31 marca każdego roku, stąd 12 kwietnia 2023 roku na rachunki prowadzących instalacje w Rejestrze Unii wydane zostały uprawnienia do emisji zgodnie z publikacją w Biuletynie Informacji Publicznej MKiŚ z 7 kwietnia 2023 roku. Dalsze dostosowanie będzie korygowane w ciągu 2023 roku, tak aby odzwierciedlało wzrosty i spadki w wielkości produkcji wynikające ze zweryfikowanych raportów dotyczących poziomów działalności przedłożonych dla poszczególnych instalacji.

Tabela: Emisja CO<sub>2</sub> w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na 2023 rok (tony).

Produkt	Emisja CO <sub>2</sub> III kw. 2023	Przydział uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> na 2023 rok <sup>1</sup>
Energia elektryczna	12 828 235	-
Energia ciepła	331 567	641 296
<b>Razem</b>	<b>13 159 802</b>	<b>641 296</b>

<sup>1</sup>Przydziały uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dot. produkcji ciepła na 2023 rok.













## 2.4. Otoczenie regulacyjne

Grupa PGE prowadzi działalność w otoczeniu o istotnym wpływie regulacji krajowych i zagranicznych. Poniżej zaprezentowane zostało zestawienie najbardziej istotnych rozstrzygnięć, które mogą mieć wpływ na działalność GK PGE w kolejnych latach.

Regulacje prawne dot. aktualnych zasad ustalania cen energii elektrycznej i ciepła oraz przysługujących z tego tytułu rekompensat zostały opisane w rozdziale 4.1 niniejszego sprawozdania w punkcie Zmiany regulacyjne na rynku energii elektrycznej.






### KRAJOWE OTOCZENIE REGULACYJNE

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	Ustawa o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii.	Ustawa obejmuje propozycje przepisów implementujących do polskiego porządku prawnego dyrektywę PE i Rady w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE. W szczególności przewiduje wdrożenie instytucji obywatelskich społeczności energetycznych, ułatwienia w zakresie agregacji, zawierania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej i innych usług elastyczności i odpowiedzi odbioru, zmiany w zakresie linii bezpośredniej.	Ustawa weszła w życie <b>7 września 2023 roku</b> .	Projektowane rozwiązania będą miały wpływ na wszystkie segmenty działalności Grupy PGE, w szczególności na segment Obrót i Dystrybucja.
 	Ustawa o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.	Ustawa przewiduje zmianę kilku ustaw, w tym: ustawy o odnawialnych źródłach energii, ustawy - Prawo energetyczne, ustawy - Prawo ochrony środowiska w związku z zazielenianiem ciepła oraz inne zmiany w związku z koniecznością implementacji dyrektywy RED II (w sprawie promowania stosowania energii z OZE). Ponadto ustawa wprowadza nowe systemy wsparcia: dla biometanu, na modernizację instalacji OZE oraz dla istniejących instalacji OZE na pokrycie kosztów operacyjnych. Ustawa zmienia także definicję hybrydowych instalacji OZE.	Ustawa weszła w życie <b>1 października 2023 roku</b> .	Ustawa ma istotne znaczenie dla segmentu Energetyka Odnawialna ze względu na nowe systemy wsparcia oraz dla segmentu Ciepłownictwo w zakresie zwiększenia wykorzystania ciepła wytwarzanego z OZE.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz ustawy - Prawo ochrony środowiska.	Celem projektu ustawy jest ustanowienie przepisów krajowych regulujących ustanowienie i zasady funkcjonowania Funduszu Transformacji Energetyki (FTE). Ze środków FTE mają być finansowane inwestycje w sektorze energetyki i przemysłu z wyłączeniem obszaru aktywów węglowych.	PGE S.A. zgłosiła uwagi do opublikowanego projektu ustawy.	Projekt będzie miał znaczenie dla GK PGE z wyłączeniem aktywów węglowych. Ze środków FTE będzie można uzyskać finansowanie inwestycji w obszarze: OZE, sieci, magazynów itd.
	Ustawa o zmianie ustawy o gospodarowaniu nieruchomościami rolnymi Skarbu Państwa oraz niektórych innych ustaw.	Ustawa wprowadza regulacje, zgodnie z którymi nieruchomości rolne należące do Zasobu Własności Rolnej Skarbu Państwa będą mogły być wdzierżawiane na cele związane z pozyskiwaniem energii elektrycznej z OZE.	<b>5 października 2023 roku</b> ustawa weszła w życie.	Ustawa ma istotne znaczenie dla segmentu Energetyka Odnawialna.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	Ustawa o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw.	Ustawa wprowadza zasadę, zgodnie z którą realizacja inwestycji w fotowoltaikę (PV) powyżej 1 MW będzie możliwa jedynie na podstawie MPZP <sup>3</sup> . W innym przypadku nie będzie można realizować przedmiotowej inwestycji na podstawie decyzji o warunkach zabudowy. Projekt zakłada także możliwość zastosowania trybu uproszczonego dla uchwalenia bądź też zmiany MPZP, m.in. w przypadku inwestycji PV, przy czym nie dotyczy to inwestycji znacząco oddziałujących na środowisko.	<b>24 września 2023 roku</b> ustawa weszła w życie.	Ustawa może przyczynić się do spowolnienia realizacji inwestycji w PV w segmencie Energetyka Odnawialna ze względu na obowiązek wpisania takiej inwestycji w MPZP, co znacząco wydłuża czas realizacji.
	Ustawa o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw.	Ustawa dodaje nowe, kluczowe projekty przesyłowe oraz poszerza zakres ustawy o projekty dystrybucyjne o napięciu równym lub większym 110 kV, kluczowe dla wyprowadzania energii elektrycznej z sieci przesyłowej do sieci dystrybucyjnych. Umożliwi to skrócenie procesu uzyskiwania pozwoleń publicznoprawnych przez inwestorów, jak również pojawi się m.in. uproszczony model uzyskiwania gruntów pod te inwestycje. Proponowane jest ograniczenie listy inwestycji dystrybucyjnych jedynie do tych najbardziej kluczowych.	<b>3 września 2023 roku</b> ustawa weszła w życie.	Ustawa ma wpływ na segment Dystrybucja. Regulacje usprawnią i przyspieszą inwestycje w zakresie sieci dystrybucyjnych o napięciu równym i większym od 110 kV oraz w mniejszym stopniu sieci niższych napięć niż 110 kV.
	Ustawa o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych.	Ustawa ma wprowadzić ułatwienia w procesie inwestycyjnym w zakresie ESP <sup>4</sup> - dotyczy zarówno budowy nowych, jak i przebudowy już istniejących.	<b>30 czerwca 2023 roku</b> ustawa weszła w życie.	Ustawa usprawni i przyspieszy inwestycje w zakresie ESP – będących w dyspozycji segmentu Energetyka Odnawialna.
	Projekt ustawy o rewitalizacji rzeki Odry.	Celem projektu ustawy jest zapewnienie odpowiednich zasobów wodnych i poprawa jakości wody w rzece Odrze. Projekt zakłada wprowadzenie odrębnych mechanizmów ustalania opłat dla działalności w zakresie dotyczącym pomp ciepła i akumulatorów ciepła warstwy wodonośnej. Przedmiotowe rozwiązania mają na celu wesprzeć prowadzenie danej działalności.	<b>7 października 2023 roku</b> ustawa weszła w życie.	Ustawa wprowadza preferencje dla pomp ciepła i przyczynia się do wykorzystania tej technologii w segmencie Ciepłownictwo.
	Rozporządzenie zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło.	Zmiana rozporządzenia ma na celu osiągnięcie stanu równoważenia interesów odbiorców ciepła oraz przedsiębiorstw energetycznych. Projekt rozporządzenia przyczyni się do urealnienia cen i stawek opłat w taryfach dla ciepła. Zmiany uniemożliwią wskaźnikowe podejście do kształtowanych taryf dla ciepła. Do tej pory we wnioskach o zatwierdzenie taryf dla ciepła planowane przychody mogły być zawyżane, co powodowało kalkulację cen i stawek opłat na zbyt wysokim poziomie.	<b>8 września 2023 roku</b> ustawa weszła w życie.	Rozporządzenie wpływa na przychody przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających ciepło i oferujących usługi przesyłu i dystrybucji, taryfujących się metodą kosztową.

<sup>3</sup>MPZP-Miejscowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego.







<sup>4</sup>ESP – elektrownia szczytowo-pompowa.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	Rozporządzenie zmieniające rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną.	Rozporządzenie obniża odbiorcom w gospodarstwach domowych rachunki za energię elektryczną o 125,34 PLN w 2023 roku pod warunkiem spełnienia jednej z wymienionych przesłanek. Na przedsiębiorstwa energetyczne został nałożony obowiązek poinformowania o tym rozwiązaniu swoich klientów w terminie 7 dni od dnia wejścia w życie rozporządzenia, tj. do 26 września 2023 roku <sup>5</sup> .	<b>19 września 2023 roku</b> rozporządzenie weszło w życie.	Rozporządzenie nakłada na segment Obrót obowiązek aktualizacji rozliczeń z gospodarstwami domowymi.
	Nowelizacja ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczanie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku, wprowadzana nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne.	Ustawa zmienia sposób kalkulacji wysokości odpisu na Fundusz WRC, w szczególności w zakresie doprecyzowania objęcia odpisem kontraktów PPA <sup>6</sup> .	Nowelizacja ustawy weszła w życie <b>1 września 2023 roku</b> .	Ustawa wpływa na wynik przedsiębiorstw energetycznych ze sprzedaży energii elektrycznej.
	Ustawa o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej oraz niektórych innych ustaw.	Ustawa zwiększa limity zużycia energii przez gospodarstwa domowe, dla których obowiązują ceny energii elektrycznej zamrożone na poziomie zeszłorocznych <sup>7</sup> .	Ustawa weszła w życie <b>19 września 2023 roku</b> .	Ustawa zmienia zakres obowiązków spółek segmentu Obrót w zakresie rozliczeń z odbiorcami energii elektrycznej w gospodarstwach domowych oraz wynikający z jej zastosowania poziom rekompensat.
	Projekt rozporządzenia ws. wartości referencyjnych dla nowych i znacznie zmodernizowanych jednostek kogeneracji w roku 2024.	Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji nakłada na ministra właściwego do spraw energii obowiązek określenia, w drodze rozporządzenia, w terminie do 31 października każdego roku, wartości referencyjnych z podziałem dla nowych jednostek kogeneracji oraz znacznie zmodernizowanych jednostek kogeneracji obowiązujących w kolejnym roku kalendarzowym.	Konsultacje publiczne do <b>25 września 2023 roku</b> . Projekt <b>10 października 2023 roku</b> zwolniony z komisji prawniczej.	Finalny kształt rozporządzenia wpłynie na poziom przychodów z systemu wsparcia dla segmentu Ciepłownictwo.
	Projekt rozporządzenia w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowych wysokości premii gwarantowanej w roku 2024.	Projekt rozporządzenia określa maksymalne ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, objętej wsparciem oraz jednostkowe wysokości premii gwarantowanej w roku 2024.	Konsultacje publiczne do <b>25 września 2023 roku</b> . Projekt <b>17 października 2023 roku</b> zwolniony z komisji prawniczej.	Finalny kształt rozporządzenia wpłynie na poziom przychodów z systemu wsparcia dla segmentu Ciepłownictwo.

<sup>5</sup>Szczegółowy opis celów regulacji oraz wpływ na GK PGE znajduje się w Rozdziale 4.1 w punkcie Zmiany regulacyjne na rynku energii elektrycznej.

<sup>6</sup>J.w.

<sup>7</sup>J.w.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	Projekt rozporządzenia MKiŚ <sup>8</sup> w sprawie wzoru sprawozdania z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego.	Projektowane rozporządzenie określa wzór sprawozdania przekazywanego przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję ciepła w danej sieci ciepłowniczej zgodnie z nowelizacją ustawy OZE.	Konsultacje publiczne do <b>14 września 2023 roku</b> .	Rozporządzenie ma umożliwić sprawozdawczość z działań mających na celu osiągnięcie przez system ciepłowniczy statusu efektywnego.
	Projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie jednostkowych stawek opłat za usługi wodne.	Celem projektu jest dostosowanie rozporządzenia do zmian wprowadzanych w stawkach opłat za usługi wodne za pośrednictwem Ustawy o rewitalizacji rzeki Odry, w tym w zakresie pomp ciepła.	<b>4 października 2023 roku</b> projekt został zwolniony z rozpatrywania z Komisji prawniczej.	Rozporządzenie doprecyzowuje wysokość stawek opłat za usługi wodne w zakresie pomp ciepła i akumulatorów, co dotyczy segmentu Energetyka Konwencjonalna i Ciepłownictwo.
	Projekt rozporządzenia w sprawie substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego oraz warunków, jakie należy spełnić przy wprowadzaniu do wód lub do ziemi ścieków, a także przy odprowadzaniu wód opadowych lub roztopowych do wód lub do urządzeń wodnych.	Celem projektu jest dostosowanie rozporządzenia do zmian wprowadzanych za pośrednictwem Ustawy o rewitalizacji rzeki Odry, w zakresie monitoringu ścieków przemysłowych (chlorki i siarczany).	Konsultacje publiczne do <b>8 sierpnia 2023 roku</b> .	Rozporządzenie wprowadza nowe obowiązki dla prowadzących instalacje w zakresie gospodarki wodno-ściekowej, co dotyczy segmentu Energetyka Konwencjonalna i Ciepłownictwo.
 	Projekt rozporządzenia w sprawie zmiany udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w latach 2024-2026.	Rozporządzenie określa poziom umarzenia świadectw pochodzenia przez przedsiębiorstwa energetyczne prowadzących działalność obrotową w 2024 roku. Wpływa też na poziom przychodów wytwórców, którzy odpowiadają za podaż świadectw pochodzenia.	Publikacja w Dzienniku Ustaw <b>29 sierpnia 2023 roku</b> .	Rozporządzenie ma na wpływ na poziom kosztów segmentu Obrót oraz przychody wytwórców, którzy odpowiadają za podaż świadectw pochodzenia.
	Projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie udostępniania informacji i danych niezbędnych do realizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących.	Rozporządzenie stanowi akt wykonawczy do Ustawy o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących. Określa zakres informacji i danych, wykaz rejestrów, ewidencji, wykazów i archiwów, z których będą udostępniane inwestorowi niezbędne dane na potrzeby wykonywania przez niego zadań związanych z realizacją inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej.	<b>10 września 2023 roku</b> skierowano projekt do rozpatrzenia przez komisję prawniczą.	Rozporządzenie wpływa na poziom dostępnych źródeł danych i informacji niezbędnych do realizacji inwestycji w energetykę jądrową, która obecnie przypisana jest do segmentu Pozostała Działalność w GK PGE.

<sup>8</sup>MKiŚ-Minister Klimatu i Środowiska.

## ZAGRANICZNE OTOCZENIE REGULACYJNE

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	Dyrektywa 2003/87/WE ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w UE (dyrektywa ETS). Decyzja (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej.	Przeciwdziałanie zmianom klimatu. Stworzenie poprzez odpowiedni sygnał cenowy CO <sub>2</sub> zachęt inwestycyjnych do rozwijania źródeł niskoemisyjnych.	<b>16 maja 2023 roku</b> dyrektywa (UE) 2023/959 została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE i weszła w życie dwudziestego dnia po jej opublikowaniu. Termin transpozycji dyrektywy ETS został określony na <b>31 grudnia 2023 roku</b> z kilkoma odstępstwami możliwymi do <b>30 czerwca 2024 roku</b> . KE obecnie implementuje reformę systemu ETS; w <b>IV kwartale 2023 roku</b> ma opublikować m.in. dwa rozporządzenia wykonawcze dot.: planu neutralności klimatycznej dla instalacji objętych ETS oraz zasad funkcjonowania Funduszu Modernizacyjnego.	Poprawa konkurencyjności źródeł odnawialnych, w porównaniu do jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwa wysokoemisyjne. Wzrost kosztów operacyjnych konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Możliwe uzyskanie wsparcia inwestycyjnego w ramach Funduszu Modernizacyjnego i Funduszu Innowacyjnego oraz częściowej bezpłatnej alokacji uprawnień dla ciepłownictwa systemowego.
	Dyrektywa 2018/2001 (UE) ws. 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.	<b>31 października 2023 roku</b> dyrektywa (UE) 2023/2413 została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE i weszła w życie dwudziestego dnia po jej opublikowaniu. Termin transpozycji dyrektywy OZE został określony na <b>21 maja 2025 roku</b> z kilkoma odstępstwami do <b>1 lipca 2024 roku</b> .	Poprawa konkurencyjności niskoemisyjnych źródeł energii w porównaniu do energii ze źródeł wysokoemisyjnych. Większy udział źródeł odnawialnych w polskim miksie energetycznym do 2030 roku, w tym szybsza ścieżka dekarbonizacji segmentu Ciepłownictwo.
	Dyrektywa 2012/27/UE ws. 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.	<b>20 września 2023 roku</b> dyrektywa (UE) 2023/1791 została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE i weszła w życie dwudziestego dnia po jej opublikowaniu. Termin transpozycji dyrektywy EED został określony na <b>11 października 2025 roku</b> z kilkoma odstępstwami z wcześniejszymi terminami określonymi w tych przepisach.	Poprawa konkurencyjności niskoemisyjnych źródeł energii. Stopniowe wypieranie kogeneracji węglowej z systemów ciepłowniczych w związku z wprowadzeniem nowych definicji efektywnego systemu ciepłowniczego/chłodniczego i wysokosprawnej kogeneracji. Konieczność szerszego rozwijania źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego w systemach ciepłowniczych.
	Dyrektywa 2010/31/UE ws. charakterystyki energetycznej budynków (dyrektywa EPBD).	Dostosowanie legislacji związanej z poprawą charakterystyki energetycznej budynków w odniesieniu do celu neutralności klimatycznej do 2050 roku oraz do nowego, wyższego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE w 2030 roku.	Przyjęcie stanowisk przez Radę ( <b>25 października 2022 roku</b> ) i PE ( <b>14 marca 2023 roku</b> ) umożliwiło rozpoczęcie trilogów. Spodziewane jest zakończenie negocjacji do końca 2023 roku.	Poprawa konkurencyjności odnawialnych źródeł energii jako źródła ciepła w budynkach. Zmniejszenie zapotrzebowania budynków na ciepło w związku z poprawą ich charakterystyki energetycznej. Szybsze tempo wypierania wszystkich paliw kopalnych w sektorach ciepłownictwa, w tym systemowego.



Dyrektywa 2010/75/UE Wprowadzenie nowych ws. emisji wymagań określających poziom przemysłowych emisji w pozwoleniu (zintegrowane zintegrowanym, zasady zapobieganie zintegrowanym, zasady uzyskiwania derogacji od zanieczyszczeniom i ich wymagań BAT i przyznających kontrola - dyrektywa nowe kompetencje KE. IED). Zwiększany jest udział społeczeństwa w postępowaniu odwoławczym.

PE przyjął swoje stanowisko na sesji plenarnej **11 lipca 2023 roku**, uwzględniając m.in.: mniej restrykcyjne określenie poziomów emisji w pozwoleniach zintegrowanych w porównaniu do propozycji KE oraz możliwość ubiegania się o derogacje dla operatorów instalacji w sytuacjach nadzwyczajnych. Utrzymany został (w zmodyfikowanej formie) przepis dot. odwróconego ciężaru dowodu.

W zależności od finalnego wyniku uzgodnień w trilogach, wejście w życie zaproponowanych rozwiązań może spowodować poniesienie dodatkowych nakładów inwestycyjnych oraz kosztów związanych z eksploatacją instalacji podlegających pod zakres zastosowania dyrektywy IED.

Przyjęcie stanowisk przez Radę (**16 marca 2023 roku**) i PE pozwoliło na rozpoczęcie trilogów. Pierwsze spotkanie odbyło się **5 października 2023 roku**. Rozmowy będą kontynuowane w **IV kwartale 2023 roku**.

Przewidywane jest zwiększenie roli społeczeństwa w monitorowaniu realizacji obowiązków wynikających z dyrektywy IED przez operatorów instalacji.

### Regulacje dotyczące perspektywy finansowej na lata 2021-2027



Dyrektywa (UE) Ustanowienie ram sprzyjających ws. należytej wnoszeniu przez staranności przedsiębiorstwa wkładu przedsiębiorstw w dążenie do zapewnienia w zakresie poszanowania praw człowieka zrównoważonego i przepisów w zakresie ochrony rozwoju (dyrektywa środowiska w podejmowanych CSDD). przez nie działaniach i za pośrednictwem ich łańcuchów wartości.

**8 czerwca 2023 roku** rozpoczęły się trilogi pomiędzy PE, Radą i KE. Kontynuowane one będą w **IV kwartale 2023 roku**.

Zwiększenie obowiązków w zakresie raportowania w odniesieniu do łańcucha wartości GK PGE pod kątem ochrony środowiska i poszanowania praw człowieka.

Uwzględnienie polityki należytej staranności (*due diligence*) w zakresie zrównoważonego rozwoju w działaniach GK PGE.

### Regulacje wprowadzające zmiany na rynku elektroenergetycznym w UE



Projekt rozporządzenia Ochrona odbiorców przed (UE) ws. zmiany nadmiernymi zmianami cen rozporządzeń (UE) energii elektrycznej, 2019/943 i 2019/942 zapewnienie dostępu do czystej oraz dyrektyw (UE) i pewnej energii, zwiększenie 2018/2001 i 2019/944 odporności rynku na wahania w celu udoskonalenia cen gazu ziemnego. struktury unijnego Upowszechnienie korzystania rynku energii elektrycznej

**19 lipca 2023 roku** komisja ITRE przyjęła poprawki do projektu KE. Komisja ITRE podjęła też decyzję, aby przyjęte stanowisko stanowiło mandat PE w negocjacjach z Radą. PE w głosowaniu na sesji plenarnej **14 września 2023 roku** podtrzymał decyzję komisji ITRE.

**17 października 2023 roku** Rada przyjęła porozumienie ws. podejścia ogólnego, co otwiera drogę do rozmów w ramach trilogów. Stanowisko Rady wprowadza szereg nowych elementów do propozycji KE, w tym m.in.:

- możliwość wnioskowania przez państwa członkowskie do KE o derogację do 2028 roku od norm emisyjnych (EPS 550) dla jednostek węglowych otrzymujących wsparcie w ramach Rynku Mocy;

Istotne znaczenie dla GK PGE będzie miało m.in. to, na ile ostatecznie ustalone brzmienie przepisów dot. pomocy publicznej (kontrakty różnicowe i analogiczne rozwiązania) będzie dostosowane do specyfiki inwestycji w obszarze energetyki jądrowej i kto będzie beneficjentem środków pochodzących z kontraktów różnicowych.

Potencjalnie istotne zmiany regulacyjne mogą dotyczyć spółek segmentu Obrót (obowiązek zabezpieczania, zmiany dot. taryf i ofert) oraz segmentu Dystrybucja (nowy sposób kształtowania taryf, zachęty do korzystania z usług elastyczności). Wzrost uprawnień konsumentów względem spółek obrotu energią elektryczną. Potencjalny wpływ reformy na rynek energii elektrycznej będzie

- z umów PPA<sup>9</sup>; wzmocnienie • obowiązek stosowania dwustronnych kontraktów różnicowych w przypadku pomocy publicznej w formie bezpośredniego wsparcia ceny dla inwestycji w nowe źródła OZE lub energetykę jądrową oraz obowiązek redystrybucji przychodów z takich kontraktów wśród odbiorców końcowych; państwa mają też mieć możliwość przeznaczania części przychodów na sfinansowanie mechanizmu wsparcia oraz na inwestycje służące redukcji cen energii;
- pozycji odbiorców końcowych na rynku, uproszczenie reguł stosowania kontraktów różnicowych (Cfd)<sup>10</sup>.
- przyznanie Radzie prawa do ogłoszenia stanu kryzysu cen energii elektrycznej, co otwiera państwom członkowskim możliwość do wprowadzania tymczasowych interwencji dot. cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych oraz MŚP.



Projekt rozporządzenia (UE) ws. zmiany rynku i zdolności jego rozporządzeń (UE) monitorowania oraz 1227/2011 i 2019/942 zapewnienie skuteczniejszego w celu poprawy dochodzenia i egzekwowania ochrony UE przed przypadków transgranicznych manipulacjami na naruszeń w UE, tak aby hurtowym rynku konsumenci i uczestnicy rynku mieli zaufanie do integralności rynków energii, ceny odzwierciedlały uczciwą i konkurencyjną zależność między podażą a popytem i nie można było czerpać żadnych zysków z nadużyć na rynku.

**7 września 2023 roku** stanowisko ws. rewizji przyjęła komisja ITRE, które jednocześnie stanowi mandat PE na trilogi. W stanowisku tym m.in.:

- doprecyzowano niektóre definicje zaproponowane przez KE;
- zaproponowano powołanie przez ACER punktu kontaktowego dla uczestników rynku poszukujących wyjaśnień, czy określona informacja stanowi informację wewnętrzną zgodnie z rozporządzeniem REMIT;
- zaproponowano rozwój i obsługę przez ACER platformy służącej jako punkt dostępu do informacji wewnętrznej;
- rozszerzono uprawnienia ACER do prowadzenia dochodzeń za naruszenie rozporządzenia;
- wprowadzono obowiązek KE dokonania oceny do dnia 1 czerwca 2027 roku, a następnie co pięć lat, stosowania rewizji rozporządzenia REMIT.

**21 września 2023 roku** rozpoczęły się trilogi pomiędzy PE, Radą i KE. Powinny one zakończyć się w **IV kwartale 2023 roku**.

Istotne znaczenie dla GK PGE będzie miało ostateczne brzmienie definicji dotyczących informacji wewnętrznej, manipulacji rynkiem, hurtowych produktów energii oraz uczestników rynku gdyż zmiana tego brzmienia w stosunku do istniejącego może zwiększyć obowiązki dotyczące raportowania informacji wewnętrznej jak również obowiązki związane z zarządzaniem taką informacją, jej rejestracją i monitorowaniem.







Znaczenie dla GK PGE będzie też miało ostateczne brzmienie przepisów w odniesieniu do wytycznych ACER. W przypadku ich wiążącego charakteru nastąpi zwiększenie obowiązków związanych z raportowaniem informacji wewnętrznych.

<sup>9</sup> PPA – Power Purchase Agreement; umowa długoterminowa, polegająca na bezpośrednim zakupie energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego od wytwórców energii z instalacji OZE.

<sup>10</sup> Cfd – Contract for difference; kontrakt różnicowy, określający model wsparcia, w którym strona wspierająca i strona wspierana uzgadniają pewną cenę referencyjną. W przypadku, gdy rynkowe ceny energii są niższe niż cena referencyjna, dodatnia różnica jest wypłacana stronie wspieranej; w przeciwnym razie, gdy ceny energii są wyższe niż cena referencyjna, strona wspierająca otrzymuje tę różnicę.

## 3. Działalność Grupy Kapitałowej PGE

### 3.1. Podstawowe dane operacyjne GK PGE

	 <b>Energetyka Konwencjonalna</b>	 <b>Ciepłownictwo</b>	 <b>Energetyka Odnawialna</b>	 <b>Dystrybucja</b>	 <b>Energetyka Kolejowa</b>	 <b>Obrót</b>
<b>Kluczowe aktywa segmentu</b>	5 elektrowni konwencjonalnych 2 kopalnie węgla brunatnego	16 elektrociepłowni	21 farm wiatrowych <sup>1</sup> 28 elektrowni fotowoltaicznych 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	299 769 km linii dystrybucyjnych	18 583 km linii dystrybucyjnych	-
<b>Moc zainstalowana energia elektryczna/energia ciepła</b>	12 852 MWe/844 MWt	2 578 MWe/6 905 MWt	2 514 MWe <sup>1</sup> /-	-	-	-
<b>Wolumeny energii elektrycznej</b>	Produkcja energii elektrycznej netto 11,35 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 1,08 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 0,68 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 8,64 TWh <sup>2</sup>	Dystrybuowana energia elektryczna 1,00 TWh; Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 0,72 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 7,77 TWh <sup>3</sup>
<b>Wolumeny energii cieplnej</b>	Produkcja ciepła netto 0,36 PJ	Produkcja ciepła netto 3,14 PJ	-	-	-	-
<b>Pozycja Rynkowa</b>	GK PGE jest liderem w dziedzinie wydobywania węgla brunatnego w Polsce (95%)  Krajowy lider w produkcji energii elektrycznej oraz największy wytwórca ciepła sieciowego	-	GK PGE jest największym producentem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (bez uwzględniania biomasy i biogazu) z rynkowym udziałem ok. 7%	Drugi pod względem ilości klientów dystrybutor energii elektrycznej w kraju	Lider usług energetycznych dla infrastruktury kolejowej oraz największy dystrybutor i sprzedawca energii elektrycznej do sieci trakcyjnej	Lider w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce

<sup>1</sup>Bez farmy wiatrowej Markowce oddanej do użytkowania 31 października 2023 roku.

<sup>2</sup>Dane dotyczą PGE Dystrybucja S.A.

<sup>3</sup>Dane dotyczą PGE Obrót S.A.



## BILANS ENERGII GK PGE

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

Wolumen sprzedaży	III kw. 2023	III kw. 2022	Zmiana %	I-III kw. 2023	I-III kw. 2022	Zmiana %
<b>A. Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, w tym:</b>	<b>20,24</b>	<b>24,49</b>	<b>-17%</b>	<b>59,58</b>	<b>74,71</b>	<b>-20%</b>
▪ Sprzedaż do odbiorców finalnych <sup>1</sup>	8,49	8,26	3%	25,96	25,72	1%
▪ Sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym	11,75	16,23	-28%	33,62	48,99	-31%
<b>B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)</b>	<b>7,67</b>	<b>9,40</b>	<b>-18%</b>	<b>21,06</b>	<b>28,92</b>	<b>-27%</b>
<b>C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE</b>	<b>13,10</b>	<b>16,02</b>	<b>-18%</b>	<b>41,12</b>	<b>48,34</b>	<b>-15%</b>
<b>D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)</b>	<b>0,53</b>	<b>0,93</b>	<b>-43%</b>	<b>2,60</b>	<b>2,55</b>	<b>2%</b>

<sup>1</sup>Sprzedaż realizowana głównie przez PGE Obrót S.A. oraz Energetyka Kolejowa

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 niższego zapotrzebowania na energię elektryczną, większego udziału importu energii elektrycznej oraz większego udziału produkcji z OZE. Niższy zakup na rynku hurtowym to głównie efekt niższej sprzedaży do odbiorców finalnych w PGE Obrót S.A. w segmencie klientów korporacyjnych, którzy skłaniają się w kierunku dywersyfikacji źródeł energii, głównie z większym wykorzystaniem OZE. Jednocześnie wystąpiła wyższa sprzedaż do odbiorców finalnych w efekcie wyższej bazy trzech kwartałów 2023 roku (ujęcie sprzedaży energii elektrycznej realizowanej przez Energetykę Kolejową).

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej netto (TWh).

Wolumen produkcji	III kw. 2023	III kw. 2022	Zmiana %	I-III kw. 2023	I-III kw. 2022	Zmiana %
<b>PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:</b>	<b>13,10</b>	<b>16,02</b>	<b>-18%</b>	<b>41,12</b>	<b>48,34</b>	<b>-15%</b>
Elektrownie opalane węglem brunatnym	7,13	10,01	-29%	21,95	29,88	-27%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	4,21	4,54	-7%	10,82	11,20	-3%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,01	0,00	-	0,01	0,00	-
Elektrociepłownie węglowe	0,40	0,59	-32%	2,67	3,00	-11%
Elektrociepłownie gazowe	0,59	0,28	111%	2,90	1,89	53%
Elektrociepłownie biomasowe	0,07	0,00	-	0,33	0,18	83%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,02	0,01	100%	0,03	0,03	0%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,32	0,25	28%	0,89	0,68	31%
Elektrownie wodne	0,07	0,06	17%	0,34	0,32	6%
Elektrownie wiatrowe	0,28	0,28	0%	1,17	1,16	1%
Elektrownie fotowoltaiczne	0,01	0,00	-	0,02	0,00	-
w tym produkcja OZE	0,46	0,35	31%	1,90	1,69	12%

Poziom produkcji energii elektrycznej w trzech kwartałach 2023 roku ukształtował się na poziomie niższym o 15% w porównaniu do trzech kwartałów 2022 roku.

Niższy poziom produkcji energii elektrycznej jest głównie efektem niższego zapotrzebowania na energię elektryczną w polskim systemie elektroenergetycznym oraz wyższego importu energii netto.

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (spadek o 7,9 TWh) wynika z niższego wykorzystania przez PSE S.A. bloków Elektrowni Bełchatów i Elektrowni Turów, które pozostawały dłużej

w rezerwie: o 7 690 h w Elektrowni Bełchatów i o 3 201 h w Elektrowni Turów. Jednocześnie średnio-blokowe obciążenie Elektrowni Bełchatów było niższe o 52 MW a Elektrowni Turów o 18 MW. Dodatkowo, dłużej o 3 683 h w remontach pozostawały bloki Elektrowni Bełchatów, głównie na skutek trwającego od stycznia do początku maja 2023 roku remontu kapitalnego bloku nr 7 oraz trwającego od maja do początku września 2023 roku remontu kapitalnego bloku nr 8.

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym miała miejsce w Elektrowni Rybnik i Elektrowni Dolna Odra (łącznie spadek o 0,8 TWh) w efekcie dłuższego czasu postoju w rezerwie tych elektrowni o 5 949 h przy jednocześnie krótszym czasie postoju w remontach o 3 256 h. Powyższe zostało skompensowane przez wyższą produkcję w Elektrowni Opole (wzrost o 0,4 TWh), co spowodowane jest wyższym średnio-blokowym obciążeniem o 42 MW.

Niższa produkcja w elektrociepłowniach węglowych (spadek o 0,3 TWh) jest efektem niższej produkcji energii w skojarzeniu z ciepłem ze względu na warunki pogodowe (wyższe średnie temperatury).

Wyższa produkcja w elektrociepłowniach gazowych (wzrost o 1,0 TWh) jest głównie efektem wyższej produkcji w EC Zielona Góra i w EC Lublin Wrotków spowodowanej wyższą opłacalnością produkcji na tym paliwie ze względu na warunki rynkowe oraz niskiej bazy trzech kwartałów 2022 roku, kiedy to miała miejsce modernizacja turbiny w EC Zielona Góra oraz awaria w EC Lublin Wrotków.

Wyższa produkcja w elektrociepłowniach biomasowych (głównie w EC Szczecin) ze względu na optymalizację produkcji pomiędzy EC Szczecin i EC Pomorzany w zakresie minimalizacji kosztów, wynikająca z nowego modelu wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w ww. lokalizacjach.

Wyższa produkcja w ESP wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w trzech kwartałach 2023 roku były w większym stopniu wykorzystywane przez PSE S.A.

Wyższa produkcja w elektrowniach wodnych wynika z lepszych warunków hydrologicznych w trzech kwartałach 2023 roku.

Produkcja w elektrowniach wiatrowych utrzymała się na poziomie trzech kwartałów 2022 roku.

Wyższa produkcja w elektrowniach fotowoltaicznych wynika z oddania nowych mocy w trakcie trzech kwartałów 2023 roku.

## PRODUKCJA CIEPŁA

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła netto (PJ).

Wolumen produkcji ciepła	III kw. 2023	III kw. 2022	Zmiana %	I-III kw. 2023	I-III kw. 2022	Zmiana %
<b>Produkcja ciepła netto w PJ</b>	<b>3,51</b>	<b>4,28</b>	-18%	<b>32,65</b>	<b>34,85</b>	-6%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	0,28	0,35	-20%	1,68	1,81	-7%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,08	0,08	0%	0,44	0,46	-4%
Elektrociepłownie węglowe	2,35	3,13	-25%	23,19	25,98	-11%
Elektrociepłownie gazowe	0,62	0,57	9%	6,03	5,04	20%
Elektrociepłownie biomasowe	0,14	0,01	1300%	1,00	1,12	-11%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,02	0,10	-80%	0,09	0,25	-64%
Elektrociepłownie pozostałe	0,02	0,04	-50%	0,22	0,19	16%

Główny wpływ na niższy poziom produkcji ciepła netto w 2023 roku r/r miała temperatura zewnętrzna. Średnie temperatury za trzy kwartały 2023 roku były wyższe o 0,7°C r/r, co przełożyło się na niższą produkcję ciepła.

## SPRZEDAŻ CIEPŁA

W III kwartale 2023 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 3,4 PJ i był niższy o 0,6 PJ r/r.

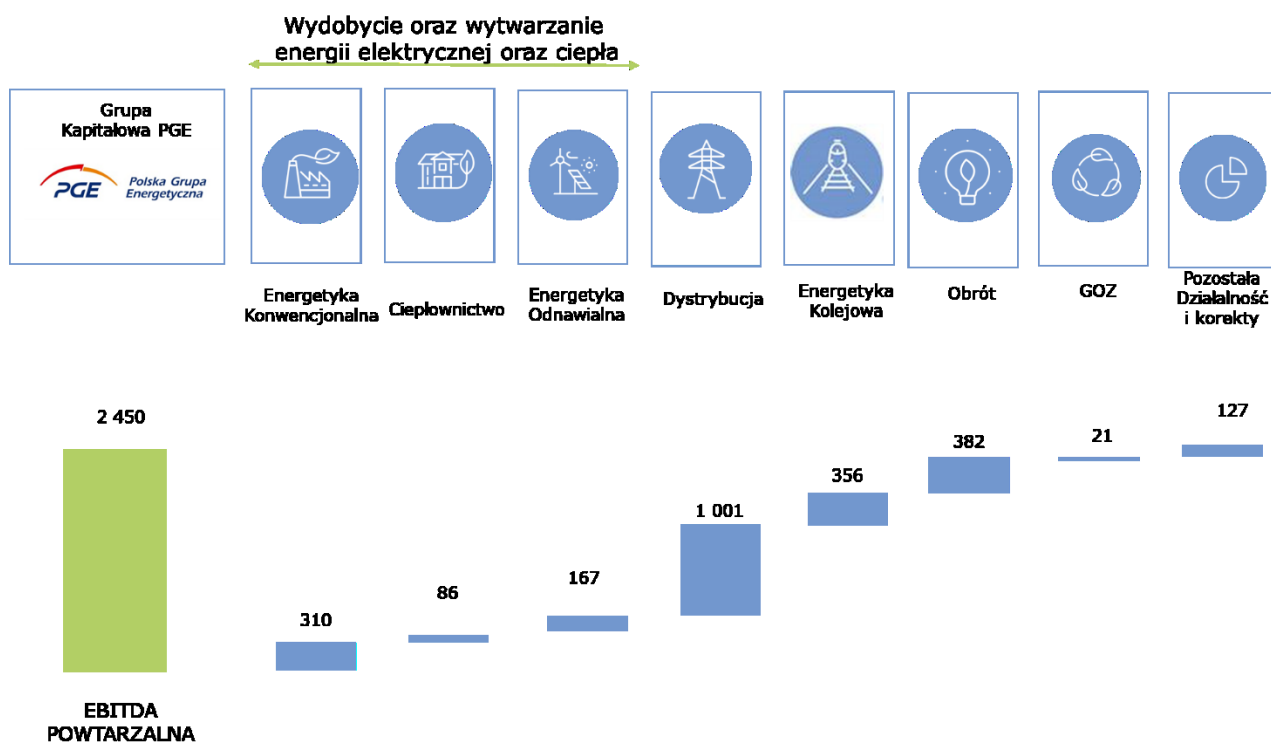
Za trzy kwartały 2023 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 31,8 PJ i był niższy o 2,0 PJ r/r. Na powyższy wynik wpływ miało głównie niższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane wyższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi niż w 2022 roku.

## 3.2. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE

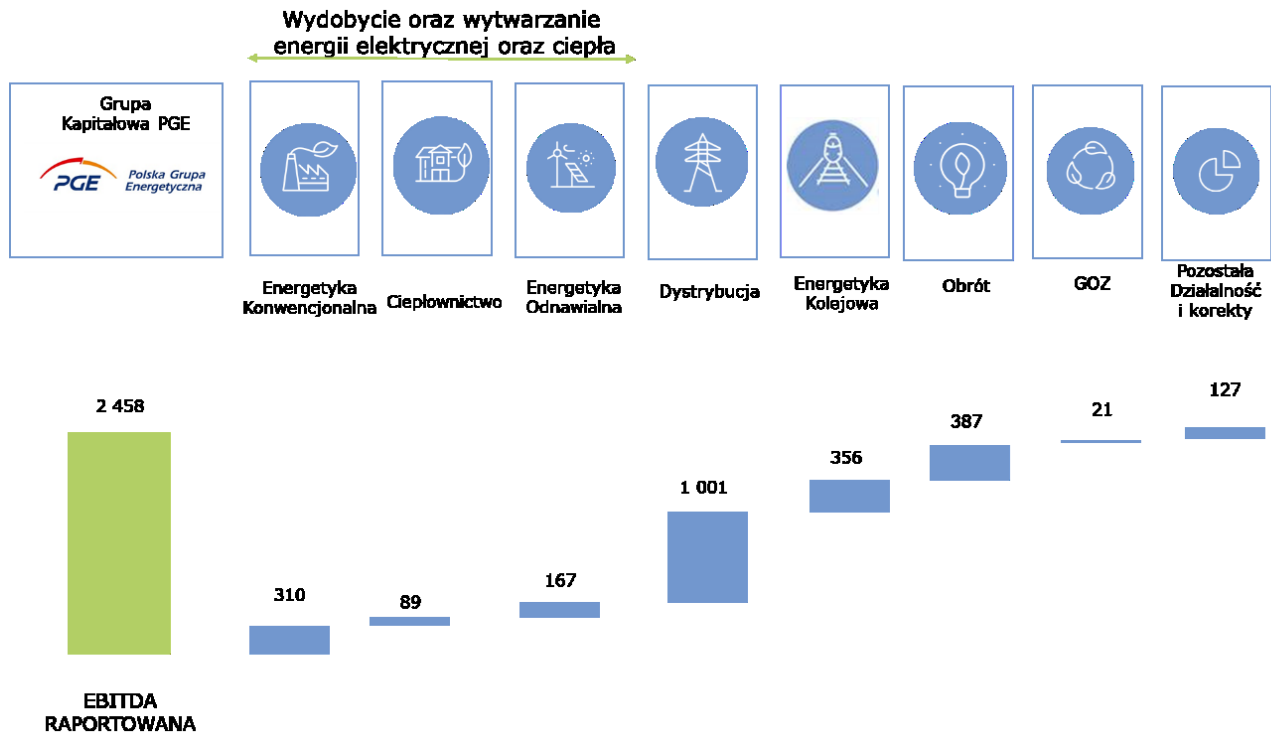
Najlepszym miernikiem oceny rentowności i poziomu zyskowności spółek z branży energetycznej jest wynik EBITDA powtarzalna. Jest to wynik przed potrąceniem kosztów amortyzacji, podatków dochodowych oraz działalności finansowej, w tym odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych. EBITDA umożliwia porównywanie wyników spółek, abstrahując od wartości ich majątku, poziomu zadłużenia oraz obowiązujących stawek podatku dochodowego. Ponadto EBITDA powtarzalna jest skorygowana o zdarzenia jednorazowe.

Na skonsolidowany wynik EBITDA Grupy PGE składają się wyniki finansowe poszczególnych segmentów działalności. Największy udział w wyniku EBITDA powtarzalna Grupy za III kwartał 2023 roku mają segmenty: Dystrybucja (41%), Obrót (16%), Energetyka Kolejowa (15%), Energetyka Konwencjonalna (13%), Energetyka Odnawialna (7%), Ciepłownictwo (4%). Pozostałe segmenty mają nieznaczný udział w wyniku EBITDA powtarzalna.

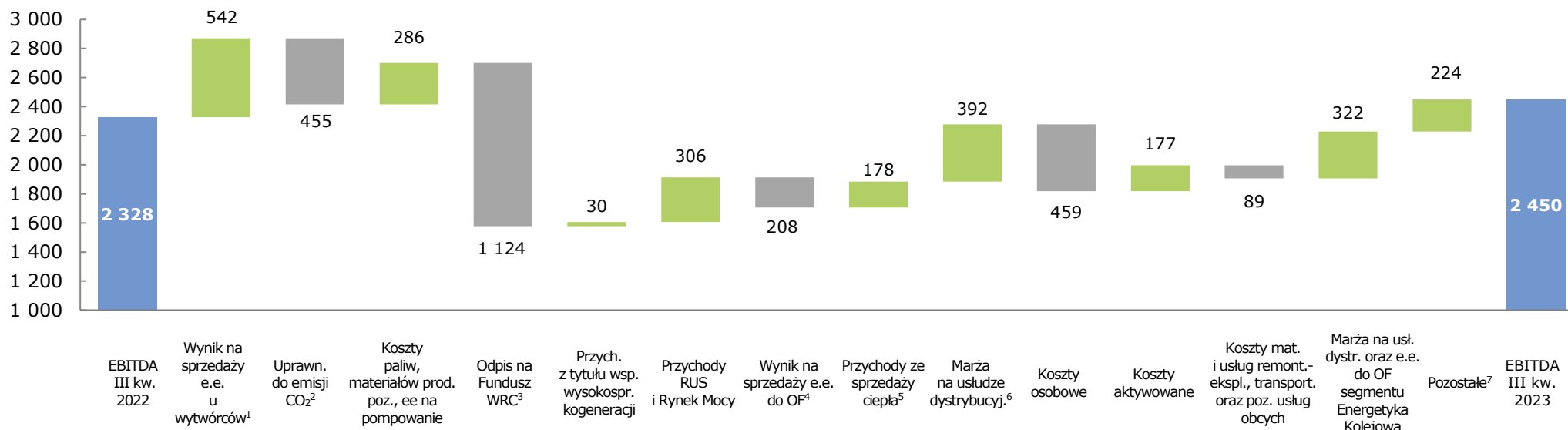
Wykres: EBITDA powtarzalna GK PGE (mln PLN)



Wykres: EBITDA raportowana GK PGE (mln PLN)



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



Odchylenie	542	-455	286	-1 124	30	306	-208	178	392	-459	177	-89	322	224	
EBITDA raportowana III kw. 2022	<b>1 926</b>														
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2022	<b>-402</b>														
EBITDA powtarzalna III kw. 2022	<b>2 328</b>	9 559	5 136	2 704	0	11	729	455	348	1 099	1 397	161	414	0	383
EBITDA powtarzalna III kw. 2023		10 101	5 591	2 418	1 124	41	1 035	247	526	1 491	1 856	338	503	322	159
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2023															
EBITDA raportowana III kw. 2023															<b>2 458</b>

<sup>1</sup>Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej pomniejszony o koszt zakupu energii elektrycznej.

<sup>2</sup>Skorygowane o wynik na odsprzedaży uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, który powstał w wyniku redukcji PSE S.A. i działań handlowych.

<sup>3</sup>Bez uwzględnienia wpływu korekty szacunku odpisu za 2022 rok (zdarzenie jednorazowe).

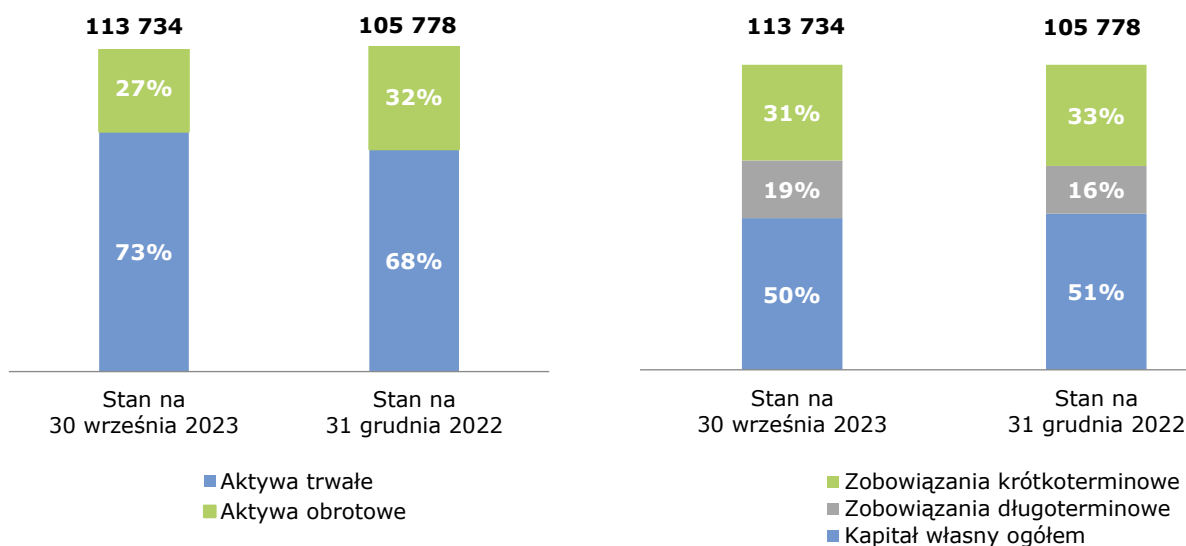
<sup>4</sup>Z uwzględnieniem rekompensat, korekty marży na prawach majątkowych (PM) na GK PGE; bez doszacowania kosztów różnicy bilansowej; OF-odbiorcy finalni.

<sup>5</sup>Z uwzględnieniem rekompensat.

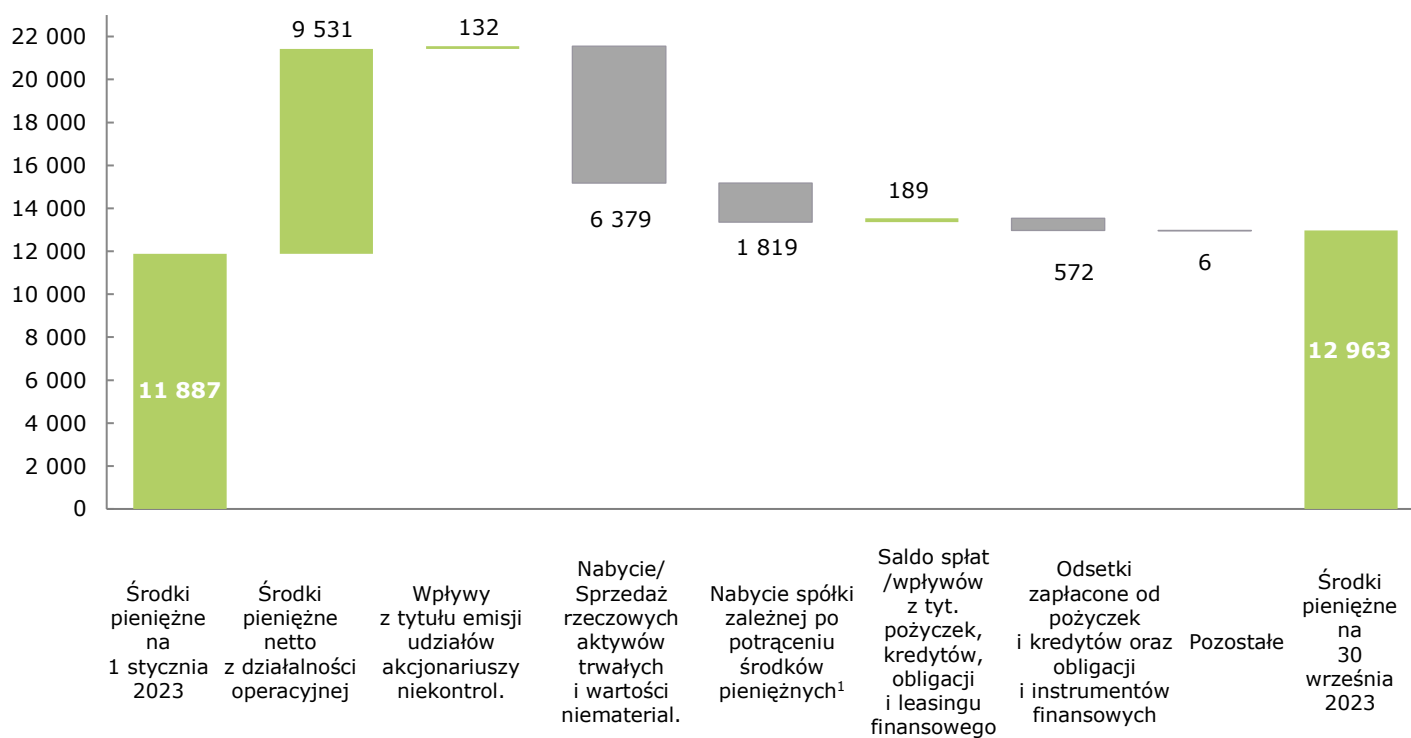
<sup>6</sup>Z uwzględnieniem przychodów z tytułu usług dystrybucyjnych, rekompensat, kosztów usług przesyłowych PSE S.A., salda opłat przenoszonych oraz tranzytowych, kosztów zakupu e.e. na pokrycie różnicy bilansowej; bez doszacowania kosztów różnicy bilansowej.

<sup>7</sup>Pozycja pozostałe bez uwzględnienia rezerwy na prosumentów, rezerwy rekultywacyjnej oraz rekompensat KDT (zdarzenia jednorazowe).

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



Wykres: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



**Wpływ na poziom środków pieniężnych**

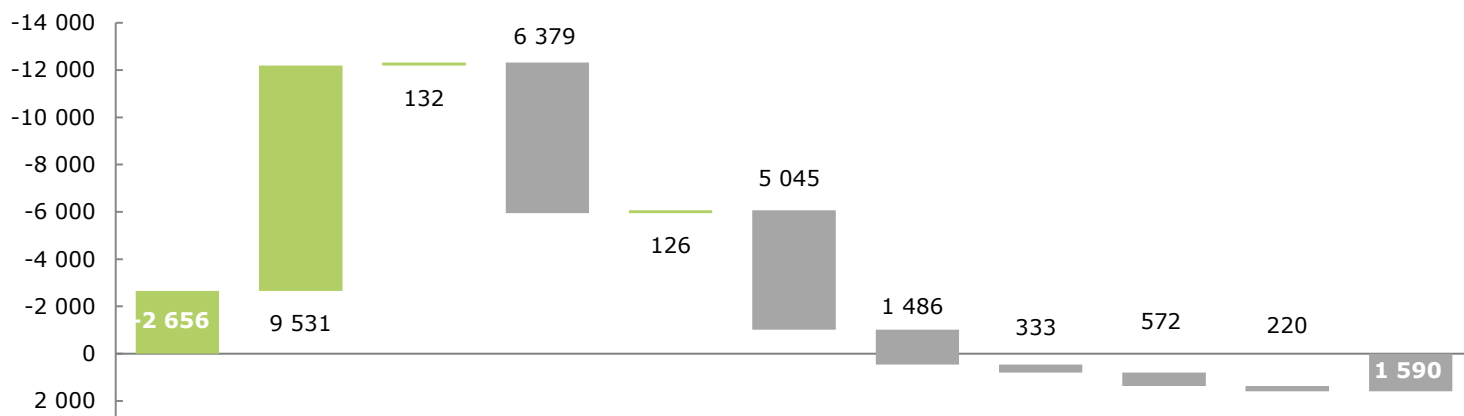
Środki pieniężne

**11 887**

**12 963**

<sup>1</sup>Nabycie PKP Energetyka S.A. oraz LongWing Polska sp. z o.o.

Wykres: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).



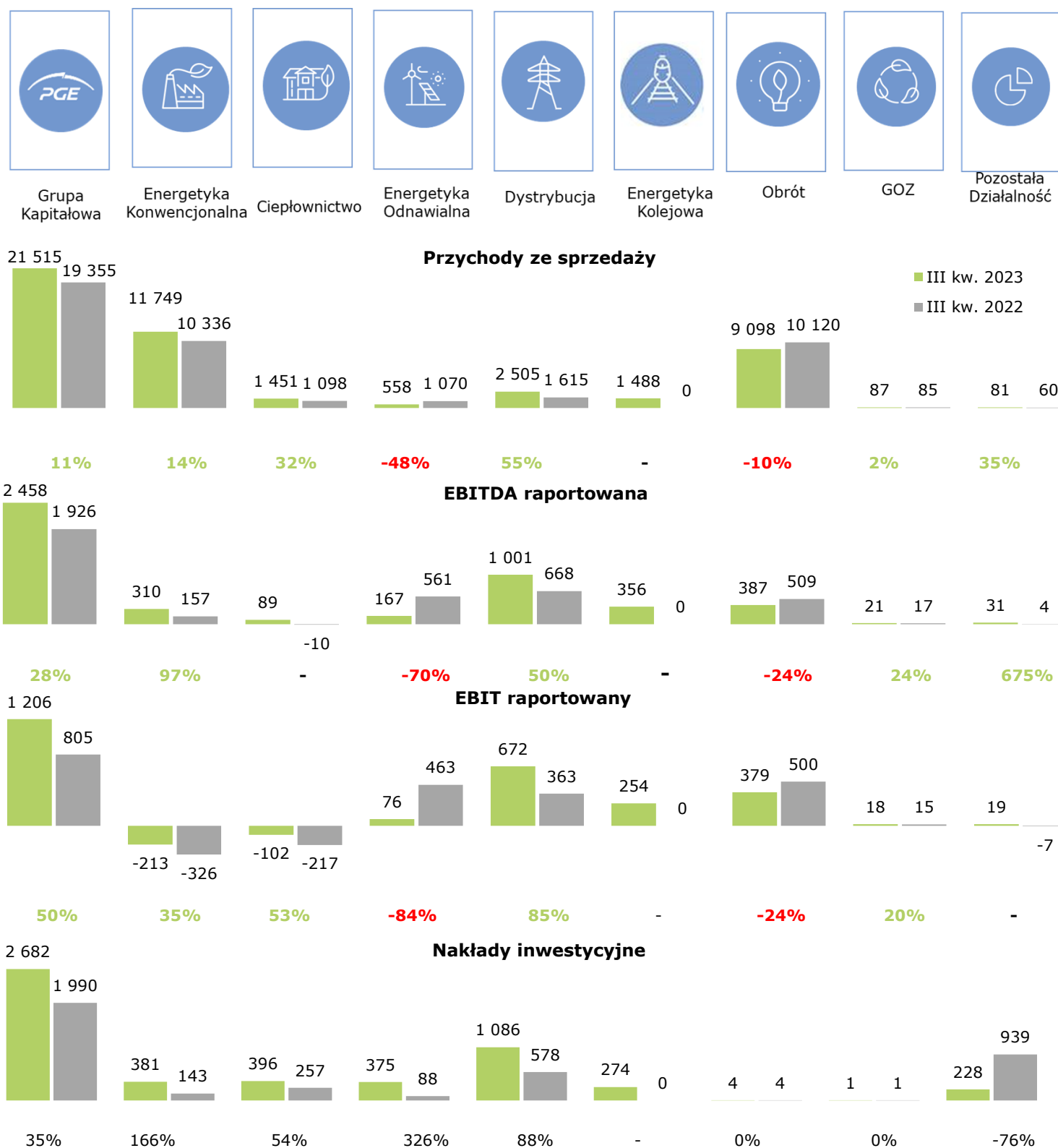
	Zadłużenie finansowe netto 31 grudnia 2022	Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	Wpływy z tytułu emisji udziałów akcjonariuszy niekontrol.	Nabycie/Sprzedaż rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerial.	Zmiana środków o ogranicz. możliwości dyspon.	Przejęcie zadłużenia PKP Energetyka <sup>1</sup>	Nabycie PKP Energetyka <sup>2</sup>	Nabycie udziałów w spółkach celowych (FW) <sup>2</sup>	Obsługa zadłużenia - odsetki	Pozostałe	Zadłużenie finansowe netto 30 września 2023 <sup>3</sup>
<b>Wpływ na poziom zadłużenia netto</b>		<b>-9 531</b>	<b>-132</b>	<b>6 379</b>	<b>-126</b>	<b>5 045</b>	<b>1 486</b>	<b>333</b>	<b>572</b>	<b>220</b>	
Zadłużenie finansowe netto	<b>-2 656</b>										<b>1 590</b>

<sup>1</sup>Szacunkowy poziom zadłużenia na dzień transakcji zakupu spółki.

<sup>2</sup>Po skorygowaniu o przejęte środki pieniężne.

<sup>3</sup>Szacunkowy poziom ekonomicznego zadłużenia netto (uwzględniającego przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>) wynosi 18 514 mln PLN.

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE W SEGMENTACH DZIAŁALNOŚCI





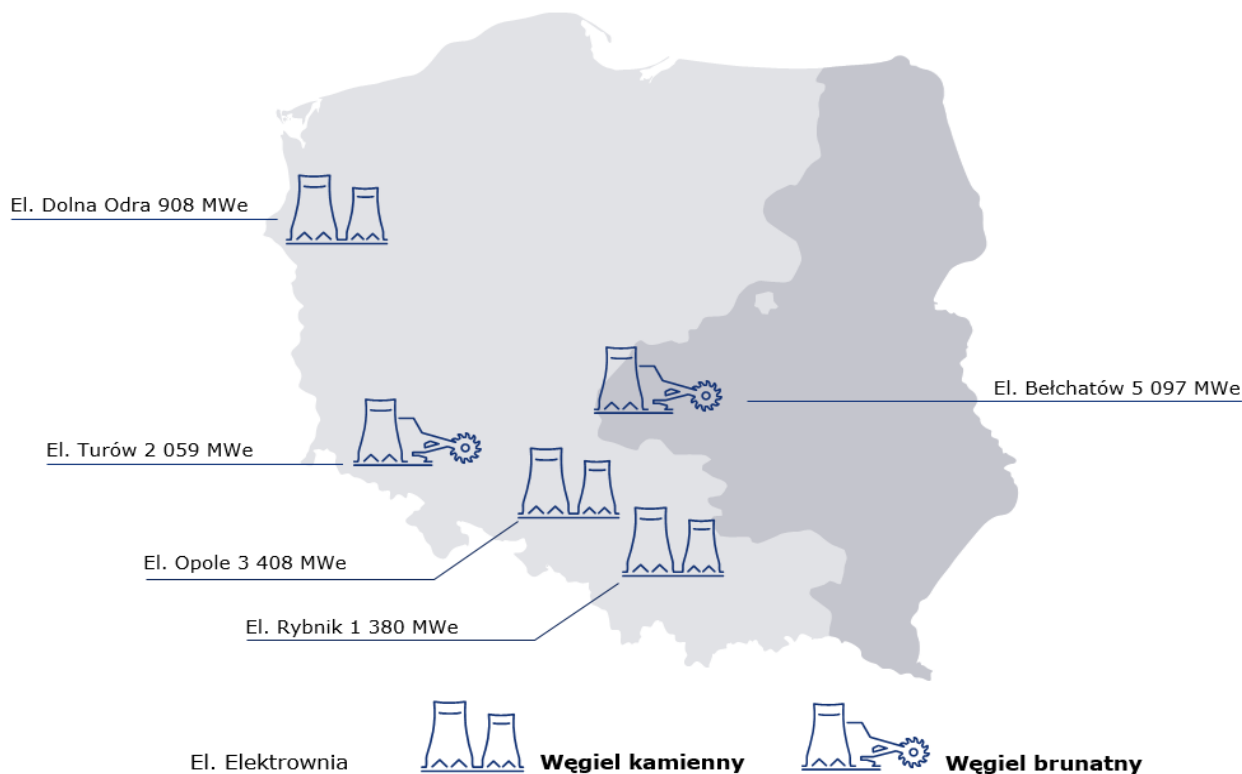


## AKTYWA

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 95%<sup>11</sup> krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii elektrycznej – wytwarza ok. 31%<sup>12</sup> krajowej produkcji energii elektrycznej brutto. Produkcja oparta jest na węglu brunatnym, wydobywanym z własnych kopalni oraz węgla kamiennym.

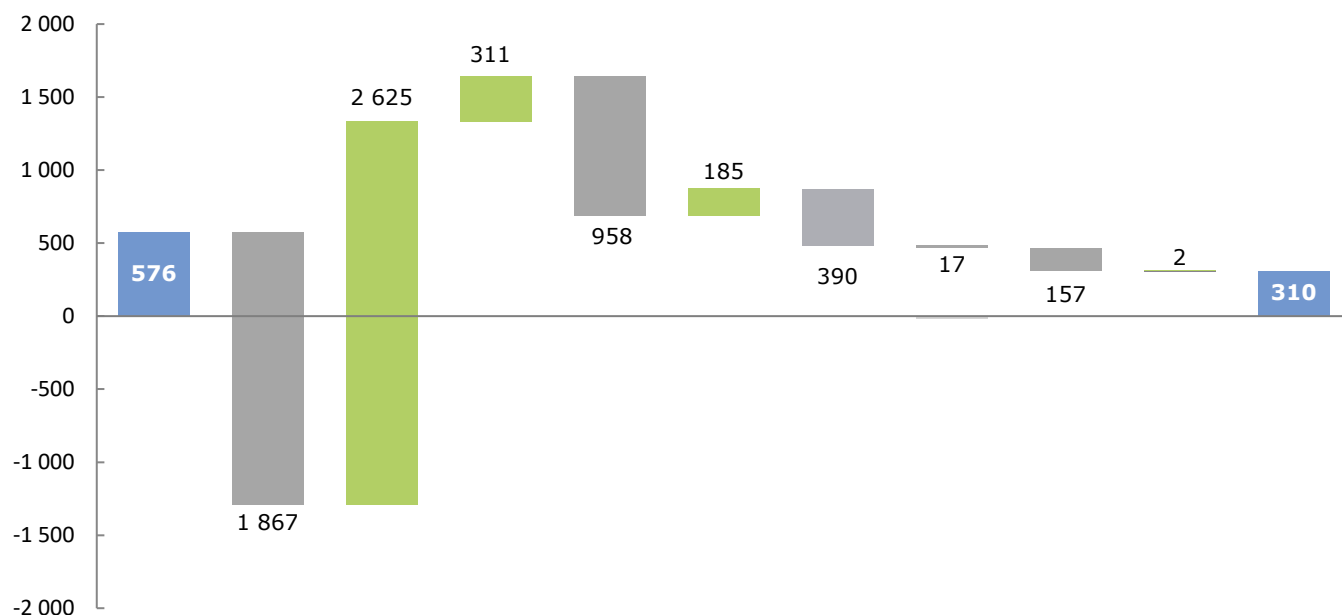
Wykres: Główne aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna i ich moc zainstalowana.



<sup>11</sup> Wyczerpania własne w oparciu o dane GUS.

<sup>12</sup> Wyczerpania własne w oparciu o dane PSE S.A.

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



	EBITDA III kw. 2022	Produkcja e.e. ilość <sup>1</sup>	Produkcja e.e. cena <sup>1</sup>	Przychody RUS i Rynek Mocy	Odpis na Fundusz WRC	Koszty paliw	Koszty CO <sub>2</sub>	Koszty ZHZW <sup>2</sup>	Koszty osobowe	Pozostałe <sup>3</sup>	EBITDA III kw. 2023
<b>Odchylenie</b>		<b>-1 867</b>	<b>2 625</b>	<b>311</b>	<b>-958</b>	<b>185</b>	<b>-390</b>	<b>-17</b>	<b>-157</b>	<b>2</b>	
EBITDA raportowana III kw. 2022	<b>157</b>										
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2022	<b>-419</b>										
EBITDA powtarzalna III kw. 2022	<b>576</b>	8 377		601	0	1 888	4 934	321	728	531	
EBITDA powtarzalna III kw. 2023		9 135		912	958	1 703	5 324	338	885	529	<b>310</b>
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2023											<b>0</b>
EBITDA raportowana III kw. 2023											<b>310</b>

<sup>1</sup>Ujęcie zarządcze.

<sup>2</sup>ZHZW – Umowa o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi.

<sup>3</sup>Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy rekultywacyjnej (zdarzenie jednorazowe).

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

Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2023	III kw. 2022	Zmiana%
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	-	-419	-
<b>Razem</b>	<b>-</b>	<b>-419</b>	<b>-</b>

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

- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**, który wynika z: wyższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 236 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 2 625 mln PLN; niższego wolumenu sprzedaży o 3,2 TWh, co wpłynęło na pomniejszenie przychodów o ok. 1 867 mln PLN.

- **Wyższe przychody z RUS**, głównie z wyższych rozliczeń z OSP z tytułu realokacji produkcji energii elektrycznej pomiędzy oddziałami PGE GIEK S.A. w ramach Rynku Bilansującego oraz nieznacznie niższy wynik uzyskany z Rynku Mocy głównie na skutek niższej kontraktacji w aukcji głównej na poziomie GK PGE.
- **Odpis na Fundusz WRC**, który nie występował w okresie porównywalnym.
- **Niższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego, na skutek niższej produkcji na tym paliwie o 0,3 TWh. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO<sub>2</sub>** spowodowane wyższym średnim kosztem CO<sub>2</sub> o 127,4 PLN/t r/r. Główne odchylenia zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty ZHZW** głównie w związku z wyższą średnią ceną e.e.
- **Wyższe koszty osobowe** głównie w związku z realizacją porozumień zawartych ze stroną społeczną.

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

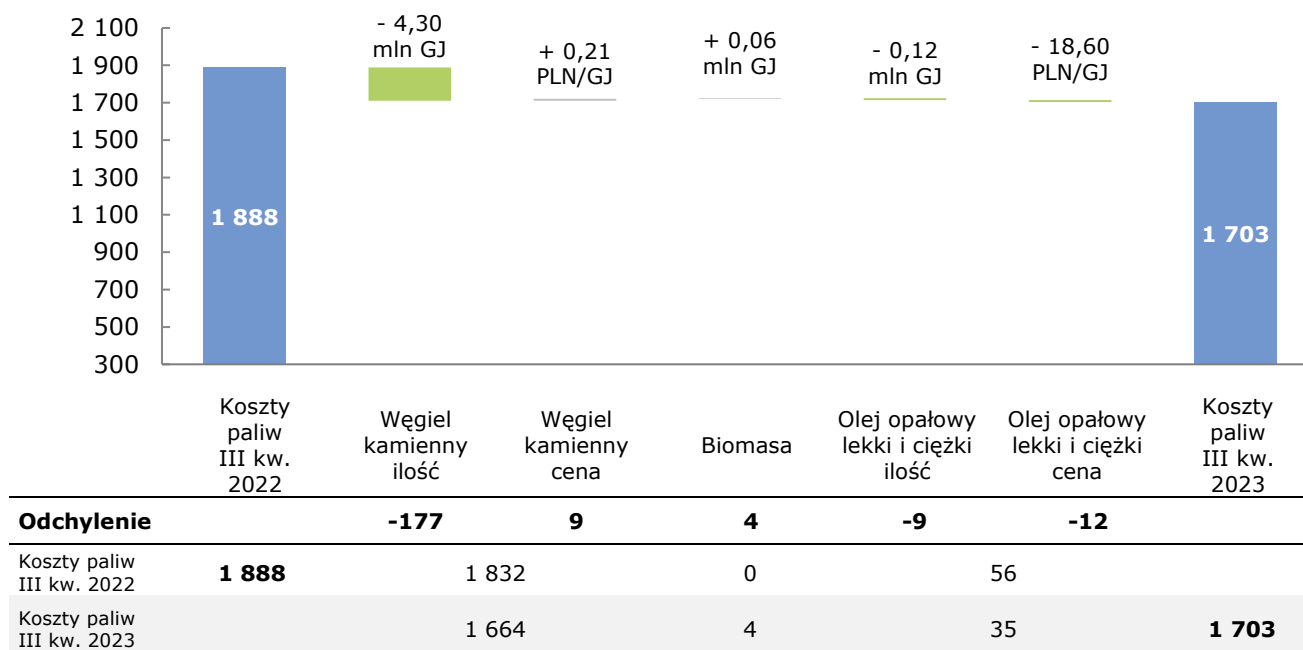
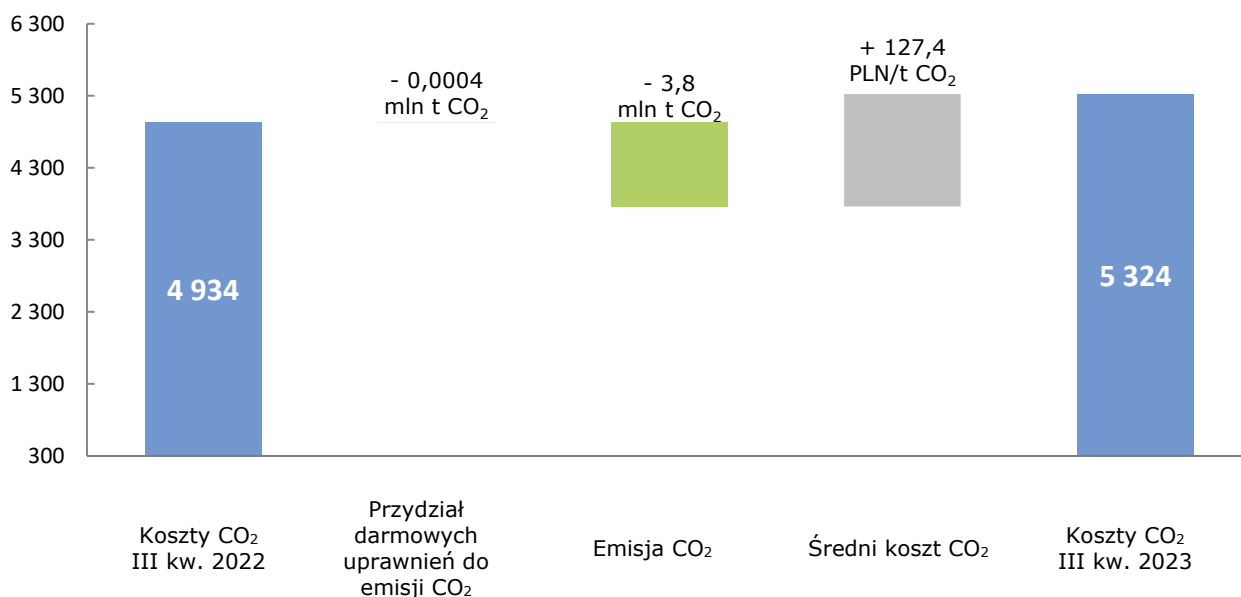


Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

Rodzaj paliwa	III kw. 2023		III kw. 2022	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 780	1 664	2 059	1 832
Biomasa	4	4	0	0
Olej opałowy lekki i ciężki	14	35	17	56
<b>Razem</b>		<b>1 703</b>		<b>1 888</b>

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



Odchylenie	0	-1 171	1 561
Koszty CO <sub>2</sub> III kw. 2022	<b>4 934</b>		
Koszty CO <sub>2</sub> III kw. 2023			<b>5 324</b>

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

Dane dot. CO <sub>2</sub>	III kw. 2023	III kw. 2022	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> (tony)	15 696	16 079	-2%
Emisja CO <sub>2</sub> (tony)	12 270 343	16 085 068	-24%
Średni koszt CO <sub>2</sub> (PLN/t CO <sub>2</sub> )	434,45	307,05	41%

### NAKLADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna

mIn PLN	III kw. 2023	III kw. 2022	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	349	126	177%
Rozwojowe	11	0	-
Modernizacyjno-odtworzeniowe	338	126	168%
Pozostałe	32	17	88%
<b>Razem</b>	<b>381</b>	<b>143</b>	<b>166%</b>

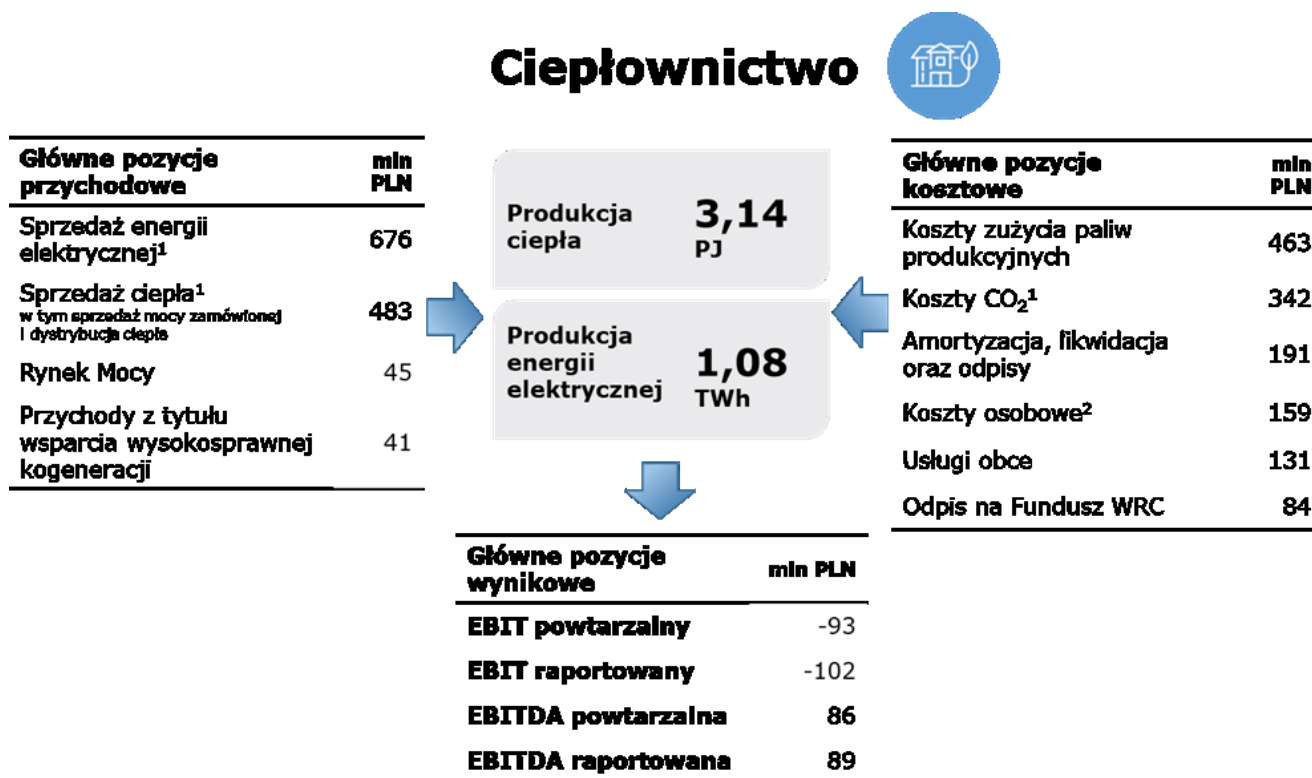
### KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA KONWENCJONALNA

- 3 lipca 2023 roku w ramach projektu **Zabudowy Stacji Rozruchowej w Elektrowni Dolna Odra** wydano decyzję w sprawie udzielenia Pozwolenia na Budowę. 12 lipca 2023 roku nastąpiło przekazanie Wykonawcy placu budowy. 13 września 2023 roku dostarczono na plac budowy trzyciągowy kocioł płomienicowo-płomieniówkowy, który jest najważniejszym elementem inwestycji. Kocioł umożliwi szybkie uruchomienie bloków energetycznych w sytuacji całkowitego ich wyłączenia.
- 13 lipca 2023 roku w ramach zadania **Budowa wytwornicy pary w Elektrowni Rybnik** odebrano etap dotyczący dostawy palników, natomiast 2 sierpnia 2023 roku odebrano etap dot. zakończenia prac związanych z wykonaniem fundamentów oraz budową budynku kotłowni rozruchowej wraz z instalacjami wewnętrznymi. 23 sierpnia 2023 roku podpisano z Energopomiar sp. z o.o. umowę na pomiary gwarancyjne kotłowni rozruchowej z dwoma wytwornicami pary.

## SEGMENT DZIAŁALNOŚCI - CIEPŁOWNICTWO

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

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2023 roku.



<sup>1</sup>W ujęciu zarządczym

<sup>2</sup>Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe

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 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 EC Zielona Góra S.A.

Produkcja ciepła i energii elektrycznej bezpośrednio związana jest z kluczowymi kosztami zmiennymi segmentu – **kosztem zużycia paliw produkcyjnych** (przede wszystkim węgla kamiennego i gazu ziemnego), **kosztem opłat za emisję CO<sub>2</sub>** oraz **odpisem na Fundusz WRC**.

Wytwarzanie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest dodatkowo wynagradzane. Elektrociepłownie 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 w EC Szczecin oraz z bloku biomasowego w EC Kielce.

Istotną pozycję w przychodach segmentu 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.

Na podstawie przepisów Ustawy o środkach nadzwyczajnych od grudnia 2022 roku wytwórcy energii elektrycznej zobowiązani są do dokonywania **odpisu na Fundusz WRC**.

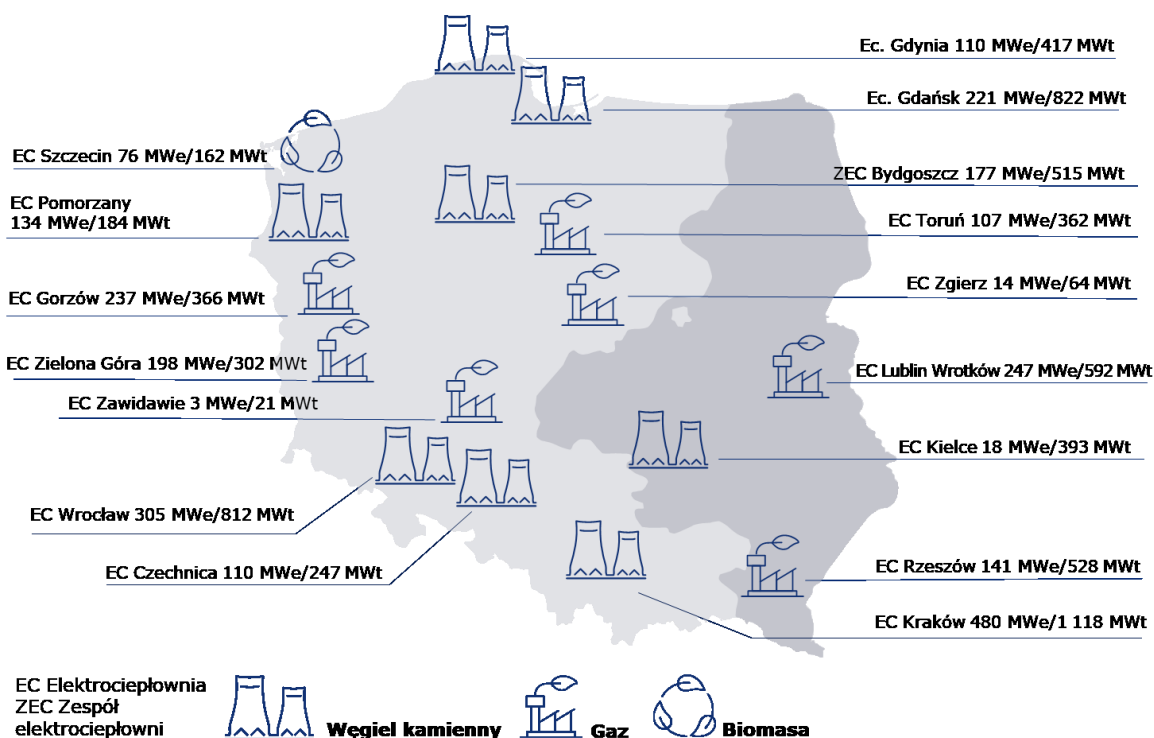
#### AKTYWA

W skład segmentu wchodzi spółki: PGE EC S.A., KOGENERACJA S.A., EC Zielona Góra S.A., PGE Toruń S.A., MEGAZEC sp. z o.o., EC Szczecin, EC Pomorzany oraz sieć ciepłownicza w Gryfinie.

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.

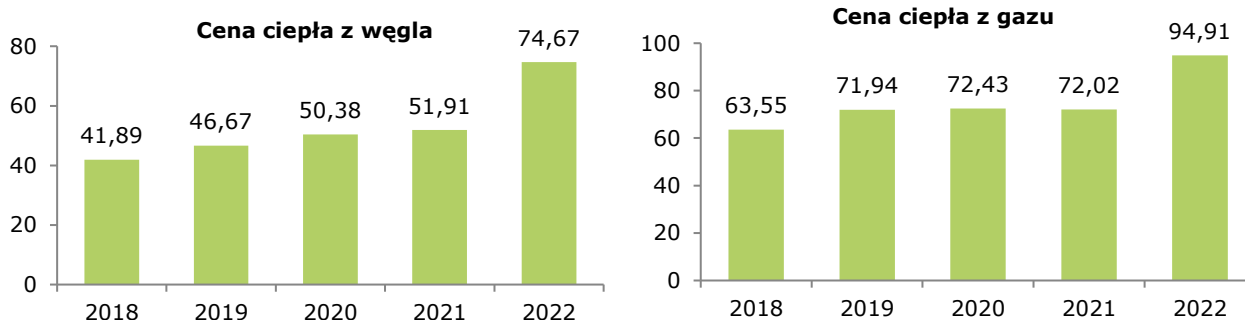




### TARYFY W SEGMENTIE CIEPŁOWNICTWO

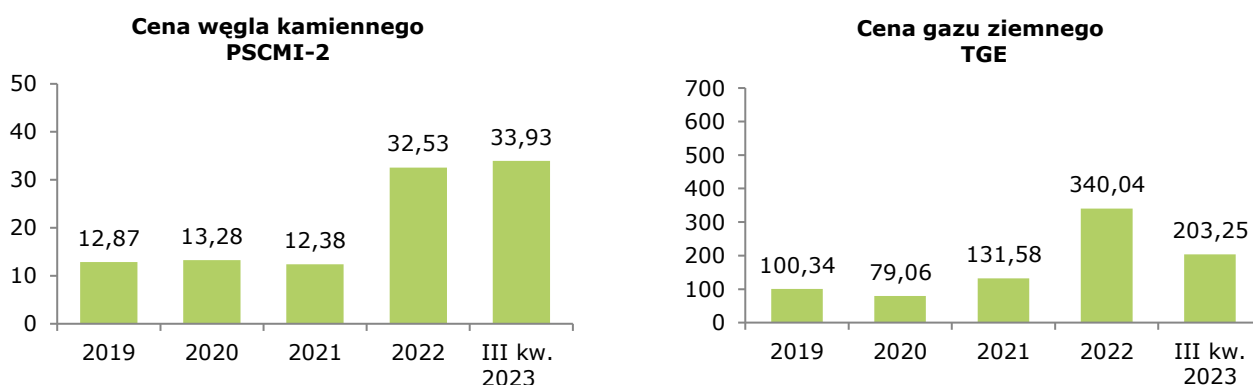
W związku z tym, że przychody ze sprzedaży ciepła dla elektrociepłowni są taryfowane w ramach tzw. metody uproszczonej, cechuje je względne opóźnienie w przenoszeniu kosztów (roczne lub dwuletnie). Bazują one bowiem na dynamice r/r średnich kosztów (uwzględniającej wykorzystywane paliwa) ponoszonych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

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



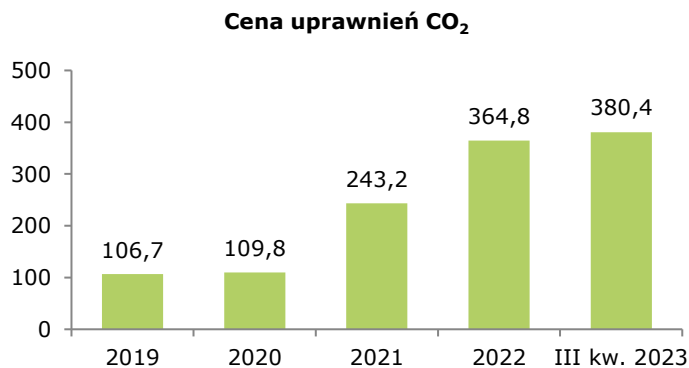
Źródło: URE.

Wykresy: Zmiany kosztów paliw – węgla kamiennego (PLN/GJ) – PSCMI-2<sup>13</sup> i gazu (PLN/MWh) - TGE.



Źródło: ARP, TGE.

Wykres: Zmiana kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub><sup>14</sup> (PLN/t).



Źródło: ICE.

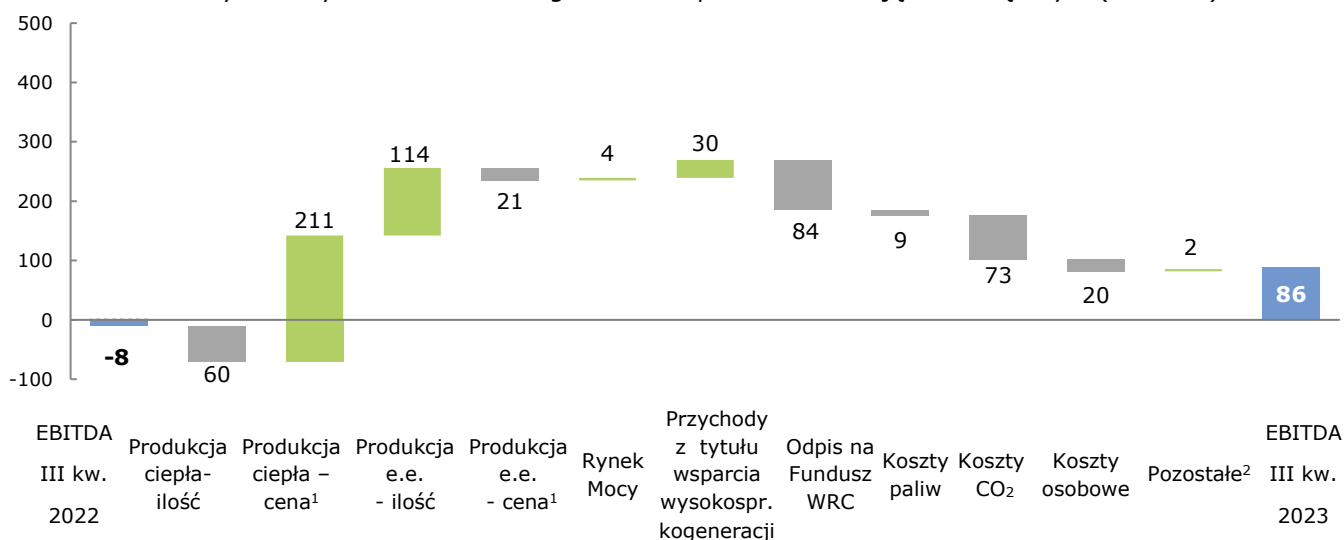
<sup>13</sup> PSCMI-2 Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen mialów energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku ciepła.

<sup>14</sup> Średnia arytmetyczna z notowań dziennych i miesięcznych w danym okresie (cena spot).

Referencyjna cena ciepła z węgla, odzwierciedlając wcześniejsze zwiększenie kosztów, wzrosła w 2022 roku o 44%. Jest to baza dla wzrostu cen ciepła dla jednostek kogeneracji ustalających taryfę w trakcie 2023 roku. W III kwartale 2023 roku odnotowano natomiast średni rynkowy wzrost ceny węgla o 4%, z kolei średnia cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> wzrosła o 4% w stosunku do 2022 roku.

Taryfy dla produkcji ciepła z gazu w 2023 roku ustalane są na bazie zmiany ceny referencyjnej, przy czym w III kwartale 2023 roku obserwowane są niższe ceny gazu niż we wcześniejszych okresach. Ceny gazu w kontraktach terminowych na TGE kształtowały się na poziomie ok. 203 PLN/MWh (tj. spadek o 40%).

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



Odchylenie	-60	211	114	-21	4	30	-84	-9	-73	-20	2	
EBITDA raportowana III kw. 2022	-10											
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2022	-2											
EBITDA powtarzalna III kw. 2022	-8	332	583		41	11	0	454	269	139	113	
EBITDA powtarzalna III kw. 2023		483	676		45	41	84	463	342	159	111	86
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2023												3
EBITDA raportowana III kw. 2023												89

<sup>1</sup>Wartość skorygowana o koszty umorzenia praw majątkowych.

<sup>2</sup>Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy rekultywacyjnej oraz rekompensat KDT (zdarzenia jednorazowe).

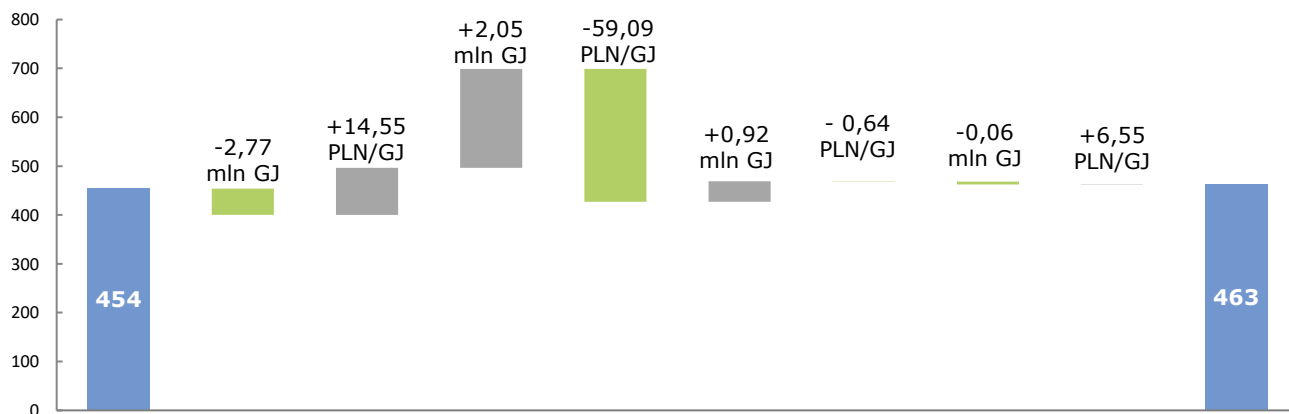
Tabela: Dane dotyczące zdarzeń jednorazowych w segmencie Ciepłownictwo (mln PLN).

Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2023	III kw. 2022	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	0	-3	-
Rekompensaty KDT	3	1	200%
<b>Razem</b>	<b>3</b>	<b>-2</b>	<b>-</b>

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

- **Niższy wolumen produkcji ciepła netto** w III kwartale 2023 roku r/r jest efektem wyższych temperatur zewnętrznych w porównaniu do analogicznego okresu 2022 roku. Średnie temperatury były wyższe o 0,7°C r/r, co przełożyło się na niższą o 0,7 PJ produkcję ciepła.
- **Wzrost cen sprzedaży ciepła** jest wynikiem wzrostu taryf na ciepło dla elektrociepłowni, co jest pochodną opublikowania przez URE cen referencyjnych na wytwarzanie ciepła w jednostkach niebędących jednostkami kogeneracji oraz nowelizacji rozporządzenia taryfowego.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**, który wynika z: wyższego wolumenu sprzedaży o 0,18 TWh, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 114 mln PLN, częściowo skompensowane niższą ceną sprzedaży energii elektrycznej o 23,9 PLN/MWh r/r wpływającą na spadek przychodów o ok. 21 mln PLN.
- **Wyższe przychody z tyt. Rynku Mocy**, ze względu na wyższy wolumen mocy dyspozycyjnej.
- **Wyższe przychody z tyt. wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji**, ze względu na przyznanie wyższej premii kogeneracyjnej indywidualnej dla jednostek zasilanych gazem.
- **Odpis na Fundusz WRC**, który nie występował w okresie porównywalnym.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, które spowodowane są wyższą ceną gazu oraz węgla kamiennego. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO<sub>2</sub>**, które są głównie skutkiem wyższej ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższy poziom kosztów osobowych** głównie w związku z realizacją porozumień zawartych ze stroną społeczną.

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

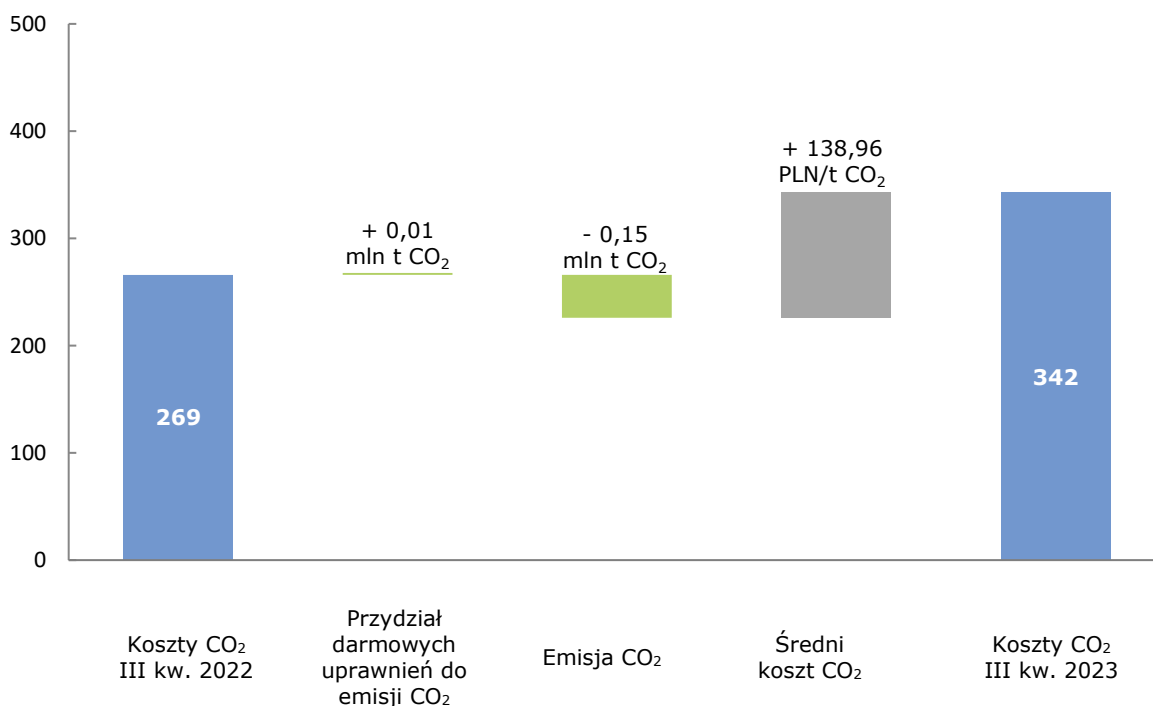


	Koszty III kw. 2022	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Gaz ilość	Gaz cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy oraz pozostałe surowce ilość	Olej opałowy oraz pozostałe surowce cena	Koszty III kw. 2023
<b>Odchylenie</b>		<b>-54</b>	<b>96</b>	<b>203</b>	<b>-272</b>	<b>42</b>	<b>-1</b>	<b>-6</b>	<b>1</b>	
Koszty paliw III kw. 2022	<b>454</b>	180		253		9		12		
Koszty paliw III kw. 2023		222		184		50		7		<b>463</b>

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	III kw. 2023		III kw. 2022	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	296	222	426	180
Gaz (tys. m <sup>3</sup> )	162 999	184	94 204	253
Biomasa	111	50	17	9
Olej opałowy oraz pozostałe surowce	-	7	-	12
<b>Razem</b>		<b>463</b>		<b>454</b>

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



Odchylenie	-2	-40	115
Koszty CO <sub>2</sub> III kw. 2022	<b>269</b>		
Koszty CO <sub>2</sub> III kw. 2023			<b>342</b>

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

Dane dot. CO <sub>2</sub>	III kw. 2023	III kw. 2022	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> (tony)	47 274	40 607	16%
Emisja CO <sub>2</sub> (tony)	889 459	1 042 697	-15%
Średni koszt CO <sub>2</sub> (PLN/t CO <sub>2</sub> ) <sup>1</sup>	406,26	267,30	52%

<sup>1</sup>Ujęcie zarządcze.

## NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Ciepłownictwo.

mIn PLN	III kw. 2023	III kw. 2022	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	367	257	43%
Rozwojowe	259	115	125%
Modernizacyjno-odtworzeniowe	108	142	-24%
Pozostałe	29	0	-
<b>Razem</b>	<b>396</b>	<b>257</b>	<b>54%</b>

## KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE CIEPŁOWNICTWO

- Trwa budowa w formule „pod klucz” **Nowej EC 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. W III kwartale 2023 roku zakończono montaż turbozespołów gazowych nr 1 i 2 oraz turbozespołu parowego. Aktualnie prowadzone są prace kablowania instalacji elektrycznych.
- W **EC w Gorzowie Wielkopolskim, Lublinie i Rzeszowie** kontynuowano projekty budowy **kotłów szczytowo-rezerwowych**. Prace na terenie budowy we wszystkich lokalizacjach są zaawansowane. W III kwartale 2023 roku kontynuowano realizację prac budowlanych i montażu technologicznych. Prace uruchomieniowe kotłowni we wszystkich lokalizacjach planowane są na IV kwartał 2023 roku.
- W **EC Rzeszów** trwa budowa drugiej nitki **Instalacji Termicznego Przetwarzania Odpadów z Odzyskiem Energii (ITPOE)** o wydajności 80 tys. ton odpadów rocznie. W III kwartale 2023 roku zrealizowano kluczowe dostawy elementów kotła i prowadzono prace montażowe.
- Realizowany jest program inwestycyjny w **EC Bydgoszcz I (EC I)** i **EC Bydgoszcz II (EC II)**:
  - EC I: 31 lipca 2023 roku kotłownia składająca się z czterech kotłów gazowych (o sumarycznej mocy cieplnej 38 MWt) została przekazana do eksploatacji.
  - EC II: realizowana jest umowa dotycząca budowy źródła kogeneracyjnego w oparciu o 5 silników gazowych o łącznej mocy 52,6 MWe / 50,8 MWt oraz źródła ciepłowniczego rezerwowo-szczytowego. Projekt jest na etapie prac fundamentowych. Przekazanie do eksploatacji planowane jest na I kwartał 2025 roku.
- W **EC Zgierz** 12 października 2023 roku nastąpiło przekazanie do eksploatacji nowej elektrociepłowni, w skład której wchodzi trzy agregaty kogeneracyjne (łączna moc ok. 15 MWt), gazowy kocioł rezerwowo-szczytowy (7 MWt) oraz instalacja OZE obejmująca kolektory słoneczne (100 kW). Obecnie trwa usuwanie drobnych usterek. Planowe zamknięcie całej inwestycji nastąpi w grudniu 2023 roku.
- W **EC Kielce** w III kwartale kontynuowano budowę układu kogeneracyjnego w oparciu o turbinę gazową o mocy 7,32 MWe i 12,42 MWt z kotłem odzysknicowym. Prace na terenie budowy są zaawansowane, główne elementy bloku zostały dostarczone i posadowione na fundamentach. Prowadzone są końcowe prace montażowe i trwa przygotowanie do rozpoczęcia prac rozruchowych.
- W III kwartale 2023 roku uruchomiono fazę przygotowania Programu **budowy elektrowni fotowoltaicznych** z przeznaczeniem pokrycia części potrzeb własnych w wybranych lokalizacjach PGE Energia Ciepła S.A. Zakres Programu dotyczy 8 lokalizacji, w których przewidywana jest budowa instalacji PV o łącznej mocy ok. 13 MW. Trwa sukcesywnie uruchamianie postępowań przetargowych na wybór wykonawców poszczególnych instalacji oraz pozyskiwanie wymaganych decyzji administracyjnych.

KLUCZOWY PROJEKT REALIZOWANY W 2023 ROKU

Cel projektu	Budżet <sup>1</sup>	Poniesione nakłady <sup>1</sup>	Nakłady poniesione w 2023 roku <sup>1</sup>	Paliwo/ sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa Nowej EC Czechnica	1,2 mld PLN	ok. 812 mln PLN	383 mln PLN	Gaz ziemny/ Kogeneracja 85%	Konsorcjum firm: Polimex Mostostal S.A. (Lider) / Polimex Energetyka sp. z o.o.	II kwartał 2024 roku

<sup>1</sup>Nakłady inwestycyjne nie uwzględniają kosztów finansowania oraz wydatków w postaci wypłaconych zaliczek dla Generalnego Realizatora Inwestycji (GRI) oraz pozostałych wykonawców.

## SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – ENERGETYKA ODNAWIALNA

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

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2023 roku.

# Energetyka Odnawialna



Główne pozycje przychodowe	mln PLN			Główne pozycje kosztowe	mln PLN						
Sprzedaż energii elektrycznej	480	➔	<div style="border: 1px solid gray; padding: 5px; display: inline-block;"> <b>Produkcja energii elektrycznej</b> <b>0,68 TWh</b> </div>	Zużycie energii w tym energia na potrzeby pompowania	210 208						
Rynek Mocy	66			➔	Amortyzacja	91					
Sprzedaż praw majątkowych	4				Podatki i opłaty w tym Odpis na Fundusz WRC w tym podatek od nieruchomości	62 42 16					
Regulacyjne usługi systemowe	2				Usługi Obce	56					
			↓	Koszty osobowe	47						
				<table border="1"> <thead> <tr> <th>Główne pozycje wynikowe</th> <th>mln PLN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><b>EBIT</b></td> <td>76</td> </tr> <tr> <td><b>EBITDA</b></td> <td>167</td> </tr> </tbody> </table>		Główne pozycje wynikowe	mln PLN	<b>EBIT</b>	76	<b>EBITDA</b>	167
Główne pozycje wynikowe	mln PLN										
<b>EBIT</b>	76										
<b>EBITDA</b>	167										

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 Energetyka Odnawialna, otrzymują wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (pozostawanie przez Jednostkę Rynku Mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do KSE oraz zobowiązanie do dostawy określonej mocy 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: **zużycie energii na potrzeby pompowania wody w elektrowniach szczytowo-pompowych, amortyzacja aktywów segmentu oraz usługi obce**, głównie usługi remontowe. Istotną pozycję kosztową działalności w ramach segmentu stanowią również podatek od nieruchomości oraz wynagrodzenia pracowników. Na podstawie przepisów Ustawy o środkach nadzwyczajnych od grudnia 2022 roku wytwórcy energii elektrycznej zobowiązani są do dokonywania odpisu na **Fundusz WRC**.

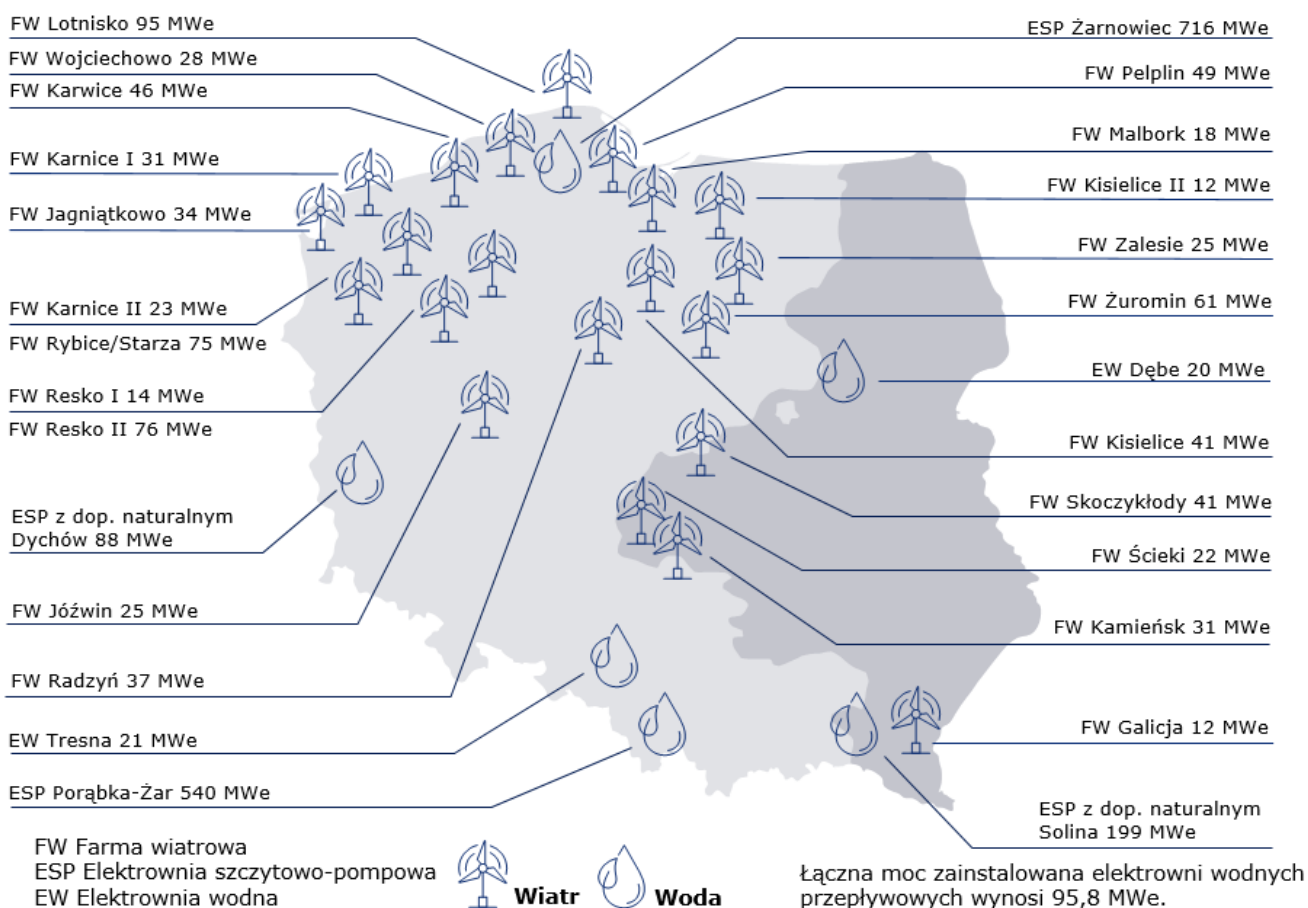
## AKTYWA

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:

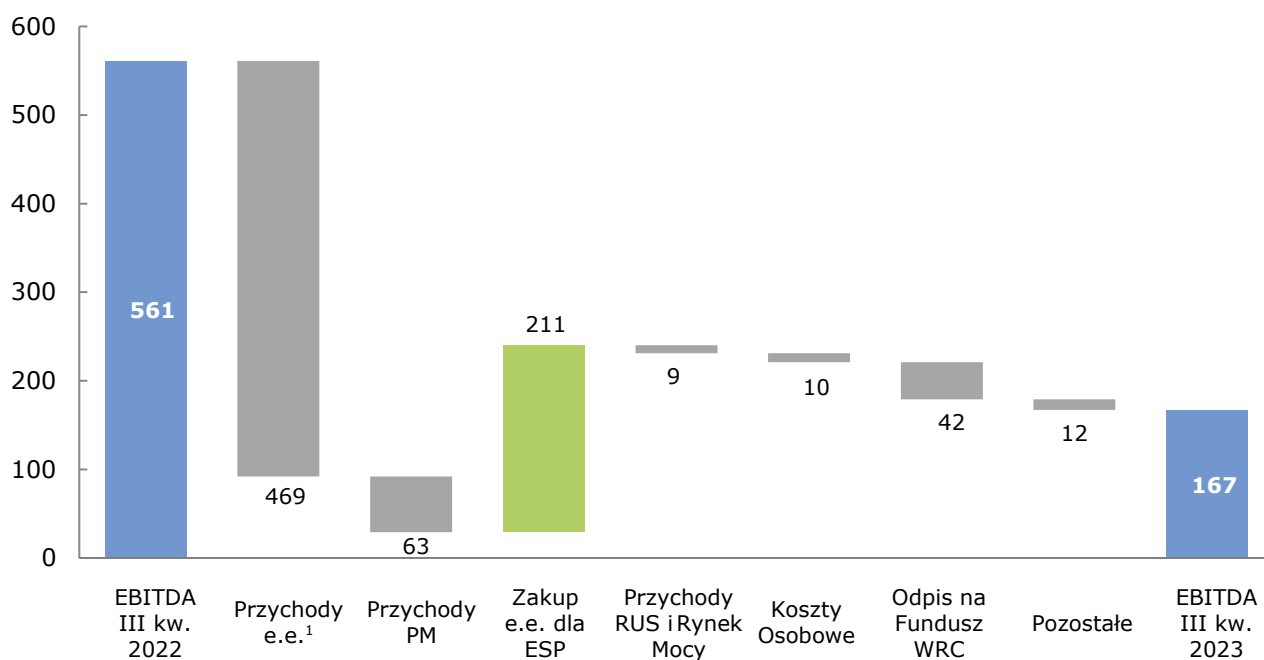
- 21 farm wiatrowych,
- 28 elektrowni fotowoltaicznych,
- 29 elektrowni wodnych przepływowych,
- 4 elektrownie wodne szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym.

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





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



Odchylenie	-469	-63	211	-9	-10	-42	-12	
EBITDA III kw. 2022	561	949	67	419	77	37	0	76
EBITDA III kw. 2023		480	4	208	68	47	42	88
								167

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

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

- **Niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej**, wynikają z: niższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 886 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o 595 mln PLN, wyższego wolumenu sprzedaży o 79 GWh, co wpłynęło na powiększenie przychodów o 126 mln PLN.
- **Niższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych**, które wynikają z niższej średniej ceny sprzedaży o 248 PLN/MWh r/r, w wyniku czego przychody spadły o 63 mln PLN.
- **Niższe koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby pompowania** w elektrowniach szczytowo-pompowych w wyniku niższej średniej ceny zakupu energii elektrycznej o 466 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek kosztów o 263 mln PLN oraz wyższego wolumenu zakupu o 62 GWh, wpływającego na wzrost kosztów o 52 mln PLN.
- **Niższe przychody z RUS i Rynku Mocy**, wynikają głównie z niższych przychodów z Rynku Mocy w związku z niższym wykorzystaniem jednostek produkcyjnych z powodu przeprowadzanych remontów.
- **Wzrost kosztów osobowych** jest głównie efektem wyższego zatrudnienia ze względu na rozwój obszarów Energetyki Morskiej i Energetyki Odnawialnej oraz podpisanych porozumień płacowych.
- **Odpis na Fundusz WRC**, który nie występował w okresie porównywalnym.
- **Zmiana wartości na 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	III kw. 2023	III kw. 2022	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	375	88	326%
Rozwojowe	337	51	561%
Modernizacyjno-odtworzeniowe	38	37	3%
<b>Razem</b>	<b>375</b>	<b>88</b>	<b>326%</b>

## KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA ODNAWIALNA

### ■ Program Budowy Morskich Farm Wiatrowych

W zakresie rozwoju inwestycji w morskie farmy wiatrowe złożono do Ministerstwa Infrastruktury osiem wniosków o nowe pozwolenia lokalizacyjne dla elektrowni morskich na Morzu Bałtyckim. 5 postępowań zostało rozstrzygniętych na korzyść GK PGE a 3 na rzecz ORLEN S.A. Ponadto Grupa PGE uzyskała 3 pozwolenia lokalizacyjne w 2012 roku, w oparciu o które przygotowuje inwestycje na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy ok. 3,5 GW (z czego 2,5 GW w JV z Ørsted). Uruchomienie obu etapów projektu prowadzonego wspólnie z Ørsted, czyli Baltica 2 o mocy do 1,5 GW i Baltica 3 o mocy do 1,0 GW planowane jest do 2030 roku, natomiast projektu Baltica 1 po 2030 roku.

20 kwietnia 2023 roku Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o. zawarła z Siemens Gamesa Renewable Energy sp. z o.o. następujące umowy:

- umowę dostawy i instalacji morskich turbin wiatrowych, która obejmuje 107 turbin wiatrowych (14 MW każda) o łącznej mocy 1 498 MW;
- umowę serwisową i gwarancyjną na okres 5 lat od uruchomienia wszystkich turbin;
- umowę dostawy części zamiennych i narzędzi.

Elektrownia Wiatrowa Baltica 2 sp. z o.o. zawarła także umowy na dostawy kluczowych komponentów morskich farm wiatrowych: fundamenty, morskie kable wewnętrzne i eksportowe, morskie stacje transformatorowe. Zostały zakontraktowane wszystkie kluczowe komponenty dla części morskiej inwestycji.

Ponadto w sierpniu 2023 roku Europejski Bank Inwestycyjny (EBI) wydał wstępną decyzję kredytową dla inwestycji w morskie farmy wiatrowe, realizowanej przez Grupę PGE. Łączny pakiet finansowania wynosi 1,4 mld EUR. To znaczący krok na drodze do zapewnienia optymalnej struktury finansowania, która umożliwi wybudowanie pierwszych morskich farm wiatrowych Grupy PGE na Morzu Bałtyckim.

Celem strategicznym Grupy PGE w obszarze energetyki morskiej jest zbudowanie co najmniej 6,5 GW mocy do 2040 roku.

### ■ Program Budowy Instalacji Fotowoltaicznych GK PGE:

Dotychczas w ramach Programu odebrano projekty o łącznej mocy 46 MW, w tym w III kwartale 2023 roku do eksploatacji przekazano instalacje o mocy 36 MW (m.in. farmy PV Gutki (12 MW) oraz PV Huszlew (13 MW)).

W fazie realizacji znajdują się projekty o mocy 208 MW, w tym m.in. PV Jeziórko (100 MW). We wrześniu 2023 roku wyprodukowano energię elektryczną z I części projektu PV Jeziórko, w przypadku projektów PV Augustynka (25 MW), PV Pasterzowice (8 MW) i PV Krotoszyn (5 MW) rozpoczęcie produkcji energii nastąpi w IV kwartale 2023 roku.

W III kwartale 2023 roku kontynuowano 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.

▪ **Modernizacja wyposażenia technologicznego Elektrowni Wodnej Dębe**

Dotychczas zakończono modernizację dwóch z czterech hydrozespołów Elektrowni Wodnej Dębe, a trzeci jest w trakcie prac modernizacyjnych.

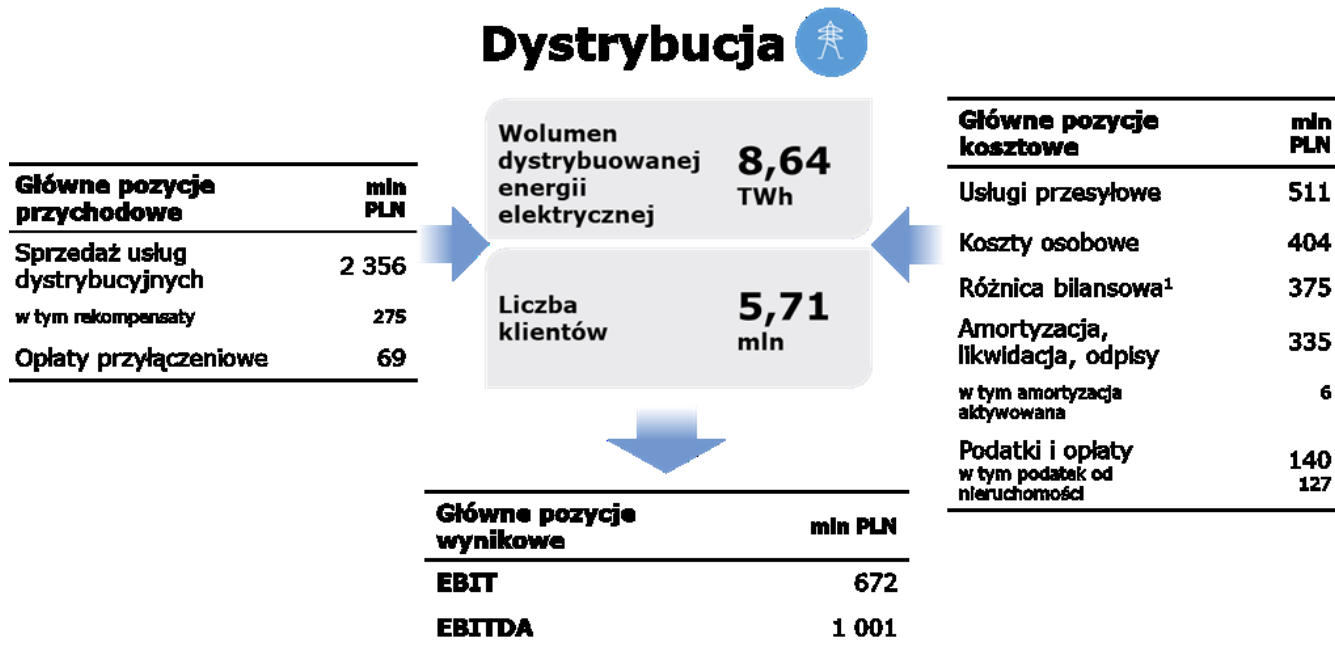
▪ **Program Kompleksowej Modernizacji ESP Porąbka-Żar**

Zakres prac obejmuje modernizację części technologicznej, zbiornika górnego oraz obiektów budowlanych toru wodnego. Obecnie prowadzone są prace modernizacyjne na górnym ujęciu wody w branży elektrycznej i opracowywane projekty podstawowe oraz wykonawcze dla pozostałych branż. Rozpoczęcie głównych prac modernizacyjnych na obiekcie planowane jest na 2024 rok.

## SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – DYSTRYBUCJA

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

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2023 roku.



<sup>1</sup>W ujęciu zarządczym

**Przychody segmentu oparte są o taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej** zatwierdzone co roku przez Prezesa URE na wniosek spółki i mają charakter regulowany. Taryfa, 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.

Dodatkowo na podstawie przepisów Ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku od grudnia 2022 roku został wprowadzony system rekompensat dla spółek obrotu i dystrybucji z tytułu stosowania cen maksymalnych oraz upustów.

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

WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

PGE Dystrybucja S.A. działa na obszarze 129 829 km<sup>2</sup> i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,7 mln klientów.  
Wykres: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.



Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh)

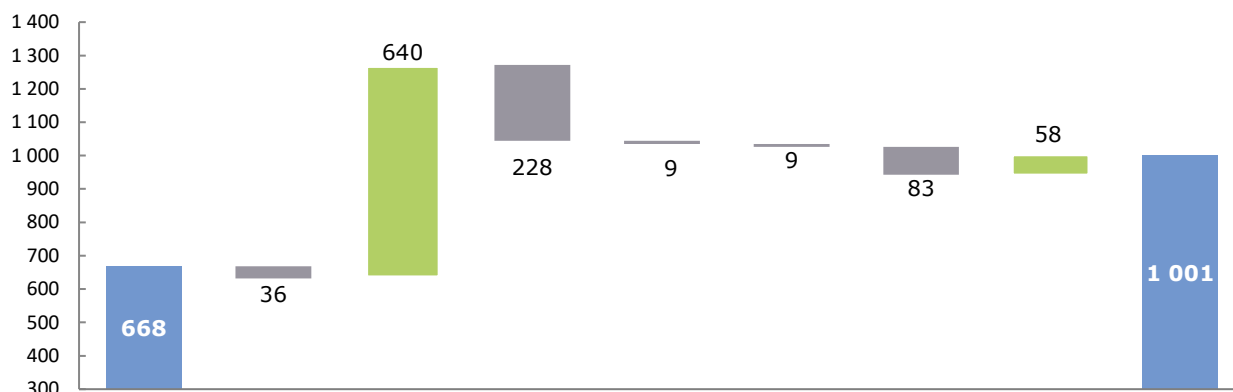
Taryfy	III kw. 2023	III kw. 2022	Zmiana %
Grupa taryfowa A	1,28	1,34	-4%
Grupa taryfowa B	3,57	3,74	-5%
Grupa taryfowa C+R	1,47	1,52	-3%
Grupa taryfowa G	2,32	2,33	0%
<b>Razem</b>	<b>8,64</b>	<b>8,93</b>	<b>-3%</b>

Tabela: Liczba klientów wg punktów poboru energii (szt.).

Taryfy	III kw. 2023	III kw. 2022	Zmiana %
Grupa taryfowa A	145	127	14%
Grupa taryfowa B	13 921	13 367	4%
Grupa taryfowa C+R	475 151	485 940	-2%
Grupa taryfowa G	5 218 941	5 142 404	1%
<b>Razem</b>	<b>5 708 158</b>	<b>5 641 838</b>	<b>1%</b>

### KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA III kw. 2022	Wolumen dystryb. e.e.	Zmiana taryfy dystryb. <sup>1</sup>	Koszt różnicy bilansowej <sup>2</sup>	Doszacow. kosztów różnicy bilansowej <sup>3</sup>	Podatek od nieruchomości	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA III kw. 2023
<b>Odchylenie</b>		<b>-36</b>	<b>640</b>	<b>-228</b>	<b>-9</b>	<b>-9</b>	<b>-83</b>	<b>58</b>	
EBITDA III kw. 2022	<b>668</b>	1 150	138	0	118	321	95		
EBITDA III kw. 2023		1 754	366	-9	127	404	153	<b>1 001</b>	

<sup>1</sup> Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A. oraz z uwzględnieniem przychodów z tytułu rekompensat.

<sup>2</sup> Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

<sup>3</sup> Pozycja wpływająca dodatnio na segment Obrót, neutralna dla GK PGE.

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

- **Spadek wolumenu dystrybuowanej** energii elektrycznej o 0,29 TWh, wynikający głównie z mniejszego zapotrzebowania na energię elektryczną u odbiorców na wysokim i średnim napięciu. Dodatkowo nastąpił spadek liczby odbiorców wg punktu poboru energii w taryfie małych i średnich przedsiębiorstw oraz gospodarstw rolnych o 10,8 tys.
- **Wzrost stawek w Taryfie 2023** uwzględniający przepisy Ustawy o środkach nadzwyczajnych, średnio o 42,3 PLN/MWh w porównaniu do taryfy obowiązującej w ubiegłym roku, w efekcie wzrostu kosztu różnicy bilansowej. Dodatkowo w pozycji uwzględnione zostały przychody z tytułu rekompensat związane z ustawą ograniczającą wzrost cen energii elektrycznej w 2023 roku.
- **Wyższe koszty zakupu energii elektrycznej** na pokrycie różnicy bilansowej głównie spowodowane znaczącym wzrostem cen energii elektrycznej.
- **Negatywny wpływ pozycji doszacowanie kosztów różnicy bilansowej** w wyniku zmiany cen energii elektrycznej. Doszacowanie ma neutralny wpływ na wyniki GK PGE.
- **Wzrost podatku od nieruchomości** wynikający z wyższych stawek podatkowych oraz wzrostu wartości budowlanej w efekcie realizacji inwestycji i rozbudowy sieci elektroenergetycznej.
- **Wzrost kosztów osobowych** głównie w związku z realizacją porozumień zawartych ze stroną społeczną.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe**, wynikająca głównie z wyższych przychodów: (i) z opłaty przyłączeniowej oraz (ii) ze sprzedaży pozostałych usług dystrybucyjnych w zakresie energii biernej i przekroczenia mocy, w wyniku wzrostu stawek w Taryfie 2023. Dodatkowo w pozycji uwzględniono wyższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej.

## NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja.

mIn PLN	III kw. 2023	III kw. 2022	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1 086	574	89%
Rozwojowe	432	278	55%
Modernizacyjno-odtworzeniowe	654	296	121%
Pozostałe	0	4	-100%
<b>Razem</b>	<b>1 086</b>	<b>578</b>	<b>88%</b>

## KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE DYSTRYBUCJA

- **Przyłączenie nowych odbiorców:** realizowano Program przyłączenia odbiorców (PNO) do sieci dystrybucyjnej, w ramach którego w III kwartale 2023 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 412 mln PLN.
- **Program LTE450:** celem Programu jest budowa nowoczesnej Sieci Łączności Specjalnej w technologii LTE450 na potrzeby świadczenia usług m.in. łączności krytycznej, sterowania infrastrukturą energetyczną oraz zdalnego odczytu dla PGE Dystrybucja S.A. W III kwartale 2023 roku terminowo rozpoczęto realizację dwóch kluczowych umów zawartych z Wykonawcami w przetargach na zakup i wdrożenie komponentów sieci rdzeniowej CORE LTE450 oraz zakup i wdrożenie komponentów sieci radiowej RAN LTE450. Rozpoczęto modernizację pierwszej partii wież telekomunikacyjnych na terenie PGE Dystrybucja S.A., stanowiących szkielet budowanej sieci. Kontynuowano również trwające postępowania publiczne na zakup teletransmisji, systemów zasilania oraz dzierżawy powierzchni od operatorów komercyjnych.
- **Program Kablowania:** Grupa PGE w III kwartale 2023 roku kontynuowała realizację Programu Kablowania sieci średniego napięcia (SN) do poziomu skablowania 30% sieci SN stanowiących własność PGE Dystrybucja S.A., ponosząc nakłady w wysokości 246 mln PLN.

Od początku uruchomienia Programu w 2019 roku zrealizowano 3 203 km linii kablowych SN.

W III kwartale 2023 roku zostało zrealizowane 269 km linii kablowych SN.

- **Projekt instalacji liczników zdalnego odczytu (LZO):** Realizacja Projektu ma charakter obligatoryjny i wynika z wymagań stawianych OSD przez Ustawodawcę w zmienionej ustawie Prawo energetyczne. W III kwartale 2023 roku realizowane były zadania mające na celu:
  - dostawy liczników dla odbiorców końcowych przyłączanych do sieci nN i na stacje SN/nN,
  - modernizacje stacji SN/nN w zakresie zapewnienia możliwości montażu liczników zdalnego odczytu bilansujących,
  - montaż liczników u odbiorców i na stacjach,
  - wyłonienie dostawców liczników zdalnego odczytu dla odbiorców końcowych na lata 2024 – 2025.

Zgodnie z zapisami Ustawy OSD powinna w terminie do 31 grudnia 2028 roku zainstalować LZO skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii, stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych.

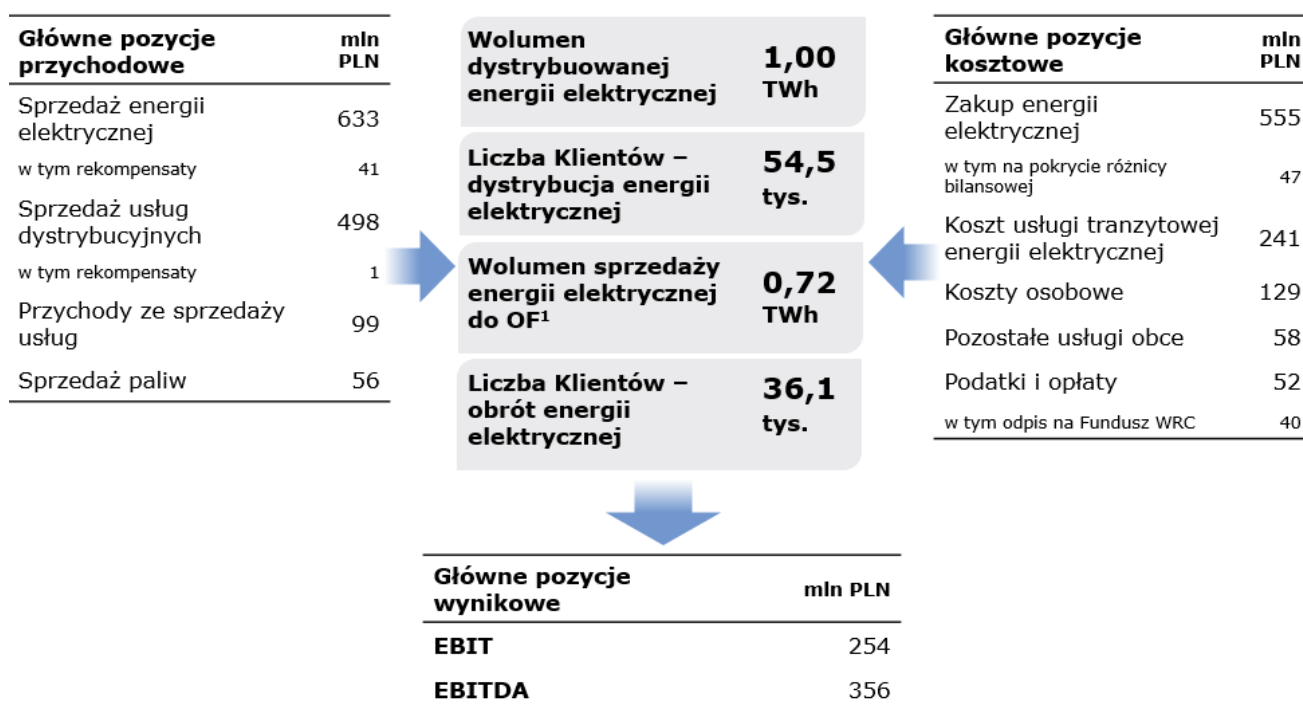
- **Wdrożenie centralnych systemów CRM i Billing (Program NCB):** celem Programu NCB jest wdrożenie kompleksowego, centralnego rozwiązania informatycznego wspierającego kluczowe procesy biznesowe w GK PGE, realizowane przez PGE Obrót S.A. i PGE Dystrybucja S.A., składającego się z 2 systemów billingowych – odrębnych dla każdej ze spółek oraz systemu CRM dla PGE Obrót S.A. Nowe rozwiązanie ma zastąpić działające obecnie systemy billingowe oraz systemy CRM do obsługi klientów Grupy PGE. W III kwartale 2023 roku realizowane były prace wdrożeniowe etapu pilotażowego, którego efektem będzie uruchomienie nowego systemu w wybranych lokalizacjach GK PGE. Równolegle w ramach projektów towarzyszących wchodzących w skład Programu realizowane były prace mające na celu zapewnienie niezbędnej integracji nowego rozwiązania z innymi komponentami środowiska IT w GK PGE.

## SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – ENERGETYKA KOLEJOWA

Segment Energetyka Kolejowa obejmuje działalność prowadzoną przez Grupę PGE przede wszystkim w obszarze dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej do przewoźników kolejowych oraz klientów skupionych wokół linii kolejowych, sprzedaży paliw oraz utrzymania i modernizacji sieci trakcyjnej wraz z pozostałymi usługami elektroenergetycznymi.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2023 roku.

## Energetyka Kolejowa



<sup>1</sup>OF – Odbiorcy Finalni

Jednym z podstawowych źródeł przychodów w segmencie Energetyka Kolejowa są przychody **ze sprzedaży energii elektrycznej**. Pochodzą one z dostaw energii do przewoźników kolejowych oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej segmentu. Przewoźnicy kolejowi obsługiwani są dodatkowo w zakresie sprzedaży paliw.

Kolejnym ważnym źródłem **przychodów są przychody z dystrybucji energii elektrycznej**. Podobnie jak w segmencie Dystrybucja, przychody te mają charakter regulowany i oparte są na taryfie zatwierdzonej przez URE. Co do zasady zapewniają przeniesienie uzasadnionych kosztów oraz zwrot z zainwestowanego kapitału w sieć dystrybucyjną. Działalność Energetyki Kolejowej jako operatora sieci dystrybucyjnej ograniczona jest do terenów wokół linii kolejowych na obszarze całego kraju.

Najistotniejsze pozycje kosztowe segmentu stanowią **koszty zakupu usługi dystrybucyjnej, koszty zakupu energii elektrycznej oraz paliw**.

W zakresie działalności segmentu Energetyka Kolejowa są prace związane z utrzymaniem sieci trakcyjnej i wykonywanie lokalnych robót modernizacyjnych sieci trakcyjnej. Realizowane są także usługi dotyczące elektroenergetyki nietrakcyjnej, jak np. utrzymanie urządzeń, a także budowa i utrzymanie systemów sterowania ruchem kolejowym. Najbardziej znaczącymi kosztami przy tym rodzaju działalności są **koszty osobowe**.



Dodatkowo na podstawie przepisów Ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku od grudnia 2022 roku został wprowadzony system **rekompensat** dla spółek obrotu z tytułu stosowania cen maksymalnych oraz upustów. Jednocześnie przedsiębiorcy wykonujący działalność w zakresie obrotu energią elektryczną są zobowiązani do dokonywania **odpisu na Fundusz WRC**.

### WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

Główną część aktywów segmentu stanowi majątek związany z dystrybucją energii elektrycznej, będący w posiadaniu spółki PGE Energetyka Kolejowa S.A. W jego skład wchodzi m.in. 530 podstacji trakcyjnych zasilających linie kolejowe w całym kraju. Łączna długość sieci spółki wynosi 18,6 tys. kilometrów. Do sieci tej jest podłączonych około 54,5 tys. odbiorców.

Tabela: Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych oraz liczba klientów wg punktów poboru energii (szt.) w III kwartale 2023 roku.

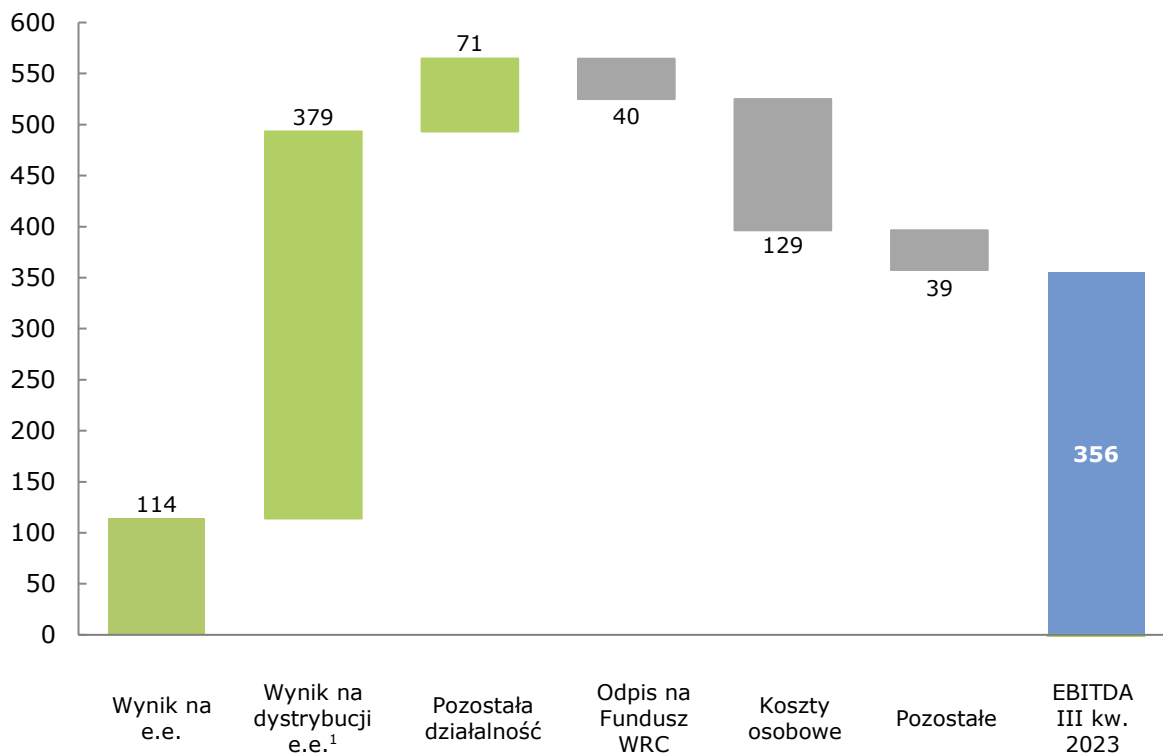
Taryfy	Wolumen (TWh)	Liczba klientów
	III kw. 2023	III kw. 2023
Grupa taryfowa B	0,68	314
Grupa taryfowa C+R	0,03	8 147
Grupa taryfowa G	0,01	27 683
<b>Razem</b>	<b>0,72</b>	<b>36 144</b>

Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej oraz liczba klientów wg punktów poboru energii (szt.) w III kwartale 2023 roku

Taryfy	Wolumen (TWh)	Liczba klientów
	III kw. 2023	III kw. 2023
Grupa taryfowa B	0,87	637
Grupa taryfowa C+R	0,11	25 907
Grupa taryfowa G	0,02	27 946
<b>Razem</b>	<b>1,00</b>	<b>54 490</b>

### KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Wykres: Kluczowe czynniki budowy wyniku EBITDA w segmencie Energetyka Kolejowa w ujęciu zarządczym (mln PLN).



Czynnik budowy EBITDA	114	379	71	-40	-129	-39	356
EBITDA III kw. 2022							
EBITDA III kw. 2023	114	379	71	40	129	39	356

<sup>1</sup> Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A., z uwzględnieniem przychodów z tytułu rekompensat, przychodów z tytułu przyłączy, wznowienia dostaw oraz skorygowane o koszt różnicy bilansowej.

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Energetyka Kolejowa były:

- **Wynik na sprzedaży energii elektrycznej**, będący efektem sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w liczbie ok. 36,1 tys. (w tym 77% stanowią klienci z grupy taryfowej G) z łącznym wolumenem sprzedaży energii 0,72 TWh (w tym 95% stanowią klienci z grupy taryfowej B).
- **Wynik na dystrybucji**, który jest efektem dystrybucji energii do 54,5 tys. klientów (w tym 51% stanowią klienci z grupy taryfowej G) z łącznym wolumenem dystrybucji energii elektrycznej 1,0 TWh (w tym 87% stanowią klienci z grupy taryfowej B) oraz przychodów z opłaty przyłączeniowej w kwocie 171 mln.
- **Wynik na pozostałej działalności** na poziomie 71 mln PLN dotyczący działalności w zakresie usług trakcyjnych, elektroenergetycznych oraz sprzedaży paliw.
- **Odpis na Fundusz WRC** w wysokości 40 mln PLN zgodnie z przyjętymi regulacjami prawnym.
- **Koszty osobowe** w wysokości 129 mln PLN, przy średnim poziomie zatrudnienia 3 950 etatów.
- **Pozycja pozostałe**, w skład której wchodzi głównie pozostałe koszty operacyjne.

## NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Kolejowa

mIn PLN	III kw. 2023
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	274
Rozwojowe	254
Modernizacyjno-odtworzeniowe	20
<b>Razem</b>	<b>274</b>

## KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE

- **Program MUza:** Energetyka Kolejowa kontynuowała realizację Programu **Modernizacji Układów Zasilania**. Program realizowany jest na bazie „Porozumienia w sprawie zasad przyłączenia do sieci dystrybucyjnej”, zawartego z PKP Polskie Linie Kolejowe S.A. (PKP PLK) a jego celami są:
  - umożliwienie zwiększenia przepustowości linii kolejowych (zwiększenie ruchu pociągów),
  - wprowadzenie lokomotyw o większych mocach (rzędu 6 MW) pozwalających zwiększyć prędkość do 200 km/h,
  - elektryfikacja linii kolejowych,
  - zmniejszenie awaryjności sieci i urządzeń dystrybucyjnych oraz poprawa parametrów jakościowych energii elektrycznej,
  - spełnienie wymogów zasilania według standardów określonych Technicznymi Specyfikacjami Interoperacyjności (TSI) podsystemu „Energia” – uzyskanie zezwolenie Prezesa Urzędu Transportu Kolejowego (UTK).

Po stronie segmentu Energetyka Kolejowa program polega na modernizacji i budowie podstacji trakcyjnych zgodnie z zawartymi z PKP PLK umowami przyłączeniowymi. W III kwartale 2023 roku zakończono zgodnie z terminem 8 umów przyłączeniowych a poniesione nakłady wyniosły w tym okresie 235 mln PLN. Od początku uruchomienia Programu w 2012 roku podpisano 296 umów przyłączeniowych, z czego zrealizowano 248.

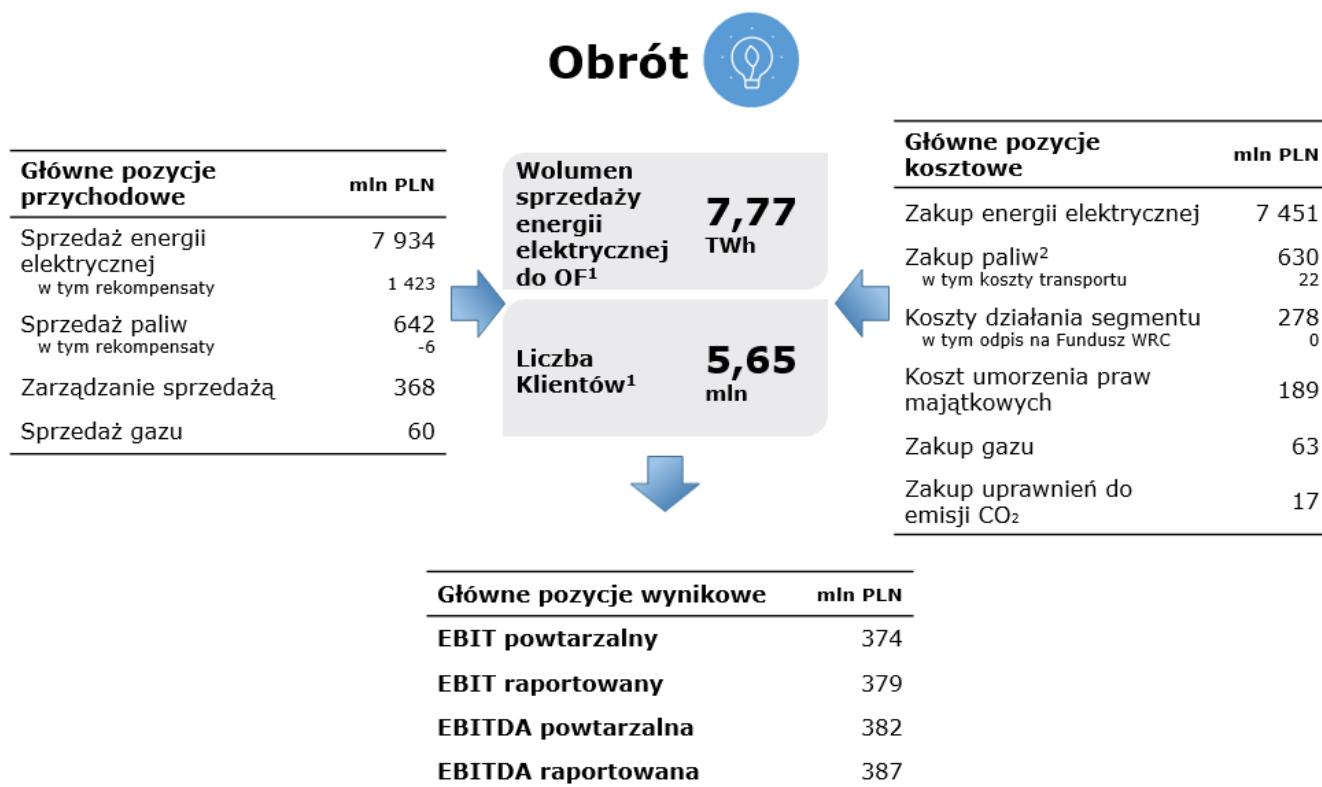
- **Przyłączanie nowych odbiorców energii elektrycznej:** Energetyka Kolejowa realizowała Program przyłączania odbiorców do sieci dystrybucyjnej, w ramach którego w III kwartale 2023 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 21 mln PLN.
- **Projekt ZUBI:** segment Energetyka Kolejowa kontynuowała projekt instalacji bilansujących liczników zdalnego odczytu (Zabudowa Układów Bilansujących - ZUBI). Realizacja Projektu ma charakter obligatoryjny i wynika z wymagań stawianych OSD przez Ustawodawcę w Ustawie Prawo Energetyczne z 20 maja 2021 roku. W III kwartale 2023 roku realizowane były zadania mające na celu:
  - zakup liczników zdalnego odczytu dla stacji SN/nN na lata 2023-2025,
  - zakup szaf bilansujących wyposażonych w modemo-routery na lata 2023-2025,
  - zakup przekładników prądowych na rok 2023,
  - zakup usługi modernizacji i montażu szaf bilansujących w stacjach SN/nN w latach 2023-2025,
  - montaż 231 szaf bilansujących.

Zadania te mają na celu zrealizowanie obowiązku ustawowego, tj. montażu 100% liczników zdalnego odczytu w stacjach średniego i niskiego napięcia do 31 grudnia 2025 roku. W III kwartale 2023 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 7 mln PLN.

## 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.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2023 roku.



<sup>1</sup>Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A., OF – Odbiorcy Finalni

<sup>2</sup>Ujęcie zarządcze

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 gazu ziemnego oraz paliw**, w tym głównie: miału węglowego i węgla grubego, realizowaną przez PGE Paliwa sp. z o.o.

Dodatkowo na podstawie przepisów Ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku od grudnia 2022 roku został wprowadzony system rekompensat dla spółek obrotu z tytułu stosowania cen maksymalnych oraz upustów. Jednocześnie przedsiębiorcy wykonujący działalność w zakresie obrotu energią elektryczną są zobowiązani do dokonywania **odpisu na Fundusz WRC**.

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 CO<sub>2</sub> na potrzeby segmentów Energetyki Konwencjonalnej i Ciepłownictwa, co znajduje swoje odzwierciedlenie zarówno po stronie kosztowej, jak i przychodowej. Równocześnie istotną pozycją przychodową stanowi świadczenie usług na rzecz spółek Grupy Kapitałowej 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 (TWh)<sup>1</sup>.

Taryfy	III kw. 2023	III kw. 2022	I-III kw. 2023	I-III kw. 2022
Grupa taryfowa A	1,35	1,86	4,49	5,47
Grupa taryfowa B	2,83	2,97	8,50	9,02
Grupa taryfowa C+R	1,43	1,45	4,53	4,34
Grupa taryfowa G	2,16	1,96	6,96	6,86
<b>Razem</b>	<b>7,77</b>	<b>8,24</b>	<b>24,48</b>	<b>25,69</b>

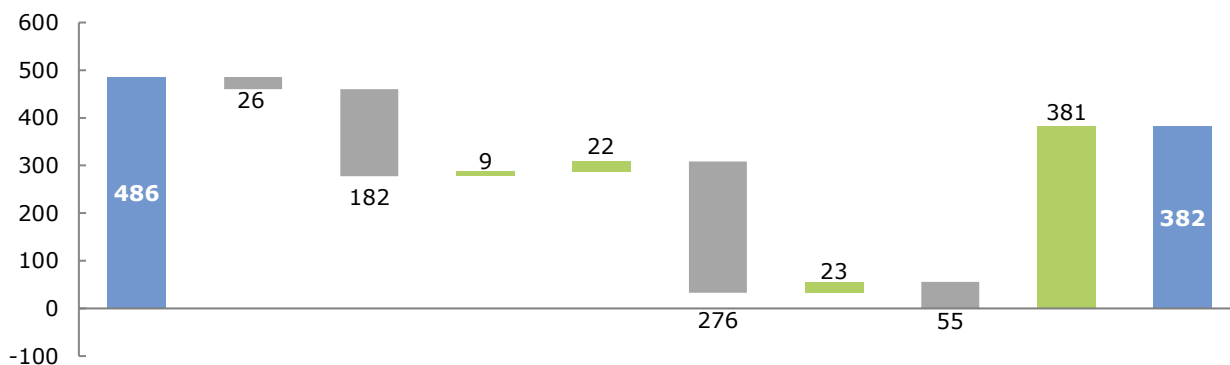
<sup>1</sup>Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

Tabela: Liczba klientów wg punktów poboru energii (szt.)<sup>1</sup>.

Taryfy	I-III kw. 2023	I-III kw. 2022	Zmiana %
Grupa taryfowa A	163	154	6%
Grupa taryfowa B	11 200	11 154	0%
Grupa taryfowa C+R	420 436	410 337	2%
Grupa taryfowa G	5 215 422	5 078 127	3%
<b>Razem</b>	<b>5 647 221</b>	<b>5 499 772</b>	<b>3%</b>

<sup>1</sup>Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

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



Opis odchylenia	EBITDA III kw. 2022	Wynik na e.e. ilość	Wynik na e.e. marża	Doszacow. kosztów różnicy bilansowej <sup>1</sup>	Przychody z działalności na rzecz segmentów w GK PGE <sup>2</sup>	Wynik na sprzedaży gazu oraz innych paliw	Wynik na sprzedaży CO <sub>2</sub>	Koszty osobowe	Pozostałe <sup>3</sup>	EBITDA III kw. 2023
<b>Odchylenie</b>		<b>-26</b>	<b>-182</b>	<b>9</b>	<b>22</b>	<b>-276</b>	<b>23</b>	<b>-55</b>	<b>381</b>	
EBITDA raportowana III kw. 2022	<b>509</b>									
Zdarzenie jednorazowe III kw. 2022	<b>23</b>									
EBITDA powtarzalna III kw. 2022	<b>486</b>	455	0	0	396	285	-40	104	-504	
EBITDA powtarzalna III kw. 2023		247	-9	-9	418	9	-17	159	-123	<b>382</b>
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2023										<b>5</b>
EBITDA raportowana III kw. 2023										<b>387</b>

<sup>1</sup>Pozycja wpływająca ujemnie na segment Dystrybucja, neutralna dla GK PGE.

<sup>2</sup>Pozycja bez uwzględnienia marży od transakcji CO<sub>2</sub> ze spółkami GK PGE.

<sup>3</sup>Pozycja bez uwzględnienia wpływu rozwiązania rezerwy na prosumentów oraz korekty szacunku odpisu na Fundusz WRC za 2022 rok w spółce PGE Obrót S.A. (zdarzenia jednorazowe).

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

Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2023	III kw. 2022	Zmiana %
Korekta szacunku odpisu na Fundusz WRC za 2022 rok w spółce PGE Obrót	5	-	-
Rozwiązanie rezerwy na prosumentów <sup>1</sup>	-	23	-
<b>Razem</b>	<b>5</b>	<b>23</b>	<b>-78%</b>

<sup>1</sup>W 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 2022 roku rozwiązano całość rezerwy na prognozowaną stratę na sprzedaży energii elektrycznej do prosumentów.

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

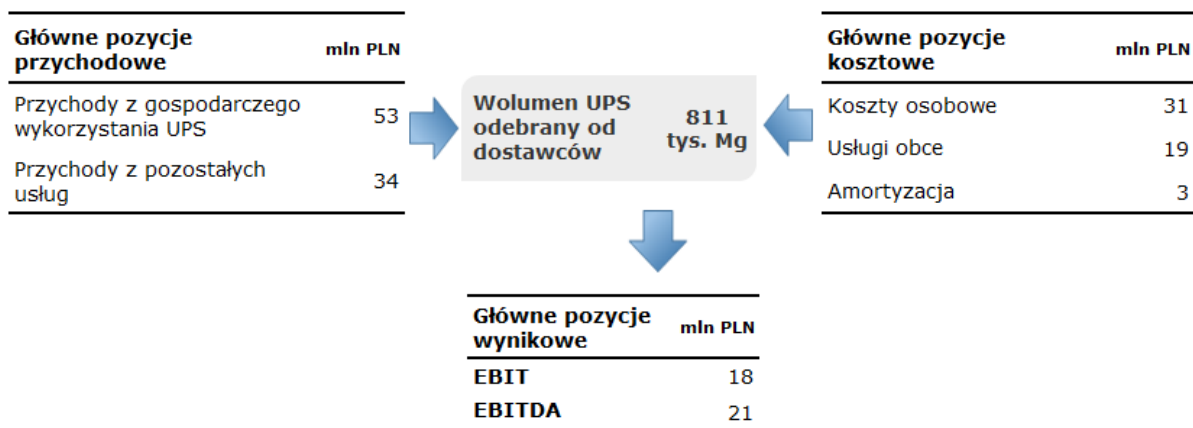
- **Niższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej** jest głównie efektem niższej marży na sprzedaży na produktach rynkowych oraz taryfowych.
- **Pozytywny wpływ pozycji doszacowanie różnicy bilansowej** w wyniku zmiany cen energii elektrycznej. Doszacowanie ma neutralny wpływ na wyniki GK PGE.
- **Wzrost przychodów z działalności wewnątrz GK PGE** wynikający ze wzrostu przychodów z tytułu umowy ZHZW, co jest konsekwencją wyższej wartości obrotu energią elektryczną objętą zarządzaniem.
- **Niższy wynik na sprzedaży gazu oraz innych paliw** to głównie efekt niższych marż oraz wolumenów sprzedaży miało do stron trzech oraz w ramach Grupy oraz efekt wysokiej bazy roku ubiegłego w zakresie sprzedaży gazu po cenach rezerwowych.
- **Wyższy wynik na sprzedaży CO<sub>2</sub>** głównie w efekcie wyższej wyceny przejściowej kontraktów terminowych CO<sub>2</sub>.
- **Wyższe koszty osobowe** w efekcie zmian organizacyjnych oraz w związku z prowadzonym procesem zmiany wynagrodzeń.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** głównie w efekcie niskiej bazy roku ubiegłego w związku z ujęciem odpisów aktualizujących należności handlowe, w efekcie zawiązania rezerw na poczet przyszłych należności wątpliwych w spółkach sprzedaży detalicznej.

### SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – GOSPODARKA OBIEGU ZAMKNIĘTEGO

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.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2023 roku.

## Gospodarka Obiegu Zamkniętego

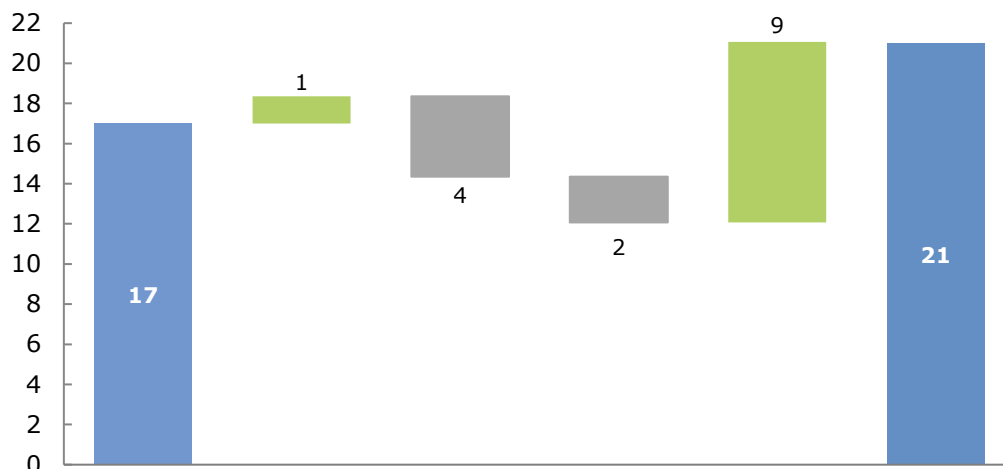


Od początku 2021 roku w strukturach Grupy PGE funkcjonuje segment operacyjny Gospodarka Obiegu Zamkniętego (GOZ). W skład segmentu wchodzi spółki: PGE Ekoserwis S.A., EPORE S.A, oraz ZOWER sp. z o.o. Gospodarowanie UPS w Grupie PGE prowadzi do wykorzystywania odpadów jako pełnowartościowych substancji 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 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 odpopielania, obsługi ciągów technologicznych, obsługi młynowni oraz obsługi składowisk paliw i UPS.

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



	EBITDA III kw. 2022	Przychody ze sprzedaży UPS	Koszty osobowe	Usługi obce	Pozostałe	EBITDA III kw. 2023
<b>Odchylenie</b>		<b>1</b>	<b>-4</b>	<b>-2</b>	<b>9</b>	
EBITDA III kw. 2022	<b>17</b>	52	27	17	25	
EBITDA III kw. 2023		53	31	19	16	<b>21</b>

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

- **Wyższe przychody ze sprzedaży ubocznych produktów spalania**, które spowodowane były realizacją wyższej ceny sprzedaży UPS.
- **Wyższy poziom kosztów osobowych** to głównie efekt prowadzonego procesu zmiany wynagrodzeń.
- **Wyższe koszty usług obcych**, wynikające głównie z wyższych kosztów zagospodarowania UPS.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** ze względu na wyższy stan zapasów mieszanki węglowej.



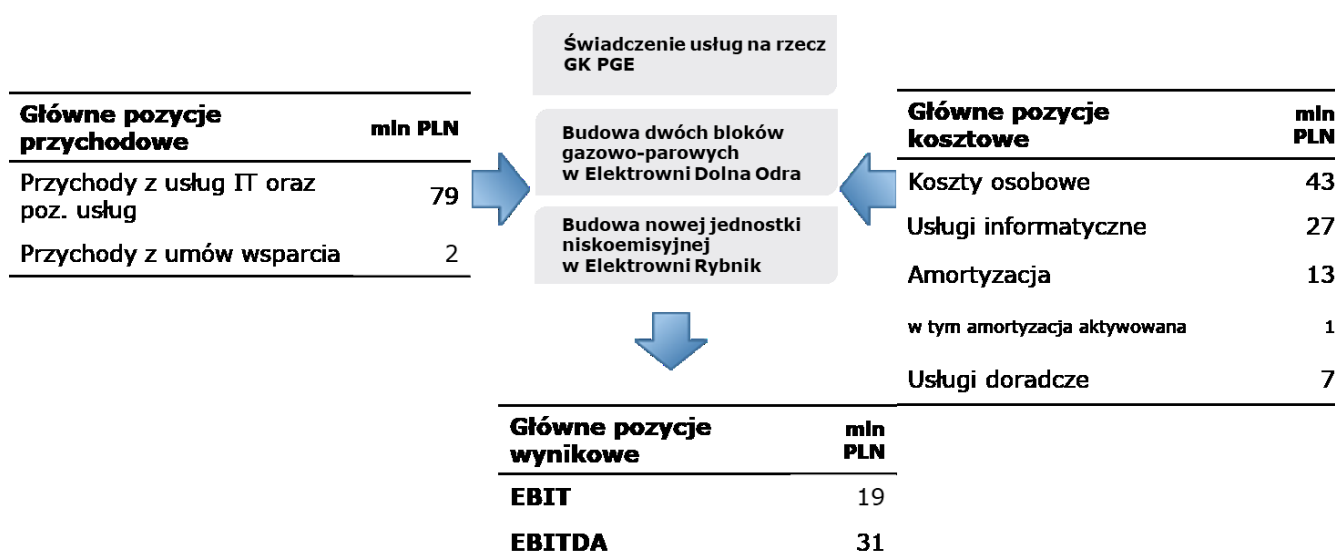
### SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

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

Ponadto w strukturach segmentu znajdują się spółki odpowiedzialne za budowę nowych, niskoemisyjnych jednostek wytwórczych. W strukturach segmentu Pozostała Działalność znajdują się spółki: PGE Gryfino 2050 sp. z o.o., zajmująca się budową bloków gazowo-parowych w Elektrowni Dolna Odra oraz Rybnik 2050 sp. z o.o., odpowiedzialna za budowę nowej jednostki niskoemisyjnej na terenie Elektrowni Rybnik.

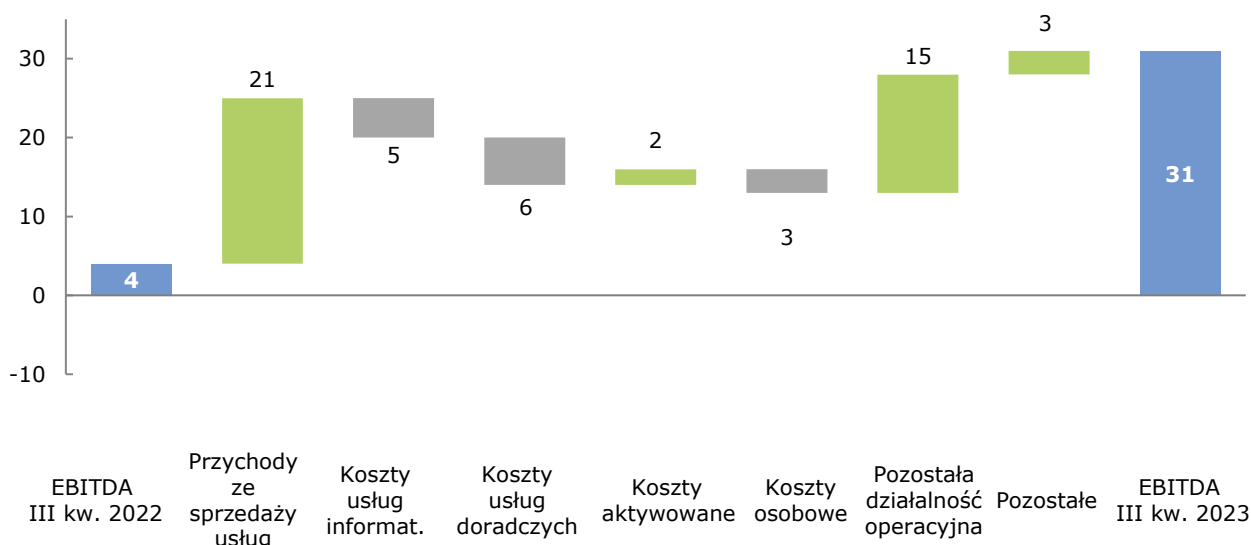
Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2023 roku.

### Pozostała Działalność



### KLUCZOWE CZYNNIKI WPLYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



Odchylenie	21	-5	-6	2	-3	15	3	
EBITDA III kw. 2022	4	60	22	1	13	40	0	6
EBITDA III kw. 2023		81	27	7	15	43	15	3
								<b>31</b>

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

- **Wyższe przychody ze sprzedaży usług** ze względu na większy zakres usług świadczonych przez PGE Systemy S.A. oraz Elbis sp. z o.o. na rzecz spółek w GK PGE.
- **Wyższe koszty usług informatycznych** w związku z zakupem usług zewnętrznych w celu świadczenia przez spółkę PGE Systemy S.A. szerszego zakresu usług na rzecz GK PGE oraz prowadzenia nowych programów inwestycyjnych, zwłaszcza LTE450 oraz wyższymi cenami usług świadczonych przez firmy zewnętrzne.
- **Wyższe koszty usług doradczych** w związku z szerszym zakresem realizowanych projektów przez Elbis sp. z o.o.
- **Wyższe koszty aktywowane** w wyniku wyższej alokacji kosztów w aktywa w III kwartale 2023 roku z tytułu prowadzonych projektów przez PGE Systemy S.A.
- **Wyższe koszty osobowe** w związku ze wzrostem poziomu płacy minimalnej oraz presją inflacyjną.
- **Wyższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej** z powodu sprzedaży zorganizowanej części przedsiębiorstwa (ZCP) PGE Synergia sp. z o.o. oraz rozwiązaniem rezerwy aktuarialnej w tej spółce.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** głównie w wyniku przesuniętych w czasie rozliczeń kosztów prowadzonych projektów.

## NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Pozostała Działalność

mln PLN	III kw. 2023	III kw. 2022	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	228	939	-76%
Inwestycje rozwojowe	200	918	-78%
Inwestycje modernizacyjno-odtworzeniowe	28	21	33%
<b>Razem</b>	<b>228</b>	<b>939</b>	<b>-76%</b>

## KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

- W III kwartale 2023 roku kontynuowano prace związane z realizacją projektu budowy **bloku gazowo-parowego** o mocy 882 MW brutto w **Rybniku (Rybnik 2050 sp. z o.o.)**. Aktualnie projekt jest na etapie uzyskiwania pozwoleń i przygotowania dokumentacji, które umożliwią rozpoczęcie prac budowlanych. 11 sierpnia 2023 roku Generalny Wykonawca złożył do Urzędu Miasta w Rybniku, w imieniu Zamawiającego, wniosek o uzyskanie decyzji o pozwoleniu na budowę. Dodatkowo w ramach zadań towarzyszących inwestycji 6 października 2023 roku uruchomione zostało postępowanie przetargowe na budowę układu wyprowadzenia mocy z nowobudowanego bloku gazowo-parowego.
- W III kwartale roku kontynuowano również prace związane z realizacją **budowy dwóch nowych bloków gazowo-parowych** o mocy 671 MWe każdy (**PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.**). Aktualnie prace montażowe są bardzo zaawansowane, rozpoczęły się pierwsze prace rozruchowe, w tym m.in. na stacji uzdatniania wody i stacji przygotowania gazu. W obszarze budowy przyłącza gazowego prace są już zakończone – w lipcu 2023 roku nastąpił odbiór eksploatacyjny gazociągu, a we wrześniu 2023 roku gazociąg został nagazowany. 20 lipca 2023 roku podpisano Aneks, zgodnie z którym przesunięto termin oddania do eksploatacji bloków gazowo-parowych na dzień 30 kwietnia 2024 roku.
- W spółce **PGE Inwest 14 sp. z o.o.** trwają prace związane z projektem **Bateryjnego Magazynu Energii Elektrycznej (BMEE)** przy ESP Żarnowiec, który będzie jedną z największych tego typu instalacji magazynowania energii w Europie. Projekt uzyskał decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach oraz warunki przyłączenia do sieci przesyłowej 400 kV. Kolejnym kamieniem milowym w realizacji inwestycji było uzyskanie pierwszej w Polsce promesy koncesji na magazynowanie energii elektrycznej. Połączenie istniejącej ESP Żarnowiec o mocy 716 MW z BMEE pozwoli na uzyskanie innowacyjnej instalacji hybrydowej o łącznej mocy co najmniej 921 MW i pojemności ponad 4,6 GWh. Moc całej instalacji odpowiada mocy największych konwencjonalnych bloków w Polsce, co ma znaczący wpływ na podniesienie poziomu elastyczności KSE, biorąc pod uwagę stale rosnący udział OZE i stopniowe wycofanie bloków węglowych. Instalacja BMEE będzie świadczyć pełen zakres RUS. Dalsze działania w 2023 roku będą związane z przygotowaniem postępowania o udzielenie zamówienia publicznego w przedmiocie budowy BMEE oraz wyprowadzenia mocy. Dodatkowo BMEE będzie pełnił funkcję bilansowania technicznego i handlowego dla niestabilnych źródeł OZE, tj. lądowych i morskich farm wiatrowych oraz farm fotowoltaicznych należących do Grupy PGE.

## KLUCZOWE PROJEKTY W SEGMENTIE POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

Cel projektu	Budżet	Poniesione nakłady <sup>1</sup>	Nakłady poniesione w 2023 roku <sup>1</sup>	Paliwo/sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa dwóch bloków gazowo-parowych w PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.	4,3 mld PLN	3,1 mld PLN	292 mln PLN	Gaz ziemny/ 63%	Konsorcjum firm: General Electric (lider konsorcjum) i Polimex Mostostal	Kwiecień 2024 roku
Budowa bloku gazowo-parowego w Rybnik 2050 sp. z o.o.	4,0 mld PLN	72 mln PLN	69 mln PLN	Gaz ziemny/ 61%	Konsorcjum firm: Polimex Mostostal S.A. (lider konsorcjum), Siemens Energy sp. z o.o., Siemens Energy Global GmbH & Co. KG	Grudzień 2026 roku

<sup>1</sup>Nakłady inwestycyjne nie uwzględniają kosztów finansowania oraz wydatków w postaci wypłaconych zaliczek dla Generalnego Realizatora Inwestycji (GRI) oraz pozostałych wykonawców.

## 4. Pozostałe elementy Sprawozdania

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

#### WPŁYW WOJNY NA TERYTORIUM UKRAINY NA DZIAŁALNOŚĆ GRUPY PGE

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 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 aktualnej sytuacji geopolitycznej znacząco wzrosło również znaczenie cyberbezpieczeństwa. W Grupie PGE zostały wdrożone specjalne procedury monitorowania sieci teleinformatycznych z uwagi na wzmogłą działalność grup przestępczych, mającą na celu atak na systemy ICT oraz OT. Regularnie identyfikowane są incydenty: wyłudzenie informacji, próby zainstalowania złośliwego oprogramowania oraz ataki DDoS (Distributed Denial of Service). Wdrażane są zabezpieczenia adekwatne do zmieniającego się ryzyka.

Ochrona fizyczna obiektów Grupy także została wzmocniona.

#### KLUCZOWE OBSZARY W GK PGE, NA KTÓRE WPŁYWA WOJNA W UKRAINIE

- poziom generowanej marży,
- dostępność i ceny paliw,
- ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>,
- zakłócenie łańcucha dostaw komponentów lub znaczący wzrost ich cen,
- wzrost inflacji i stóp procentowych oraz osłabienie waluty krajowej,
- możliwości pozyskiwania kapitału,
- poprawa efektywności energetycznej,
- większa presja na transformację energetyczną poprzez rozwój OZE,
- import węgla kamiennego,
- cyberbezpieczeństwo oraz fizyczne bezpieczeństwo,
- geopolityka,
- nowe regulacje prawne,
- 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,
- niestabilność cen węgla kamiennego oraz gazu na rynkach międzynarodowych.

#### RYZYKA ZWIĄZANE Z DOSTAWAMI GAZU

- EC Gorzów oraz EC Zielona Góra mają dostarczany gaz złożowy (tzw. gaz Ln). Ze względu na wykorzystywanie dedykowanej infrastruktury przesyłowej pomiędzy kopalnią a elektrociepłownią

wskazane aktywa wytwórcze są neutralne wobec zaburzeń dostaw do Krajowego Systemu Przesyłowego (KSP).

- EC Toruń, EC Zawidawie, EC Czechnica, EC Lublin Wrotków, EC Rzeszów, EC Zgierz, EC Bydgoszcz, EC Kielce mają dostarczany gaz wysokometanowy (tzw. gaz E). Gaz E pobierany z KSP jest zabezpieczony w formie odpowiedniego stanu magazynów i w Polsce jest on 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 spółki ORLEN S.A. (wcześniej PGNiG S.A.) oraz Operatora Systemu Przesyłowego Gaz-System S.A. (Gaz – System S.A.). Grupa PGE ma ustanowione kanały komunikacji z ORLEN S.A. i Gaz-System S.A. 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. Jeżeli jednak w danej elektrociepłowni istnieją rezerwowe kotły wodne na paliwo węglowe możliwa jest produkcja ciepła do wyczerpania stanu zapasów (dotyczy lokalizacji EC Lublin Wrotków oraz EC Rzeszów). W przypadku EC Gorzów rezerwą produkcji stanowi kocioł parowy OP-140 na paliwo węglowe. W lokalizacji EC Zielona Góra rezerwą dla produkcji ciepła stanowią kotły olejowe.
- Głównymi dostawcami węgla kamiennego na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepła są polskie spółki wydobywcze oraz spółki importujące węgiel. Obecnie elektrociepłownie i JWCD posiadają zapasy węgla kamiennego, które pozwalają na nieprzerwaną produkcję energii elektrycznej i ciepła. Zagwarantowanie dostaw energii elektrycznej dla PGE Dystrybucja S.A. i PGE Obrót S.A. odbywa się w formie zabezpieczenia handlowego. Dostawy fizyczne energii warunkowane są aktualną sytuacją zbilansowania i funkcjonowania KSE. Zakłócenia w produkcji energii elektrycznej będą wpływały na dostawy energii w zależności od lokalizacji w sieci KSE. Na chwilę obecną Grupa PGE nie zidentyfikowała ryzyka dostawy energii elektrycznej i ciepła do mieszkańców, instytucji i przedsiębiorstw.

#### RYZYKO WPŁYWU WOJNY NA PRZYSZŁE WYNIKI FINANSOWE

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.

#### 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 24.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

We wskazanej nocie omówiono między innymi kwestie odszkodowania dotyczącego konwersji akcji, wypowiedzenia umów sprzedaży praw majątkowych przez Enea S.A. oraz podwyższenia wynagrodzenia za budowę elektrociepłowni w Siechnicach.

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

Na 30 września 2023 roku PGE S.A. oraz jednostki zależne nie udzieliły poręczeń kredytów, pożyczek 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 4.2 niniejszego sprawozdania oraz w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

### TRANSAKCJE Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązаныmi zostały zamieszczone w nocie 26 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

### PROJEKT POWSTANIA NARODOWEJ AGENCJI BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO

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 wydzielenia aktywów przyjmie formułę nabycia przez Skarb Państwa od PGE S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. oraz ENERGA S.A. 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 nierozzerwalnością kompleksów energetycznych zasilanych węglem brunatnym wśród nabywanych aktywów znajdują się również kopalnie węgla brunatnego. Aktywa związane z wydobyciem węgla kamiennego nie zostaną włączone do podmiotu zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w jednostkach węglowych. Aktywa ciepłownicze w związku z planowanymi ich modernizacjami w kierunku źródeł nisko- i zeroemisyjnych nie będą przedmiotem tej transakcji. Planuje się, że wydzielenie aktywów z grup energetycznych nastąpi poprzez nabycie akcji poszczególnych spółek bezpośrednio przez Skarb Państwa, a następnie ich konsolidację w ramach NABE poprzez wniesienie akcji poszczególnych spółek na podwyższenie kapitału do PGE GiEK S.A.

NABE będzie działało w formie spółki holdingowej skupionej wokół PGE GiEK S.A., gdzie spółki nabywane od ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. i ENERGA S.A. 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.

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 S.A., TAURON Polska Energia S.A. i ENERGA S.A. zawarły ze Skarbem Państwa porozumienie dotyczące współpracy w procesie wydzielenia aktywów energetyki węglowej i ich integracji w NABE.

### WARUNKI TRANSAKCJI

14 lipca 2023 roku PGE S.A. otrzymała od Skarbu Państwa reprezentowanego przez Ministra Aktywów Państwowych propozycję niewiążącego dokumentu podsumowującego warunki transakcji nabycia przez Skarb Państwa wszystkich posiadanych akcji PGE GiEK S.A. 10 sierpnia 2023 roku PGE S.A. oraz Minister Aktywów Państwowych podpisali dokument podsumowujący kluczowe warunki transakcji nabycia przez Skarb Państwa akcji spółki PGE GiEK S.A. celem utworzenia NABE (Term Sheet).

Term Sheet w szczególności zawiera kluczowe warunki ekonomiczno-prawne przeprowadzenia transakcji, w tym kluczowe postanowienia przedwstępnej umowy sprzedaży oraz przyrzeczonej umowy sprzedaży, a także proponowany mechanizm rozliczenia długu wewnątrzgrupowego PGE GiEK S.A. wobec Spółki. Zgodnie z dokumentem kwota ceny sprzedaży akcji PGE GiEK S.A. (Equity Value) wynosi 849 mln PLN w oparciu o wartość przedsiębiorstwa (Enterprise Value) ustaloną na 30 września 2022 roku (rozliczenie według mechanizmu locked-box) skorygowaną o wartość długu netto.

Term Sheet przewiduje, że zadłużenie PGE GiEK S.A. wobec PGE S.A. w kwocie 5,4 mld złotych podlegać będzie spłacie przez okres 8 lat od momentu zawarcia transakcji, a spłata 70% długu zostanie objęta gwarancją ze strony Skarbu Państwa. Ewentualne pozostałe zadłużenie istniejące na dzień nabycia przez Skarb Państwa akcji PGE GiEK S.A. (o ile wystąpi) zostanie spłacone przez NABE z kredytu udzielonego NABE przez banki w ramach transakcji, niezwłocznie po zamknięciu transakcji.

Pozostałe rozliczenia wewnątrzgrupowe, ze szczególnym uwzględnieniem rozliczeń dotyczących uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, są realizowane na bieżąco i nie będą miały wpływu na cenę sprzedaży.

Postanowienia Term Sheet są wiążące tylko dla: zakazu zatrudniania i ogłoszeń, poufności i okresu obowiązywania, kosztów Transakcji oraz prawa właściwego i rozwiązywania sporów.

W pozostałym zakresie Term Sheet ma charakter niewiązący.

Realizacja transakcji sprzedaży PGE GiEK S.A. do Skarbu Państwa jest uzależniona od spełnienia szeregu warunków zawieszających, z których najbardziej kluczowe to:

- osiągnięcie porozumienia w zakresie treści dokumentacji związanej z transakcją, w tym obejmującej przyszłe finansowanie NABE i uzyskanie wstępnych decyzji kredytowych banków na finansowanie NABE,
- pozytywne rozpatrzenie przez Prezesa Rady Ministrów wniosku o nabycie akcji przez Skarb Państwa z Funduszu Reprywatyzacji,
- uzyskanie wszelkich wewnętrznych zgód i pozwoleń wymaganych do zawarcia lub wykonania transakcji,
- zawarcie umów (lub odpowiednich aneksów) zapewniających funkcjonowanie spółek tworzących NABE po zamknięciu Transakcji.

Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania powyższe warunki zawieszające nie zostały spełnione.

### UJĘCIE AKTYWÓW ZWIĄZANYCH Z PGE GIEK S.A. W SPRAWOZDANIU FINANSOWYM

Zdaniem GK PGE na dzień sprawozdawczy nie są spełnione warunki MSSF 5 dotyczące działalności przeznaczonej do zbycia odnośnie aktywów i zobowiązań oraz przychodów i kosztów dla opisywanych jednostek węglowych. W szczególności na dzień sprawozdawczy występuje istotna niepewność co do możliwości kontynuacji projektu w jego obecnym kształcie (w tym niepewność dotycząca utrzymania warunków finansowych).

W konsekwencji na 30 września 2023 roku aktywa związane z PGE GiEK S.A. nie są przeklasyfikowane do działalności zaniechanej. PGE S.A. nie dokonywała również korekt doprowadzających wartość aktywów związanych z PGE GiEK S.A. do wartości, które są wymagane przez MSSF 5. Wartości aktywów, zobowiązań, przychodów, kosztów oraz wyników segmentu Energetyka Konwencjonalna, przedstawiające dane spółki PGE GiEK S.A. oraz podmiotów od niej zależnych, zostały zaprezentowane w nocie 6.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Wartość księgowa akcji PGE GiEK S.A. w jednostkowym sprawozdaniu finansowym wynosi na 30 września 2023 roku 11 723 mln PLN. Z kolei wartość księgowa konsolidowanych aktywów netto PGE GiEK S.A. i spółek zależnych na 30 września 2023 roku wynosi 10 423 mln PLN. W przypadku spełnienia w przyszłości warunków

wynikających z MSSF 5 różnica pomiędzy wskazanymi wartościami a przyszłą ceną transakcyjną zostanie ujęta w sprawozdaniach finansowych przyszłych okresów, odpowiednio korygując wynik finansowy. Przyjmując wartość transakcji wskazaną w Term Sheet oraz wartości aktywów wg stanu na dzień 30 września 2023 roku jednostkowy zysk brutto PGE S.A. zostały obniżony o kwotę 10 874 mln PLN a skonsolidowany zysk brutto Grupy Kapitałowej PGE zostały obniżony o kwotę 9 574 mln PLN.

Na dzień zatwierdzenia do publikacji niniejszego sprawozdania Zarząd ani Rada Nadzorcza Spółki nie podjęły decyzji o sprzedaży akcji PGE GiEK S.A.

Do zawarcia umów finansujących i powstania NABE na warunkach ujętych w Term Sheet konieczne jest uchwalenie przez parlament Ustawy o zasadach udzielania przez Skarb Państwa gwarancji za zobowiązania NABE.

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Ustawa nie została uchwalona a Spółce nie jest znana data jej uchwalenia. W związku z powyższym w ocenie Spółki jest prawdopodobne, iż transakcja sprzedaży PGE GiEK S.A. nie zostanie zrealizowana w terminach ujętych w Term Sheet.

#### KORZYŚCI WYNIKAJĄCE ZE SPRZEDAŻY AKTYWÓW WĘGLOWYCH

Zaniechanie działalności w obszarze Energetyki Konwencjonalnej, opartej na spalaniu węgla wynika ze Strategii Grupy Kapitałowej PGE, opublikowanej 19 października 2020 roku, która zakłada neutralność klimatyczną do roku 2050. Wydzielenie aktywów węglowych przyniesie wymierne korzyści dla Grupy między innymi w następujących obszarach:

- większy i korzystniejszy dostęp do źródeł finansowania dłużnego i kapitałowego, niższe koszty finansowania;
- większy i korzystniejszy dostęp do rynku ubezpieczeniowego;
- mniejsze zapotrzebowanie na gotówkę na zabezpieczenie kosztów emisji CO<sub>2</sub> oraz zapasów surowców produkcyjnych;
- uwolnienie limitów kredytowych w instytucjach finansujących w wyniku redukcji zapotrzebowania na uprawnienia EUA;
- zwiększenie możliwości wykorzystania środków finansowych na inwestycje w sieci dystrybucyjne i zielone technologie, cechujące się wyższą stopą zwrotu;
- ograniczenie ryzyka ekspozycji na cenę uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

Wszystkie powyższe działania w ocenie Zarządu spowodują zwiększenie atrakcyjności Spółki dla akcjonariuszy.

Raporty bieżące w tej sprawie:

[Propozycja warunków transakcji nabycia przez Skarb Państwa 100% akcji PGE GiEK S.A.](#)

[Uzyskanie zgód korporacyjnych](#)

[Podsumowanie warunków transakcji](#)

#### POTENCJALNE ROSZCZENIA OD KONTRAHENTÓW ENESTA SP. Z O.O.

W 2021 roku ENESTA sp. z o.o. (obecnie ENESTA sp. z o.o. w restrukturyzacji) rozwiązała niekorzystne umowy na dostawę energii elektrycznej oraz gazu ziemnego. W 2022 roku część kontrahentów skierowała roszczenia na drogę sądową. Po nieudanych próbach osiągnięcia porozumienia z kontrahentami, ENESTA sp. z o.o. złożyła wnioski o wszczęcie postępowania restrukturyzacyjnego. 21 czerwca 2022 roku otwarte zostało postępowanie restrukturyzacyjne (sanacyjne). Pod koniec 2022 roku oraz w lutym 2023 roku w toczących się postępowaniach zapadły wyroki niekorzystne dla spółki. Wyroki ustaliły istnienie i obowiązywanie umów w zakresie sprzedaży energii elektrycznej i gazu ziemnego. W związku z koniecznością kontynuowania realizacji niekorzystnych umów sprzedaży na koniec 2022 roku utworzona została rezerwa na umowy rodzące obciążenia w wysokości 37 mln PLN. Dodatkowo utworzono rezerwy z tytułu potencjalnych sporów sądowych w związku ze sprzedażą rezerwową realizowaną w 2022 roku przez sprzedawcę z urzędu w wysokości 56 mln PLN. W okresie trzech kwartałów 2023 roku rezerwa na umowy rodzące obciążenia została częściowo



rozwiązana i wynosi obecnie 11 mln PLN. Przychody ze sprzedaży są fakturowane zgodnie z prawomocnymi wyrokami sądowymi.

Na 30 września 2023 roku wartość aktywów oraz kapitałów i zobowiązań spółki wynosi 137 mln PLN a wartość kapitałów własnych (-)178 mln PLN.

#### REKOMENDACJA NIEWYPŁACANIA DYWIDENDY ZA ROK 2022

21 marca 2023 roku Zarząd PGE S.A. podjął decyzję o rekomendacji niewypłacania dywidendy za rok 2022 dla Akcjonariuszy PGE S.A. Decyzja została podjęta zgodnie z polityką dywidendy i jest efektem analizy ogólnej wysokości zadłużenia Spółki oraz spodziewanych nakładów kapitałowych i planowanych akwizycji (zgodnie ze Strategią Grupy PGE do 2030 roku z perspektywą do 2050, w tym m.in. transakcja nabycia 100% udziałów PKP Energetyka Holding sp. z o.o. (PKPE Holding sp. z o.o.)), w kontekście bieżącej niestabilności i niepewności rynkowej.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Rekomendacja niewypłacania dywidendy](#)

#### REALIZACJA PRZEZ PGE PALIWA SP. Z O.O. DECYZJI PREZESA RADY MINISTRÓW W ZAKRESIE ZAKUPU WĘGLA DLA GOSPODARSTW DOMOWYCH

W połowie 2022 roku spółka PGE Paliwa sp. z o.o. otrzymała decyzje Prezesa Rady Ministrów polecające zakup przynajmniej 3 mln ton węgla energetycznego o parametrach zbliżonych do parametrów jakościowych wykorzystywanych przez gospodarstwa domowe oraz jego sprowadzenie do kraju do końca kwietnia 2023 roku.

PGE Paliwa sp. z o.o. została wskazana w Rozporządzeniu Ministra Aktywów Państwowych z 2 listopada 2022 roku w sprawie wykazu podmiotów uprawnionych do prowadzenia sprzedaży gminom paliwa stałego, jako jeden z sześciu podmiotów wprowadzających do obrotu, uprawnionych do prowadzenia sprzedaży gminom paliwa stałego, z przeznaczeniem do sprzedaży w ramach zakupu preferencyjnego. Zgodnie z zapisami Ustawy z 27 października 2022 roku o zakupie preferencyjnym paliwa stałego dla gospodarstw domowych cena sprzedaży paliwa stałego nie mogła być wyższa niż 1 500 PLN brutto/Mg. Jednocześnie podmiotowi wprowadzającemu do obrotu przysługiwała rekompensata w wysokości stanowiącej iloczyn ilości paliwa stałego i różnicy między uzasadnionym średnim jednostkowym kosztem zakupu paliwa stałego w tym okresie a średnią ceną netto sprzedaży w tym okresie, powiększoną o podatek od towarów i usług.

Realizacja decyzji spowodowała przejściowe zwiększenie zapotrzebowania na gotówkę GK PGE i okresowy wzrost zadłużenia w związku z rozliczaniem transakcji zakupu oraz odsprzedaży węgla. W związku ze znacznym spadkiem rynkowych cen węgla w 2023 roku oraz mając na względzie zasadę ostrożności, w wynikach finansowych Grupy Kapitałowej PGE ujęty został odpis aktualizujący wartość zapasu węgla zakupionego przez Grupę i niesprzedanego do 30 września 2023 roku do szacowanych, możliwych do uzyskania na rynku cen węgla. Kwota odpisu aktualizującego wartość zapasów na 30 września 2023 roku wyniosła 645 mln PLN, w tym w wynikach bieżącego okresu została ujęta kwota 574 mln PLN.

10 października 2023 roku została zawarta Umowa z MKiŚ dotycząca finansowania realizacji decyzji Prezesa Rady Ministrów. Umowa zakłada zwrot kosztów poniesionych w związku z realizacją decyzji. Sprawozdanie z realizacji decyzji według stanu na 30 kwietnia 2023 roku wymagane poprzez zapisy Umowy zostało złożone terminowo przez PGE Paliwa sp. z o.o. do MKiŚ. Efekt finansowy zawarcia umowy zostanie odzwierciedlony w wynikach finansowych Grupy Kapitałowej PGE w czwartym kwartale 2023 roku. Na moment sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego szacowane jest, iż w wynikach czwartego kwartału 2023 roku zostanie rozpoznany przychód z tytułu tej umowy w wysokości 672 mln PLN.

Grupa ujęła w wynikach bieżącego okresu przychody z tytułu rekompensat za dostawy węgla zrealizowane od stycznia do kwietnia 2023 roku w wysokości 109 mln PLN. Natomiast w wynikach roku 2022 ujęto 131 mln PLN za dostawy zrealizowane w 2022 roku. Wnioski o wypłatę rekompensaty za poszczególne okresy zostały złożone zgodnie z terminami określonymi w Ustawie z 27 października 2022 roku o zakupie preferencyjnym paliwa stałego dla gospodarstw domowych. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania PGE Paliwa sp. z o.o. otrzymała całość wnioskowanych rekompensat. PGE Paliwa sp. z o.o., w oparciu o złożony wniosek

o rozliczenie rekompensaty, jest zobowiązana do zwrotu kwoty 6 mln PLN netto, w terminie 14 dni od otrzymania wezwania od Zarządcy Rozliczeń S.A.

PGE Paliwa sp. z o.o. realizowała sprzedaż w oparciu o ww. ustawę do 30 kwietnia 2023 roku.

### ZMIANY REGULACYJNE NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Z uwagi na kryzysową sytuację na rynku energii elektrycznej ustawodawca zdecydował o wprowadzeniu regulacji prawnych, które czasowo wprowadzają wyjątkowe rozwiązania w zakresie cen energii elektrycznej i taryfowania energii elektrycznej w 2023 roku. 18 października 2022 roku weszła w życie Ustawa z 7 października 2022 roku o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej (Ustawa dla gospodarstw domowych) a 4 listopada 2022 roku weszła w życie Ustawa z 27 października 2022 roku o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku. 4 września 2023 roku opublikowana została Ustawa z 16 sierpnia 2023 roku o zmianie Ustawy o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej oraz niektórych innych ustaw, która weszła w życie 19 września 2023 roku.

Zgodnie z Ustawą dla gospodarstw domowych w 2023 roku przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną jest zobowiązane stosować dla odbiorców w gospodarstwach domowych ceny równe cenom zawartym w taryfie obowiązującej na 1 stycznia 2022 roku dla poszczególnych grup taryfowych do określonych limitów zużycia. Natomiast po wejściu w życie ustawy z 16 sierpnia 2023 roku o zmianie Ustawy dla gospodarstw domowych limity zużycia dla każdej kategorii odbiorców zostaną zwiększone o dodatkowy 1 MWh. Po przekroczeniu limitów zużycia dedykowanym odbiorcom w gospodarstwach domowych, zgodnie z Ustawą o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku, do rozliczeń z odbiorcami w gospodarstwach domowych będzie stosowana cena maksymalna wynosząca 693 PLN/MWh (cena bez podatku VAT i akcyzy). Oznacza to, że ceny energii elektrycznej zostały ustalone w przepisach prawa i w związku z tym, w 2023 roku taryfy zatwierdzane przez Prezesa URE nie będą miały bezpośredniego wpływu na ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych.

Ponadto, zgodnie z Ustawą o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku, maksymalna cena energii elektrycznej dla innych odbiorców uprawnionych została ustalona na poziomie 785 PLN/MWh (cena bez podatku VAT i akcyzy). Po wejściu w życie ustawy z 16 sierpnia 2023 roku o zmianie Ustawy dla gospodarstw domowych oraz niektórych innych ustaw cena maksymalna wyniesie, podobnie jak dla gospodarstw domowych, 693 PLN/MWh. Cena ta, co do zasady, obowiązuje od 1 grudnia 2022 roku, jednak w zmienionej wysokości będzie obowiązywać od 1 października 2023 roku do 31 grudnia 2023 roku. Wskazany limit ceny maksymalnej dla odbiorców uprawnionych obowiązuje również dla umów sprzedaży energii elektrycznej, które zostały zawarte lub zmienione po dniu 23 lutego 2022 roku i w przypadkach, których cenę maksymalną stosowało się również do rozliczeń za okres od dnia zawarcia lub zmiany tych umów do 30 listopada 2022 roku. Przedsiębiorstwa energetyczne zostały zobowiązane do sukcesywnego zwrotu wynikającego ze stosowania cen maksymalnych do końca 2023 roku.

Przedsiębiorstwom energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, zgodnie z wdrożonymi regulacjami, przysługuje rekompensata z tytułu stosowania w rozliczeniach z odbiorcami w gospodarstwach domowych cen energii elektrycznej w takiej samej wysokości jak w dniu 1 stycznia 2022 roku. Rekompensatę stanowi iloczyn energii elektrycznej zużytej w punkcie poboru energii, do maksymalnych limitów zużycia uprawniających odbiorców do stosowania wobec nich cen z 2022 roku i różnicy między ceną energii elektrycznej wynikającą z taryfy dla energii elektrycznej zatwierdzonej przez Prezesa URE na 2023 rok a cenami energii elektrycznej zatwierdzonymi w taryfie na 2022 rok. Z kolei za stosowanie w rozliczeniach wobec odbiorców w gospodarstwach domowych ceny maksymalnej 693 PLN/MWh przedsiębiorstwom obrotu przysługuje rekompensata w kwocie stanowiącej iloczyn ilości energii elektrycznej zużytej w danym miesiącu i różnicy między ceną odniesienia a ceną maksymalną, dla każdego punktu poboru energii. Ceną odniesienia jest cena energii elektrycznej wynikająca z taryfy dla energii elektrycznej zatwierdzona przez Prezesa URE na 2023 rok. Rekompensaty przysługują również za stosowanie cen maksymalnych w rozliczeniach z innymi uprawnionymi podmiotami. W tym przypadku, co do zasady, cena referencyjna dla wypłaty rekompensat jest obliczana na podstawie cen energii elektrycznej w kontraktach

giełdowych oraz cen energii elektrycznej zakupionej na potrzeby sprzedaży odbiorcy uprawnionemu, powiększonych o koszt umorzenia świadectw pochodzenia oraz marżę.

Mechanizmy wprowadzone w Ustawie dla gospodarstw domowych oraz Ustawie o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku powinny co do zasady zrekompensować spółkom obrotu obniżkę cen.

Na sytuację finansową Grupy PGE począwszy od 1 grudnia 2022 roku mają wpływ także przepisy Ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku, które wprowadziły obowiązek przekazywania comiesięcznych odpisów na rachunek Funduszu WRC przez wytwórców energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną. Odpis na Fundusz WRC stanowi iloczyn wolumenu sprzedaży energii elektrycznej oraz dodatniej różnicy średniej ważonej wolumenem ceny rynkowej sprzedanej energii elektrycznej oraz średniej ważonej wolumenem limitu ceny sprzedanej energii elektrycznej, co zostało uregulowane w Rozporządzeniu Rady Ministrów z 8 listopada 2022 roku w sprawie sposobu obliczania limitu ceny.

Dla poszczególnych źródeł wytwórczych określono inny sposób obliczania limitu ceny:

- w przypadku jednostek produkujących energię z węgla brunatnego i kamiennego limit ceny uwzględnia m.in. jednostkowy koszt zużytego paliwa, koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, sprawność jednostek wytwórczych, marżę oraz określony poziom dodatku inwestycyjnego i na pokrycie kosztów stałych w wysokości 50 PLN/MWh.
- dla jednostek produkujących energię ze źródeł odnawialnych limit ceny jest określany w odniesieniu do ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii, przy czym dla elektrowni wodnych limitem ceny jest 40% tej ceny referencyjnej.

Natomiast dla przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną:

- dla energii sprzedawanej do odbiorców końcowych limit ceny stanowi iloczyn średniej ważonej wolumenem ceny zakupionej energii elektrycznej w danym dniu oraz marży określonej jako 1,035 lub 1,03 (powiększony o jednostkowy koszt umorzenia świadectw pochodzenia),
- dla energii sprzedawanej do odbiorców innych niż końcowi limit ceny stanowi iloczyn średniej ważonej wolumenem ceny zakupionej energii w danym dniu oraz marży określonej jako 1,015 lub 1,01.

Począwszy od 1 stycznia 2023 roku przedsiębiorstwa obrotu obliczają wysokość odpisu na Fundusz WRC za dany miesiąc kalendarzowy, którego dotyczy rozliczenie, biorąc pod uwagę wolumen sprzedaży energii elektrycznej, cenę rynkową oraz limit ceny w okresach 3 dekad tego miesiąca, tj. od 1 do 10, od 11 do 20 oraz od 21 do ostatniego dnia miesiąca. Do 31 grudnia 2022 roku odpis na Fundusz WRC był obliczany oddzielnie za każdy dzień miesiąca.

Powyższe regulacje miały następujący wpływ na wartości wykazywane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGE:

- odpis należny na Fundusz WRC za trzy kwartały 2023 roku (wraz z korektą dotyczącą roku 2022) wyniósł 4 765 mln PLN (zmniejszenie wyniku finansowego).
- przychody z tytułu rekompensat za trzy kwartały 2023 roku wyniosły 5 514 mln PLN.

Powyższe wartości dotyczące należnych rekompensat są szacunkiem określonym zgodnie z najlepszą wiedzą dostępną Grupie Kapitałowej PGE na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania.

1 września 2023 roku weszły w życie zmiany w przepisach Ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku, regulujące zasady odprowadzania odpisów na Fundusz WRC wprowadzone Ustawą z 28 lipca 2023 roku o zmianie Ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.

Zmiana dotyczy między innymi rozszerzenia katalogu przychodów, które stanowią podstawę kalkulacji odpisu na Fundusz WRC. W efekcie zwiększeniu ulegnie suma odpisów przekazywanych przez GK PGE.

Ponadto, zgodnie z wprowadzonymi przepisami, system odpisów na Fundusz WRC nie zamknie się do 31 grudnia 2023 roku. Odpisy na Fundusz WRC będą musiały być przekazywane także w 2024 roku w przypadku sprzedaży zrealizowanej w ostatnich tygodniach 2023 roku.

Jednocześnie 11 września 2023 roku opublikowane zostało rozporządzenie MKiŚ z 9 września 2023 roku zmieniające rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną, które weszło w życie 19 września 2023 roku. Rozporządzenie to obniża odbiorcom w gospodarstwach domowych rachunki za energię elektryczną średnio o 125,34 PLN w 2023 roku, pod warunkiem spełnienia jednej z wymienionych enumeratywnie przesłanek. Przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną są zobowiązane do dokonania obniżki najpóźniej w ostatniej fakturze za energię elektryczną w 2023 roku.

Grupa oszacowała wpływ rozporządzenia na wyniki finansowe i na 30 września 2023 roku dokonała obniżenia przychodów o kwotę 291 mln PLN. Szacunek został dokonany w oparciu o liczbę odbiorców, którzy na 30 września 2023 roku spełniali chociaż jeden z wymienionych w rozporządzeniu warunków. Na 31 grudnia 2023 roku szacunek może ulec zmianie.

### DEPOZYTY ZABEZPIECZAJĄCE

Spółki z GK PGE w związku z zawieraniem transakcji terminowych na TGE, dla których towarem bazowym jest energia elektryczna oraz gaz ziemny, zobowiązane są do wnoszenia depozytów zabezpieczających, które stanowią podstawowy element systemu gwarantowania rozliczeń dla rynków terminowych. Depozyty wnoszone są przez podmioty otwierające pozycje w kontraktach terminowych a ich zadaniem jest zabezpieczanie ryzyka związanego z rozliczanymi transakcjami terminowymi.

Depozyty zabezpieczające składają się z depozytu wstępnego oraz depozytu uzupełniającego.

Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A. (IRGiT) wyznacza wymaganą wartość depozytu zabezpieczającego jako sumę depozytu wstępnego i uzupełniającego.

Depozyt uzupełniający odpowiada za bieżące wyrównanie wartości portfela do wartości rynkowych, może przyjmować wartości dodatnie (nadwyżka), jak i ujemne (wymóg wniesienia depozytu) i podlega codziennej aktualizacji. IRGiT akceptuje zabezpieczenia pieniężne, jak i niepieniężne - m.in. gwarancje bankowe, uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>, prawa majątkowe, poręczenia i oświadczenia o poddaniu się egzekucji w formie aktu notarialnego zgodnie z art. 777 k.c.

Dodatkowo, dla spółek GK PGE, IRGiT stosuje wzajemną kompensację depozytów wstępnych i uzupełniających w ramach Grupy Kompensacyjnej, co w efekcie pozwala na obniżenie wartości wymaganych depozytów zabezpieczających.

W trzech kwartałach 2023 roku w stosunku do 2022 roku wysokość depozytów zabezpieczających znacząco spadła w konsekwencji unormowania się cen energii oraz zniesienia obowiązku 100% obrotu giełdowego od 6 grudnia 2022 roku.

Od 1 września 2022 roku IRGiT wprowadził aktualizacje kolejności i wysokości uznawania zabezpieczeń niepieniężnych dla pokrycia wymaganych depozytów zabezpieczających. Zaktualizowane zasady IRGiT określają maksymalną wysokość wnoszenia zabezpieczeń w formie oświadczenia o poddaniu się egzekucji w formie aktu notarialnego zgodnie z art. 777 k.c. do 90% wartości wymaganych depozytów zabezpieczających. Pozostałe 10% wartości wymaganych depozytów zabezpieczających może być pokryte do 90% uznanymi przez IRGiT gwarancjami bankowymi i/lub prawami majątkowymi oraz uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub>, przy czym co najmniej 10% powinno być pokryte środkami pieniężnymi.

Grupa PGE ma możliwość dokonywania transakcji terminowych na rynku ICE Endex giełdy Intercontinental Exchange Inc. (ICE) oraz na giełdzie European Energy Exchange AG, dla których instrumentem bazowym są uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>. W celu zabezpieczenia otwartych pozycji w kontraktach terminowych wymagane jest wnoszenie depozytów zabezpieczających. Na depozyt zabezpieczający składa się depozyt wstępny (Initial Margin) oraz depozyt uzupełniający (Variation Margin), którego zadaniem jest codzienne pokrycie różnicy pomiędzy ceną transakcyjną zawartego kontraktu a jego wyceną rynkową opartą o cenę rozliczeniową. Dla pozycji długiej (kupno kontraktu) spadek cen rozliczeniowych z dnia bieżącego w stosunku do cen rozliczeniowych z dnia poprzedniego oznacza konieczność wniesienia depozytów Variation Margin, natomiast wzrost cen w stosunku do dnia poprzedniego oznacza otrzymanie Variation Margin.

GK PGE na bieżąco dokonuje rozliczeń związanych z obrotem CO<sub>2</sub>.

### PROJEKT BUDOWY ELEKTROWNI JĄDROWEJ

31 października 2022 roku PGE S.A. podpisała z Korea Hydro & Nuclear Power Co. Ltd. oraz z ZE PAK S.A. list intencyjny, którego celem jest rozpoczęcie współpracy w ramach strategicznego polsko – koreańskiego projektu budowy elektrowni jądrowej w lokalizacji Pątnów-Konin. Planowana moc elektrowni to 2 800 MWe z wykorzystaniem dwóch reaktorów jądrowych typu PWR (Pressurized Water Reactor) w oparciu o koreańską technologię APR 1400. Współpraca obejmuje również badania terenowe i środowiskowe, realizację studium wykonalności oraz uzyskanie niezbędnych decyzji administracyjnych.

W Programie Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ) obszar Pątnów-Konin jest rekomendowany jako jedna z możliwych lokalizacji do budowy elektrowni jądrowej w Polsce. Inwestycja wpisuje się również w założenia rozwoju technologii jądrowych zawartych w Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku.

22 maja 2023 roku w KRS nastąpiła rejestracja spółki PGE PAK Energia Jądrowa S.A. PGE S.A. i ZE PAK S.A. posiadają po 50% akcji w PGE PAK Energia Jądrowa S.A.

11 sierpnia 2023 roku PGE S.A., ZE PAK S.A. oraz spółka PGE PAK Energia Jądrowa S.A. zawarły umowę akcjonariuszy, która określa zasady ładu korporacyjnego i działalności tej spółki.

16 sierpnia 2023 roku spółka PGE PAK Energia Jądrowa S.A. złożyła do MKiŚ wnioski o wydanie decyzji zasadniczej dla budowy elektrowni jądrowej w regionie konińskim.

Raporty bieżące w tej sprawie:

[Zawarcie listu intencyjnego dotyczącego współpracy w ramach projektu budowy elektrowni jądrowej](#)

[Zawarcie porozumienia dot. utworzenia spółki celowej](#)

### ZAWARCIE UMOWY NABYCIA 100% UDZIAŁÓW PKPE HOLDING SP. Z O.O.

3 kwietnia 2023 roku nastąpiło zamknięcie transakcji bezpośredniego nabycia przez PGE S.A. 100% udziałów w spółce PKPE Holding sp. z o.o., a w konsekwencji pośredniego nabycia 100% akcji w PKP Energetyka S.A. oraz udziałów w pozostałych spółkach zależnych posiadanych przez PKPE Holding sp. z o.o. PKPE Holding sp. z o.o. jest spółką holdingową kontrolującą szereg podmiotów, których działalność skoncentrowana jest wokół PKP Energetyka S.A. Grupa PKP Energetyka jest dystrybutorem i sprzedawcą energii do sieci trakcyjnej, a dodatkowo świadczy usługi utrzymania sieci trakcyjnych.

Cena do zapłaty na zamknięciu za 100% udziałów została ustalona w oparciu o wartość przedsiębiorstwa na 31 marca 2022 roku, jako kwota 1 913 mln PLN, oraz rozliczona w oparciu o mechanizm locked-box przewidziany w przedwstępnej umowie sprzedaży udziałów z 28 grudnia 2022 roku, a następnie uległa korektom, zgodnie z mechanizmem locked-box.

Ostateczna cena zapłacona przez PGE S.A. na rzecz sprzedającego 3 kwietnia 2023 roku wyniosła 1 873 mln PLN.

Obecnie spółki funkcjonują w strukturze GK PGE w nowoutworzonym segmencie Energetyka Kolejowa.

Nabycie PKPE Holding sp. z o.o. było zgodne ze strategią Grupy PGE. W wyniku transakcji Grupa PGE uzyskała dostęp do sieci dystrybucyjnej na terenie całego kraju.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Podpisanie umowy w sprawie PKP Energetyka S.A.](#)

### ZAWARCIE UMOWY KREDYTOWEJ Z EUROPEJSKIM BANKIEM INWESTYCYJNYM

3 lutego 2023 roku PGE S.A. zawarła umowę kredytową z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym. Wartość umowy kredytowej wynosi 1,4 mld PLN z przeznaczeniem na realizację projektów w segmencie Dystrybucja, obejmujących program kablowania linii średniego napięcia, przyłączanie nowych odbiorców i źródeł wytwórczych oraz instalację LZO. Inwestycje przewidziane są do realizacji do 2025 roku.

Okres dostępności kredytu wynosi 24 miesiące od dnia zawarcia umowy a okres obowiązywania umowy będzie wynosić maksymalnie 18 lat od dnia wykorzystania ostatniej transzy w ramach umowy. Wysokość

oprocentowania będzie ustalana każdorazowo przed wypłatą danej transzy. Umowa nie przewiduje zabezpieczeń rzeczowych. Po zawarciu ww. umowy łączna wartość nominalna umów finansowania z EBI wynosi 5,7 mld PLN.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Zawarcie umowy kredytowej z EBI](#)

#### ZAWARCIE UMOWY NA BUDOWĘ BLOKU ENERGETYCZNEGO W RYBNIKU

9 lutego 2023 roku spółka Rybnik 2050 sp. z o.o. zawarła umowę z konsorcjum firm w składzie: Polimex Mostostal S.A. (lider konsorcjum), Siemens Energy sp. z o.o. (członek konsorcjum), Siemens Energy Global GmbH & Co. KG (członek konsorcjum), której przedmiotem jest wykonanie przez konsorcjum robót budowlano-montażowych oraz innych prac w celu wybudowania bloku gazowo-parowego w Rybniku o znamionowej mocy elektrycznej brutto 882 MWe.

Wartość Umowy wynosi 3,0 mld PLN netto. W powiązaniu z umową główną zawarta została ponadto umowa o świadczenie usług serwisowych dla turbiny gazowej przez okres minimum 12 lat od dnia przekazania bloku do eksploatacji. Wartość umowy serwisowej wynosi 0,8 mld PLN netto. Łączna wartość wszystkich zawartych umów wynosi 3,8 mld PLN netto.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Zawarcie umowy na budowę bloku energetycznego w Rybniku](#)

#### ZAWARCIE UMOWY KREDYTU KONSORCJALNEGO

1 marca 2023 roku podpisano umowę kredytu odnawialnego, która została zawarta przez PGE S.A. z konsorcjum składającym się z następujących banków: Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A., Bank Polska Kasa Opieki S.A., Bank of China (Europe) S.A., Industrial and Commercial Bank of China (Europe) S.A., Alior Bank S.A. i Santander Bank Polska S.A. Przedmiot umowy obejmuje udzielenie przez banki kredytu odnawialnego do kwoty 2 330 mln PLN, który może zostać przeznaczony na:

- finansowanie bieżącej działalności PGE S.A. i Grupy Kapitałowej, w szczególności zgodnie z długoterminową strategią Grupy zmierzającą do ograniczenia emisji oraz zwiększenia produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych;
- finansowanie inwestycji i nakładów inwestycyjnych związanych z działalnością PGE S.A. i Grupy, innych niż inwestycje w nowe aktywa węglowe;
- refinansowanie zobowiązań finansowych PGE S.A. oraz Grupy PGE.

Ostateczny dzień spłaty kredytu przypada na 26 lutego 2027 roku. Oprocentowanie kredytu kalkulowane jest na bazie zmiennej stopy procentowej opartej na odpowiedniej stopie WIBOR (stawka referencyjna) powiększonej o marżę. Marża kredytu może podlegać okresowej korekcie w zależności od ratingu ESG przyznanego PGE S.A. przez wyspecjalizowaną agencję. Zgodnie z warunkami umowy PGE S.A. zobowiązuje się do utrzymania wskaźnika zadłużenia netto do zysku EBITDA na poziomie nie wyższym niż 4:1 w przypadku posiadania przez PGE S.A. oceny ratingowej na poziomie inwestycyjnym lub nie wyższym niż 3,5:1 w przypadku, gdy PGE S.A. nie będzie posiadało oceny ratingowej na poziomie inwestycyjnym.

Kredyt nie jest zabezpieczony na żadnym składniku majątku PGE S.A. ani GK PGE.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Zawarcie umowy kredytu konsorcjalnego](#)

#### DECYZJA ŚRODOWISKOWE W SPRAWIE KOPALNI TURÓW

31 maja 2023 roku Wojewódzki Sąd Administracyjny w Warszawie (WSA) wstrzymał - do czasu rozpoznania właściwej skargi - wykonalność decyzji środowiskowej na wydobycie węgla dla Kopalni Turów. Decyzja środowiskowa określa uwarunkowania realizacji przedsięwzięcia: "Kontynuacja eksploatacji złoża węgla

brunatnego Turów, realizowanego w gminie Bogatynia". Skargę na decyzję środowiskową złożyły m.in. Fundacja Frank Bold, Greenpeace oraz Stowarzyszenie Ekologiczne EKO-UNIA.

12 czerwca 2023 roku spółka PGE GiEK S.A. złożyła zażalenie na wydane 31 maja 2023 roku postanowienie wydane przez WSA w sprawie Kopalni Turów do Naczelnego Sądu Administracyjnego (NSA) w Warszawie. Jest to odpowiedź spółki na wstrzymanie przez WSA wykonalności decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach wydanej przez Generalną Dyрекcję Ochrony Środowiska (GDOŚ) we wrześniu 2022 roku.

18 lipca 2023 roku NSA uchylił postanowienie WSA z 31 maja 2023 roku o wstrzymaniu wykonalności decyzji środowiskowej w sprawie Kopalni w Turowie. Uwzględniono zażalenia GDOŚ, PGE GiEK S.A. oraz Prokuratury Krajowej.

31 sierpnia 2023 roku WSA zawiesił postępowanie w sprawie decyzji środowiskowej GDOŚ dotyczącej Kopalni Turów do czasu formalnego zakończenia sprawy z wniosku spółki PGE GiEK S.A. o zmianę decyzji środowiskowej. Postępowanie z wniosku PGE GiEK S.A. o zmianę decyzji środowiskowej się zakończyło ostateczną i prawomocną decyzją o umorzeniu postępowania.

#### [ZMIANA TERMINU PRZEKAZANIA DO EKSPLOATACJI BLOKÓW GAZOWO-PAROWYCH W PGE GRYFINO 2050 SP. Z O.O.](#)

20 lipca 2023 roku PGE Gryfino 2050 sp. z o.o. zawarła aneks do umowy na budowę dwóch nowych bloków gazowo-parowych realizowanej przez konsorcjum firm General Electric Global Services GmbH, General Electric International Inc. oraz Polimex Mostostal S.A.

Zgodnie z zapisami aneksu ustalono, że termin przekazania do eksploatacji bloków zostaje przesunięty z 11 grudnia 2023 roku na dzień nie późniejszy niż 30 kwietnia 2024 roku.

Wydłużenie terminu realizacji umowy spowodowane jest wystąpieniem zdarzeń o charakterze siły wyższej. Zmiana terminu realizacji umowy nie powoduje zmiany wynagrodzenia konsorcjum.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Zmiana terminu przekazania do eksploatacji bloków w PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.](#)

#### [UZYSKANIE DECYZJI O POZWOLENIU NA WZNOSZENIE I WYKORZYSTYWANIE SZTUCZNYCH WYSP](#)

9 sierpnia 2023 roku Spółka otrzymała decyzje Ministra Infrastruktury o udzieleniu pozwoleń w zakresie wznoszenia i wykorzystywania sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskim obszarze morskim (wyłączna strefa ekonomiczna) dla przedsięwzięć polegających na budowie morskich farm wiatrowych.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Uzyskanie decyzji o pozwoleniu na wznoszenie i wykorzystanie sztucznych wysp](#)

#### [ZAKUP FARMY WIATROWEJ ZALESIE \(SPÓŁKA LONGWING POLSKA SP. Z O.O.\)](#)

20 września 2023 roku PGE Energia Odnawialna S.A. kupiła 100% udziałów w spółce LongWing Polska sp. z o.o., która jest właścicielem farmy wiatrowej Zalesie o mocy 24,9 MW, zlokalizowanej w województwie warmińsko-mazurskim. Nowa inwestycja może zapewnić dostawy energii elektrycznej dla prawie 38 tys. gospodarstw domowych.

## 4.2. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

W okresie od 1 stycznia 2023 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
<b>Pozostała Działalność</b>	PGE PAK Energia Jądrowa S.A.	13 kwietnia 2023 roku 22 maja 2023 roku nastąpiła rejestracja spółki w KRS	13 kwietnia 2023 roku PGE S.A. oraz spółka ZE PAK S.A. zawiązały spółkę kapitałową z siedzibą w Koninie w formie spółki akcyjnej o następującej nazwie: PGE PAK Energia Jądrowa S.A. PGE S.A. i ZE PAK S.A. posiadają po 50% akcji w kapitale zakładowym utworzonej spółki. Kapitał zakładowy tej spółki wynosi 10 000 000 PLN.

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

Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
<b>Ciepłownictwo</b>	EC Zielona Góra S.A. – przymusowy wykup akcji od akcjonariuszy mniejszościowych przez spółkę KOGENERACJA S.A. jako akcjonariusza EC Zielona Góra	1 marca 2021 roku 25 kwietnia 2023 roku nastąpiło przeniesienie prawa własności akcji	1 marca 2021 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie EC Zielona Góra S.A. podjęło uchwałę w sprawie przymusowego wykupu 8 849 akcji posiadanych przez akcjonariuszy mniejszościowych, reprezentujących łącznie 1,6% udziału w kapitale zakładowym EC Zielona Góra S.A. 25 kwietnia 2023 roku dokonano przeniesienia na rzecz spółki KOGENERACJA S.A. ww. 8 849 akcji, poprzez dokonanie stosownego wpisu w rejestrze akcjonariuszy EC Zielona Góra S.A. W związku z powyższym spółka KOGENERACJA S.A. stała się jedynym akcjonariuszem, posiadającym 100% akcji spółki EC Zielona Góra S.A.
<b>Gospodarka Obiegu Zamkniętego</b>	EPORE S.A. – sprzedaż przez PGE GiEK S.A. wszystkich posiadanych udziałów w EPORE S.A. na rzecz PGE Ekoserwis S.A. –	23 grudnia 2022 roku 10 stycznia 2023 roku dokonano zmiany w rejestrze Akcjonariuszy	23 grudnia 2022 roku pomiędzy PGE GiEK S.A. jako sprzedającym oraz PGE Ekoserwis S.A. jako kupującym zawarta została umowa sprzedaży wszystkich posiadanych przez PGE GiEK S.A. akcji nieuprzywilejowanych w EPORE S.A., tj. 63 963 akcji w tej spółce, o łącznej wartości nominalnej 31 981 500 PLN, stanowiących 100% udziału w kapitale zakładowym.
-	ElectroMobility Poland S.A. z siedzibą w Warszawie - podwyższenie kapitału zakładowego i objęcie wszystkich nowych akcji przez Skarb Państwa	28 grudnia 2022 roku 16 stycznia 2023 roku nastąpiła rejestracja w KRS	28 grudnia 2022 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki ElectroMobility Poland S.A. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki poprzez emisję w drodze subskrypcji prywatnej 50 748 akcji serii C o wartości nominalnej 4 926,29 PLN każda akcja. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki postanowiło w całości zaoferować wszystkie nowe akcje do objęcia przez Skarb Państwa w zamian za wkład pieniężny. W wyniku objęcia przez Skarb Państwa nowych akcji udział PGE S.A. w kapitale zakładowym tej spółki obniżył się z 4,33% do 2,30%.



Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
<b>Energetyka Kolejowa</b>	PKPE Holding sp. z o.o. – nabycie przez PGE S.A. od spółki Edison Holdings S.à r.l. wszystkich udziałów w PKPE Holding sp. z o.o., posiadającej m.in. 100% akcji w spółce PKP Energetyka S.A.	28 grudnia 2022 roku 3 kwietnia 2023 roku nastąpiło przeniesienie prawa własności udziałów	28 grudnia 2022 roku pomiędzy PGE S.A. jako kupującym oraz spółką Edison Holdings S.à r.l. jako sprzedającym zawarta została przedwstępna umowa sprzedaży udziałów w spółce PKPE Holding sp. z o.o. (obecnie firma tej spółki brzmi: PGE Energetyka Kolejowa Holding sp. z o.o.), w wyniku której PGE S.A. i Edison Holdings S.à r.l. zobowiązały się zawrzeć przyrzeczoną umowę sprzedaży 100% udziałów w spółce PKPE Holding sp. z o.o. 3 kwietnia 2023 roku, po spełnieniu określonych warunków zawieszających PGE S.A. nabyła od spółki Edison Holdings S.à r.l. bezpośrednio 100% udziałów w spółce PKPE Holding sp. z o.o., a pośrednio 100% akcji w spółce PKP Energetyka S.A. (obecnie PGE Energetyka Kolejowa S.A.) oraz udziały w pozostałych spółkach zależnych, posiadane przez spółkę PKPE Holding sp. z o.o.
-	Energopomiar sp. z o.o.- sprzedaż przez PGE S.A. i PGE Energia Ciepła S.A. wszystkich posiadanych udziałów w Energopomiar sp. z o.o. na rzecz PGE GiEK S.A.	4 stycznia 2023 roku nastąpiło przeniesienie prawa własności udziałów	4 stycznia 2023 roku pomiędzy PGE S.A. i PGE Energia Ciepła S.A. jako sprzedającymi oraz PGE GiEK S.A. jako kupującym zawarta została umowa sprzedaży wszystkich posiadanych udziałów w Energopomiar sp. z o.o., tj. po 1 udziale w tej spółce, o łącznej wartości nominalnej 1 007 774,28 PLN w przypadku udziału posiadanego przez PGE S.A. i o łącznej wartości nominalnej 418 288,40 PLN w przypadku udziału posiadanego przez PGE Energia Ciepła S.A., stanowiących łącznie 26,48% udziału w kapitale zakładowym. W wyniku zawartej umowy sprzedaży udziałów, PGE S.A. i PGE Energia Ciepła S.A. przestały być współnikami Energopomiar sp. z o.o., a spółka PGE GiEK S.A. posiada obecnie udziały stanowiące łącznie 49,79% udziału w Energopomiar.
-	4Mobility S.A. – sprzedaż przez PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji wszystkich posiadanych akcji na rzecz CetusMobility sp. z o.o.	15 czerwca 2023 roku 22 czerwca 2023 roku nastąpiło przeniesienie prawa własności akcji	15 czerwca 2023 roku pomiędzy PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji jako sprzedającym oraz CetusMobility sp. z o.o. jako kupującym zawarta została umowa sprzedaży wszystkich posiadanych akcji 4Mobility S.A., tj. 1 875 000 akcji tej spółki, o łącznej wartości nominalnej 187 500 PLN, stanowiących 37,93% udziału w kapitale zakładowym. W wyniku zawartej umowy sprzedaży akcji, PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji przestała być akcjonariuszem 4Mobility S.A.
-	Siechnice Nowa Energia sp. z o.o. - nabycie przez KOGENERACJA S.A. od Gminy Siechnice 50% udziałów w kapitale zakładowym spółki	29 sierpnia 2023 roku nastąpiło przeniesienie prawa własności udziałów	29 sierpnia 2023 roku pomiędzy KOGENERACJA S.A. jako kupującym oraz Gminą Siechnice jako sprzedającym zawarta została umowa sprzedaży udziałów Siechnice Nowa Energia sp. z o.o., tj. 50 udziałów o łącznej wartości nominalnej 2 500 PLN, stanowiących 50% udziału w kapitale zakładowym spółki. W wyniku ww. transakcji sprzedaży, KOGENERACJA S.A. i Gmina Siechnice posiadają obecnie po 50% udziałów w kapitale zakładowym Siechnice Nowa Energia.
<b>Energetyka Odnawialna</b>	LongWing Polska sp. z o.o.- nabycie przez PGE Energia Odnawialna S.A. od Solar Energy Ressources S.à r.l. oraz Ser Windpark Zalesie GmbH 100% udziałów w kapitale zakładowym spółki	20 września 2023 roku nastąpiło przeniesienie prawa własności udziałów LongWing Polska sp. z o.o. na rzecz PGE Energia Odnawialna S.A.	20 września 2023 roku pomiędzy PGE Energia Odnawialna S.A. jako kupującym oraz Solar Energy Ressources S.à r.l. oraz Ser Windpark Zalesie GmbH jako sprzedającym, zawarta została umowa sprzedaży 100% udziałów w kapitale zakładowym spółki LongWing Polska sp. z o.o., tj. 500 udziałów o łącznej wartości nominalnej 50 000 PLN.

Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
<b>Pozostała Działalność</b>	PGE Inwest 12 sp. z o.o. – objęcie przez PGE S.A. oraz przystąpienie do PGE Inwest 12 sp. z o.o. i objęcie przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) nowych udziałów	24 października 2023 roku Brak rejestracji w KRS	16 października 2023 roku PGE S.A. i NFOŚiGW podpisały umowę inwestycyjną dotyczącą finansowania PGE Inwest 12 sp. z o.o. w celu realizacji przez nią budowy elektrowni szczytowo – pompowej w miejscowości Młoty (gm. Bystrzyca Kłodzka, woj. dolnośląskie). W wyniku wykonania ww. umowy 17 października 2023 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Inwest 12 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego oraz postanowiło, że nowe udziały w podwyższonym kapitale zakładowym zostaną odpowiednio objęte przez PGE S.A. i NFOŚiGW w zamian za wkłady pieniężne. 24 października 2023 roku PGE S.A. i NFOŚiGW objęły nowe udziały PGE Inwest 12 sp. z o.o. PGE S.A. będzie docelowo posiadała 51%, a NFOŚiGW 49% udziału w kapitale zakładowym.

### ŁĄCZENIE SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka przejmująca/spółka przejmowana	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
<b>Energetyka Odnawialna</b>	PGE Energia Odnawialna S.A. - <i>spółka przejmująca</i> Mithra B sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie - <i>spółka przejmowana</i>	7 czerwca 2023 roku 30 czerwca 2023 roku nastąpił wpis do KRS ( <i>dzień połączenia</i> )	7 czerwca 2023 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenia spółek PGE Energia Odnawialna S.A. oraz Mithra B sp. z o.o. podjęły uchwały o połączeniu spółek przez przejęcie, poprzez przeniesienie całego majątku spółki przejmowanej na spółkę przejmującą bez wydawania nowych akcji spółki przejmującej w zamian za udziały spółki przejmowanej oraz rozwiązanie spółki przejmowanej bez przeprowadzania jej likwidacji. PGE Energia Odnawialna S.A. była jedynym wspólnikiem spółki przejmowanej.
<b>Energetyka Odnawialna</b>	PGE Energia Odnawialna S.A. - <i>spółka przejmująca</i> PGE Soleo 3 sp. z o.o. i PGE Klaster sp. z o.o., z siedzibami w Warszawie - <i>spółki przejmowane</i>	7 czerwca 2023 roku 30 czerwca 2023 roku nastąpił wpis do KRS ( <i>dzień połączenia</i> )	7 czerwca 2023 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenia spółek PGE Energia Odnawialna S.A. oraz PGE Soleo 3 sp. z o.o. i PGE Klaster sp. z o.o. podjęły uchwały o połączeniu spółek przez przejęcie, poprzez przeniesienie całego majątku spółek przejmowanych na spółkę przejmującą bez wydawania nowych akcji spółki przejmującej w zamian za udziały spółek przejmowanych oraz rozwiązanie spółek przejmowanych bez przeprowadzania ich likwidacji. PGE Energia Odnawialna S.A. była jedynym wspólnikiem spółek przejmowanych.
<b>Gospodarka Obiegu Zamkniętego</b>	PGE Ekoserwis S.A. z siedzibą we Wrocławiu - <i>spółka przejmująca</i> EPORE S.A. z siedzibą w Bogatyni - <i>spółka przejmowana</i>	26 lipca 2023 roku 2 października 2023 roku nastąpił wpis do KRS ( <i>dzień połączenia</i> )	26 lipca 2023 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenia PGE Ekoserwis S.A. oraz EPORE S.A. podjęły uchwały o połączeniu spółek przez przejęcie, tj. poprzez przeniesienie całego majątku spółki przejmowanej na spółkę przejmującą bez wydawania nowych akcji spółki przejmującej w zamian za udziały spółki przejmowanej oraz rozwiązanie spółki przejmowanej bez przeprowadzania jej likwidacji. PGE Ekoserwis S.A. była jedynym akcjonariuszem spółki przejmowanej.

LIKwidACJA SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka likwidowana	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
<b>Obrót</b>	PGE Trading GmbH w likwidacji z siedzibą w Berlinie (PGE Trading)	1 marca 2021 roku Na 30 września 2023 roku brak wykreślenia spółki z rejestru handlowego	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.
<b>Pozostała Działalność</b>	PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji	31 marca 2022 roku Na 30 września 2023 roku brak wykreślenia spółki z rejestru przedsiębiorców KRS	31 marca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji, w której PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym, podjęło uchwałę o rozwiązaniu spółki i powołaniu likwidatora w celu przeprowadzenia czynności likwidacyjnych.

## 4.3. Zmiany w składzie Zarządu i Rady Nadzorczej

### SKŁAD OSOBOWY ZARZĄDU

Na 1 stycznia 2023 roku Zarząd Spółki funkcjonował w następującym składzie:

Imię i nazwisko Członka Zarządu	Pełniona funkcja	
Wojciech Dąbrowski	Prezes Zarządu	od 20 lutego 2020 roku
Wanda Buk	Wiceprezes Zarządu ds. Regulacji	od 1 września 2020 roku
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

4 stycznia 2023 roku w wyniku przeprowadzonego postępowania kwalifikacyjnego, Rada Nadzorcza podjęła Uchwałę nr 107/XII/2023 w sprawie powołania Pana Rafała Włodarskiego w skład Zarządu spółki PGE S.A., powierzając z dniem 9 stycznia 2023 roku funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Wsparcia i Rozwoju.

28 marca 2023 roku Pan Ryszard Wasilek złożył rezygnację z pełnienia funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych z dniem 30 kwietnia 2023 roku.

19 kwietnia 2023 roku w wyniku przeprowadzonego postępowania kwalifikacyjnego, Rada Nadzorcza podjęła Uchwałę nr 155/XII/2023 w sprawie powołania Pana Przemysława Kołodziejaka w skład Zarządu spółki PGE S.A. powierzając z dniem 1 maja 2023 roku funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych.

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

- Wojciech Dąbrowski – Prezes Zarządu
- Wanda Buk – Wiceprezes ds. Regulacji
- Przemysław Kołodziejak – Wiceprezes ds. Operacyjnych
- Lechosław Rojewski – Wiceprezes ds. Finansowych
- Paweł Śliwa – Wiceprezes ds. Innowacji
- Rafał Włodarski – Wiceprezes ds. Wsparcia i Rozwoju

### SKŁAD OSOBOWY RADY NADZORCZEJ

Na dzień 1 stycznia 2023 roku Rada Nadzorcza funkcjonowała w składzie:

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

9 lutego 2023 roku do Spółki wpłynęła rezygnacja Pana Marcina Kowalczyka z pełnienia funkcji w Radzie Nadzorczej PGE S.A. z dniem 9 lutego 2023 roku.

28 kwietnia 2023 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE S.A. powołało Pana Cezarego Falkiewicza do składu Rady Nadzorczej.

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Rada Nadzorcza Spółki funkcjonuje w następującym składzie:

- Anna Kowalik - Przewodnicząca Rady Nadzorczej
- Artur Składanek - Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
- Radosław Winiarski - Sekretarz Rady Nadzorczej
- Cezary Falkiewicz - Członek Rady Nadzorczej
- Janina Goss - Członek Rady Nadzorczej
- Zbigniew Gryglas - Członek Rady Nadzorczej
- Tomasz Hapunowicz - Członek Rady Nadzorczej
- Mieczysław Sawaryn - Członek Rady Nadzorczej

Na 1 stycznia 2023 roku komitety stałe Rady Nadzorczej funkcjonowały w 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	Członek
Anna Kowalik	Członek	Członek	Członek	Członek
Mieczysław Sawaryn	Członek	Członek	Członek	Przewodniczący
Artur Składanek	Przewodniczący		Członek	
Radosław Winiarski	Członek		Przewodniczący	

9 lutego 2023 roku do Spółki wpłynęła rezygnacja Pana Marcina Kowalczyka z pełnienia funkcji w Radzie Nadzorczej PGE S.A. z dniem 9 lutego 2023 roku.

6 czerwca 2023 roku Rada Nadzorcza PGE S.A. uchwałą nr 162/XII/2023 powołała Pana Cezarego Falkiewicza w skład Komitetów: Nominacji i Wynagrodzeń, Komitetu Strategii i Rozwoju oraz Komitetu Audytu Rady Nadzorczej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania komitety stałe Rady Nadzorczej funkcjonują w składzie:

Imię i nazwisko Członka Rady Nadzorczej	Komitet Audytu	Komitet Ładu Korporacyjnego	Komitet Strategii i Rozwoju	Komitet Nominacji i Wynagrodzeń
Cezary Falkiewicz	Członek		Członek	Członek
Janina Goss	Członek			Członek
Zbigniew Gryglas		Członek	Członek	
Tomasz Hapunowicz		Przewodniczący	Członek	
Anna Kowalik	Członek	Członek	Członek	Członek
Mieczysław Sawaryn	Członek	Członek	Członek	Przewodniczący
Artur Składanek	Przewodniczący		Członek	
Radosław Winiarski	Członek		Przewodniczący	

## 4.4. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych

### AKCJONARIUSZE SPÓŁKI POSIADAJĄCY ZNACZNE PAKIETY AKCJI

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 – TF Silesia	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%
<b>Razem</b>	<b>2 243 712 994</b>	<b>2 243 712 994</b>	<b>100,00%</b>

### AKCJE WŁASNE

Na 30 września 2023 roku PGE S.A. oraz spółki zależne nie posiadały akcji własnych.

### AKCJE JEDNOSTKI DOMINUJĄCEJ BĘDĄCE W POSIADANIU OSÓB ZARZĄDZAJĄCYCH I NADZORUJĄCYCH

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu Spółki, żadna z osób zarządzających i nadzorujących Spółkę na dzień 30 września 2023 roku nie posiadała akcji jednostki dominującej ani akcji/udziałów w jednostkach powiązanych z PGE S.A.

## 4.5. Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

## 4.6. Istotne pozycje pozabilansowe

Opis istotnych pozycji pozabilansowych został przedstawiony w nocie 11 oraz 24 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

## 4.7. Oddziały posiadane przez Spółkę

Spółka posiada Oddział Centrum Wiedzy i Rozwoju Grupy PGE z siedzibą w Lublinie.

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

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu PGE S.A., kwartalny raport finansowy, zawierający skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGE i kwartalną informację finansową PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz 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 zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej 21 listopada 2023 roku.

Warszawa, 21 listopada 2023 roku

Podpisy Członków Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

**Prezes  
Zarządu**

**Wojciech Dąbrowski**

**Wiceprezes  
Zarządu**

**Wanda Buk**

**Wiceprezes  
Zarządu**

**Przemysław Kołodziejak**

**Wiceprezes  
Zarządu**

**Lechosław Rojewski**

**Wiceprezes  
Zarządu**

**Paweł Śliwa**

**Wiceprezes  
Zarządu**

**Rafał Włodarski**



## Słowniczek pojęć branżowych

ARA	Dolarowy indeks cen węgla w EU. Loco w portach Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia
BAT	Best Available Technology – Najlepsze dostępne technologie
Biomasa	stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, a w szczególności surowce rolnicze
BREF	Best Available Techniques Reference Document – Dokument referencyjny BAT
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine - układ gazowo-parowy z turbiną gazową
Dobre Praktyki	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 ciepłone	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
EUA	European Union Allowances - zbywalne prawa do emisji CO <sub>2</sub> , 1 EUA uprawnia do emisji jednej tony CO <sub>2</sub>
EU ETS	European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme, wspólnotowy system handlu emisjami. Zasady jego funkcjonowania określa Dyrektywa Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, zmieniona Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z 23 kwietnia 2009 roku (Dz.U.UE L z 5.6.2009, Nr 140, str. 63–87)
EW	Elektrownia Wodna
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
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
Grupa taryfowa	grupa odbiorców pobierających energię elektryczną lub ciepło lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną lub ciepło, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania
GW	gigawat, jednostka mocy w układzie SI, 1 GW = 10 <sup>9</sup> W
GWe	gigawat mocy elektrycznej
GWt	gigawat mocy cieplnej
HCl	chlorowodór
Hg	rtęć

IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle, technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa
IOS	Instalacja Odsiarczania Spalin
IRGiT	Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.
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
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.
LZO	Licznik Zdalnego Odczytu
MEW	Małe Elektrownie Wodne
MFW	Morska Farma Wiatrowa
MIE	Minimalna Ilość Energii
Moc osiągalna	największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana przez wytwórcę cieplnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
Moc zainstalowana	formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji (wartość historyczna – niezmienna w czasie)
MSR	rezerwa stabilizacyjna rynku (dotyczy CO <sub>2</sub> )
MW	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MWe	megawat mocy elektrycznej
MWt	megawat mocy cieplnej
NH <sub>3</sub>	amoniak
Nm <sup>3</sup>	normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m <sup>3</sup> przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
NO <sub>x</sub>	tlenki azotu

Odnawialne źródło energii (OZE)	źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych
Operacyjna rezerwa mocy (ORM)	zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JGWA) będących w ruchu albo 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.
Opłata kogeneracyjna	element rachunku za energię elektryczną pobierany w celu sfinansowania nowego mechanizmu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji (system aukcyjny od 2019 roku).
Opłata OZE	opłata OZE służy zapewnieniu dostępności energii ze źródeł odnawialnych w KSE. Opłatę OZE przeznaczają się wyłącznie na pokrycie ujemnego salda z tyt. rozliczeń energii ze źródeł odnawialnych pomiędzy wytwórcami tej energii i sprzedawcami energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz kosztów działalności Zarządcy Rozliczeń S.A. (dysponenta opłat OZE).
Opłata przejściowa	element opłaty dystrybucyjnej pobierany w celu zrekompensowania zakładom energetycznym strat wynikających z przedterminowego rozwiązania Kontraktów Długoterminowych (KDT).
OTF	Organized Trading Facilities
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
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 mialów energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku energetycznym
PSCMI-2	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen mialów 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.
REPowerEU	plan KE w zakresie oszczędzania energii, produkcji ekologicznej oraz dywersyfikacji dostaw energii w związku z zakłóceniami na światowym rynku energii spowodowanymi inwazją Rosji na Ukrainę
RIG	usługa Rezerwa Interwencyjna Gotowość - jest to gotowość elektrowni do świadczenia usługi generacji mocy czynnej lub poboru tej mocy na żądanie PSE S.A.
Rynek bilansujący (RB)	techniczna platforma równoważenia popytu i podaży na rynku energii elektrycznej. Rozliczane są na nim różnice między ilościami energii planowanymi (zgłoszonymi grafikami dostaw), a rzeczywiście dostarczonymi/odebranymi. Celem działania rynku bilansującego jest bilansowanie różnic pomiędzy transakcjami zawartymi między poszczególnymi uczestnikami rynku, a rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Uczestnikami rynku bilansującego mogą być: wytwórcy, odbiorcy energii, rozumiani jako podmioty przyłączone do sieci objętej obszarem rynku bilansującego (w tym odbiorcy końcowi oraz odbiorcy sieciowi), spółki obrotu, giełdy energii oraz PSE S.A., jako przedsiębiorstwo bilansujące.
Rynek SPOT	rynek, na którym transakcje są realizowane najpóźniej w drugim dniu roboczym od momentu ich zlecenia. Transakcje dokonywane na rynku kasowym są opłacane w momencie ich zawarcia – transferowi podlega w tym przypadku kapitał.
R&D	Research and Development (ang.), ( <i>Badania i Rozwój</i> )
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
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 <sup>9</sup> 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 <sup>2</sup> ) / (A x s <sup>3</sup> )
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, 1 W = 1J/1s = 1 kg x m <sup>2</sup> x s <sup>-3</sup>
WRA	Wartość Regulacyjna Aktywów
Wskaźnik N:W	stosunek objętości zdejmowanego nadkładu w m <sup>3</sup> 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
ZHZW	Umowa o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi