

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU

z działalności Grupy Kapitałowej PGE
za okres 6 miesięcy

zakończony dnia 30 czerwca 2023 roku



Prowadzimy w zielonej zmianie

SPIS TREŚCI

1. Grupa Kapitałowa PGE	4
1.1. Charakterystyka działalności	4
2. Ryzyka w działalności GK PGE	6
2.1. Perspektywa bieżąca	8
2.2. Perspektywa długoterminowa	13
2.3. Ryzyko klimatyczne	14
3. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe	19
3.1. Otoczenie makroekonomiczne	19
3.2. Otoczenie rynkowe	21
3.3. Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂	29
3.4. Otoczenie regulacyjne	30
4. Działalność Grupy Kapitałowej PGE	37
4.1. Podstawowe dane operacyjne GK PGE	37
4.2. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE	40
4.3. Charakterystyka segmentów działalności	46
5. Pozostałe elementy Sprawozdania	82
5.1. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	82
5.2. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej	94
5.4. Zmiany w składzie Zarządu i Rady Nadzorczej	97
5.5. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	99
5.6. Publikacja prognoz wyników finansowych	99
5.7. Istotne pozycje pozabilansowe	99
5.8. Oddziały posiadane przez Spółkę	99
6. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego	100
7. Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego	100
8. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	101
Słowniczek pojęć branżowych	102

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mIn PLN	49 560	32 625	52%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mIn PLN	3 549	4 254	-17%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mIn PLN	5 872	6 392	-8%
Marża EBITDA	%	12%	20%	
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację skorygowany o zdarzenia jednorazowe (EBITDA powtarzalna)	mIn PLN	6 205	4 212	47%
Marża EBITDA powtarzalna	%	13%	13%	
Zysk netto	mIn PLN	2 171	3 305	-34%
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	3 953	1 844	114%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mIn PLN	339	5 015 ¹	-93%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mIn PLN	-5 491	-2 720	102%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mIn PLN	3 633	1 928	88%

Kluczowe dane finansowe		30 czerwca 2023 roku	31 grudnia 2022 roku	Zmiana %
Kapitał obrotowy	mIn PLN	-2 548	-1 269	101%
Zadłużenie netto	mIn PLN	7 627²	-2 656	-
Zadłużenie netto/LTM EBITDA ³ raportowana	x	0,94	-0,31	
Zadłużenie netto/LTM EBITDA ³ powtarzalna	x	0,84	-0,37	

Zdarzenia jednorazowe mające wpływ na EBITDA		I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	mIn PLN	-331	2 160	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	mIn PLN	-52	-19	174%
Rekompensaty KDT	mIn PLN	-31	2	-
Korekta szacunku odpisu na Fundusz Wpłaty Różnicy Ceny (WRC) za 2022 rok	mIn PLN	81	0	-
Rezerwa na prosumentów	mIn PLN	0	37	-
Razem	mIn PLN	-333	2 180	-

¹Przekształcenie danych porównawczych zostało opisane w nocie 4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

²Szacunkowe ekonomiczne zadłużenie netto (uwzględniające przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO₂) wynosi 19 250 mln PLN.

³LTM EBITDA - EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego.

1. Grupa Kapitałowa PGE

1.1. Charakterystyka działalności

Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (GK PGE, Grupa Kapitałowa PGE, Grupa Kapitałowa, Grupa PGE, Grupa) jest największym zintegrowanym pionowo producentem energii elektrycznej oraz ciepła w Polsce. Dzięki połączeniu własnej bazy surowcowej, wytwarzania energii elektrycznej oraz sieci dystrybucyjnej Grupa PGE gwarantuje bezpieczne i niezawodne dostawy energii elektrycznej do 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 CO₂, 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.

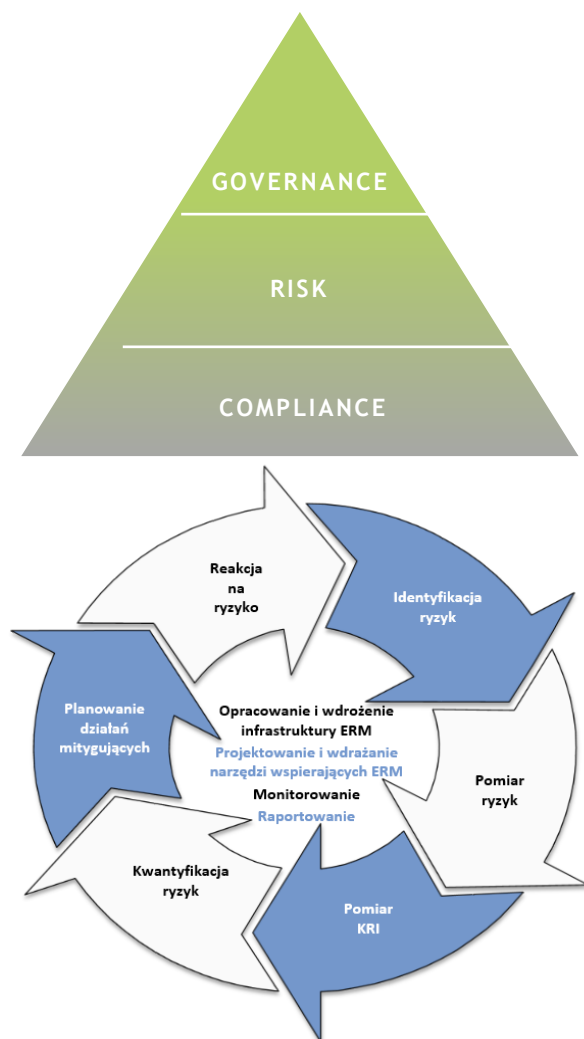
POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

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, księgowo-kadrowych, transportowych oraz inwestycje w start-up'y.

Dodatkowo w ramach segmentu funkcjonują spółki odpowiedzialne za budowę bloków gazowo-parowych w Gryfinie (PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.), 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. Ryzyka w działalności GK PGE



PGE S.A., jako Centrum Korporacyjne zarządzające Grupą Kapitałową, kreuje i wdraża rozwiązania w zakresie architektury zintegrowanego zarządzania ryzykiem w GK PGE. W szczególności kształtuje polityki, standardy i praktyki zarządzania ryzykiem w GK PGE, opracowuje i rozwija wewnętrzne narzędzia IT wspomagające te procesy, określa globalny apetyt na ryzyko oraz adekwatne limity, a także monitoruje ich poziomy. Spółki z Grupy Kapitałowej PGE, podobnie jak inne podmioty z sektora elektroenergetycznego, narażone są na ryzyka i zagrożenia wynikające ze specyfiki prowadzonej działalności operacyjnej oraz funkcjonowania w określonym otoczeniu rynkowym i regulacyjno-prawnym.

W GK PGE zarządzanie ryzykiem realizowane jest w oparciu o model GRC (Governance – Risk – Compliance) tj. koncepcję 3 linii obrony (Biznes – Ryzyko – Audyt). Umożliwia to dopasowanie i integrację procesu na wszystkich poziomach zarządzania w poszczególnych obszarach działalności. Ustanowienie na najwyższym poziomie zarządczym Komitetu Ryzyka, raportującego bezpośrednio do Zarządu, zapewnia nadzór nad efektywnością zarządzania ryzykiem w Grupie. Zdefiniowanie funkcji w ramach korporacyjnego zarządzania ryzykiem pozwala na niezależną ocenę poszczególnych ryzyk, ich wpływu na GK PGE oraz limitowanie i kontrolę istotnych ryzyk za pomocą dedykowanych instrumentów. Wydzielenie w ramach Grupy odrębnej funkcji Compliance gwarantuje, że prowadzona przez GK PGE działalność jest zgodna z uwarunkowaniami prawnymi oraz zapewnia przestrzeganie przyjętych norm wewnętrznych.

Grupa Kapitałowa PGE konsekwentnie rozwija kompleksowy system zarządzania ryzykami oraz ocenia i analizuje ryzyka w kluczowych spółkach GK PGE. Mechanizmy identyfikacji obszarów narażonych na ryzyko oraz sposoby pomiaru jego poziomu podlegają ciągłej weryfikacji i doskonaleniu, dzięki czemu istotne ryzyka dotyczące poszczególnych segmentów działalności są utrzymywane w ustalonych granicach poprzez ograniczanie negatywnych skutków tych zagrożeń oraz podejmowanie działań wyprzedzających lub naprawczych, zgodnie z przedstawionym cyklem.

Wszystkie zidentyfikowane i oceniane ryzyka dotyczące bieżącej działalności Grupy umieszczone są w rejestrze ryzyk (księgach ryzyk) prowadzonym przez Departament Ryzyka i Ubezpieczeń (DRU) w PGE S.A. W księgach ryzyk odzwierciedlane są zmiany wartości poszczególnych parametrów ryzyka wraz z informacją o realizowanych działaniach mitygujących (zmniejszających prawdopodobieństwo wystąpienia i minimalizujących negatywne skutki ryzyka) oraz ich skuteczności. Skuteczność realizowanych działań mitygujących oznaczona jest za pomocą następujących trzech kategorii:

- efektywne,
- do usprawnienia,
- do zmiany.



Wśród najistotniejszych ryzyk dla GK PGE (przedstawionych w Rozdziale 2.1) ok. 88% stanowią działania mitygujące z kategorii efektywne, ok. 12% z kategorii do usprawnienia, natomiast nie wystąpiły działania mitygujące z kategorii do zmiany.










Tabela w Rozdziale 2.1 przedstawia najistotniejsze ryzyka zidentyfikowane w GK PGE wraz z ich oceną w perspektywie do końca 2023 roku. Poziom ryzyka oznacza jego potencjalny finansowy wpływ na wyniki Grupy, a perspektywa ryzyka (trend) przypuszczalny kierunek rozwoju ryzyka. Potencjalne zdarzenia determinujące wycenę ryzyk w poprzednim raporcie, obecnie częściowo opisywane są w innych sekcjach tego raportu, jako zdarzenia okresu.










Obecny scenariusz (perspektywa do końca 2023 roku) uwzględnia sytuację potencjalnego wydzielenia aktywów węglowych (segment Energetyka Konwencjonalna) z Grupy PGE.

2.1. Perspektywa bieżąca

Poniżej przedstawiono najważniejsze ryzyka i zagrożenia w PGE S.A. oraz Grupie PGE wraz z ich oceną oraz perspektywą na rok 2023.

Poziom ryzyka	 Niski	 Średni	 Wysoki	Działania mitygujące i narzędzia służące zarządzaniu ryzykiem
Perspektywa ryzyka w kolejnym okresie	↙ Spadek	↗ Wzrost	↔ Stabilna	
poziom niski	ryzyko, które nie stwarza zagrożenia i może być tolerowane			
poziom średni	ryzyko, co do którego powinna być przygotowana odpowiednia reakcja, oparta na analizie kosztów i korzyści			
poziom wysoki	ryzyko nietolerowalne, wymagające podjęcia bezzwłocznej i aktywnej reakcji na ryzyko, zmierzającej do jednoczesnego zmniejszenia możliwych skutków oraz prawdopodobieństwa jego wystąpienia			
Ryzyka rynkowe i produktowe związane z cenami i wolumenami oferowanych produktów i usług	Marża brutto na energii elektrycznej z aktywów wytwórczych GK PGE i obrocie produktami powiązanimi – jej wysokość jest narażona na ryzyko wynikające z niepewności co do przyszłych poziomów i zmienności cen rynkowych (cen energii elektrycznej oraz cen kluczowych produktów energetycznych, tj. CO ₂ , paliw, w tym w szczególności węgla kamiennego, gazu i praw majątkowych) oraz kwestii regulacyjnych dotyczących poziomów cen energii elektrycznej, EUA oraz paliw		↔	Najważniejsze działania: <ul style="list-style-type: none"> Optymalizacja aktywów wytwórczych - określenie scenariuszy produkcyjnych dla zaktualizowanych parametrów rynkowych energii elektrycznej, CO₂ i paliw. Określenie i realizacja strategii zabezpieczania marży poprzez zabezpieczanie przychodów z aktywów wytwórczych GK PGE (sprzedaż energii elektrycznej) oraz kosztów (zakup EUA oraz paliw), monitorowanie limitów odnoszących się do oczekiwanego na dany moment poziomu zabezpieczonej marży. Ustalanie poziomu zabezpieczenia pozycji z uwzględnieniem wyników pomiaru ryzyka cen energii elektrycznej i produktów powiązanych, opartego o miary „at risk”. Docelowe poziomy zabezpieczenia określane są z uwzględnieniem sytuacji finansowej i Strategii Grupy. Monitorowanie ekspozycji na ryzyko dla poszczególnych obszarów, w odniesieniu do wyznaczonych limitów i strategii zabezpieczenia określonych przez Komitet Ryzyka lub Zarząd PGE S.A., poprzez raporty operacyjne sporządzane przez DRU. Badanie, monitorowanie oraz analiza rynków energii elektrycznej i trendów w sektorze oraz otoczenia regulacyjnego w zakresie zmian dotyczących sektora energii elektrycznej i produktów powiązanych w celu optymalnego wykorzystania możliwości wytwórczych i sprzedażowych. Pozyskiwanie nowych klientów - dywersyfikacja kanałów dotarcia do odbiorców końcowych oraz różnicowanie grupy docelowych, poprzez utrzymanie rozbudowanego portfolio produktowego i dopasowanie ofert do zapotrzebowania rynku (w tym rozwój oferty o produkty typu Power Purchase Agreements (PPA)).
	Produkcja energii elektrycznej i ciepła – związana z planowaniem produkcji i negatywnym wpływem czynników kształtujących możliwości produkcyjne		↔	
	Wolumen sprzedaży energii elektrycznej - ryzyko będące pochodną niepewności związanej z kształtowaniem się poziomów marżowości posiadanych aktywów wytwórczych i ryzyko pogarszania się efektywności ekonomicznej aktywów węglowych w związku z polityką regulacyjną dotyczącą sektora		↗	

	<p>energetycznego, wskaźników makroekonomicznych, wpływających na zapotrzebowanie na energię elektryczną i towary energetyczne, w tym m.in. poziom koniunktury gospodarczej, kierunek rozwoju rynku energetycznego (np. zmiany miksu energetycznego), wojna w Ukrainie i podejmowane działania zaradcze</p>			<ul style="list-style-type: none"> ▪ Utrzymywanie dotychczasowych klientów - zdywersyfikowany portfel ofert lojalizujących oraz specjalne oferty dedykowane dla klientów utraconych na rzecz konkurencji. ▪ Dbałość o wysoką jakość obsługi poprzez budowanie kompetencji wśród pracowników oraz kształtowanie relacji w obszarze klientów biznesowych i indywidualnych. ▪ Wykorzystywanie narzędzi wspomagających procesy relacji z klientami, umożliwiające lepsze planowanie oraz organizację samej sprzedaży. ▪ Zapewnienie oczekiwanej gotowości do pracy poszczególnych Jednostek Rynku Mocy. ▪ Ścisła współpraca z URE przez cały rok taryfowy, dostosowywanie strategii zabezpieczania sprzedaży taryfowej do oczekiwanego podejścia URE w zakresie określenia cen taryfowych dla energii elektrycznej. ▪ Ścisła współpraca z Zarządcą Rozliczeń i prezesem URE w sprawie rozliczeń związanych z Ustawą o środkach nadzwyczajnych, mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku (Ustawa o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku).
	<p>Taryfy (ceny regulowane) – wynikające z obowiązku zatwierdzenia dla odpowiednich grup podmiotów stawek dotyczących usług dystrybucyjnych, cen energii elektrycznej i ciepła, a także z opóźnień wypłat rekompensat przez Zarządcę Rozliczeń</p>			
	<p>Rynek Mocy – konsekwencja zagrożeń związanych z niedotrzymaniem zobowiązań wynikających z obowiązku mocowego Jednostek Rynku Mocy</p>			
<p>Ryzyka majątkowe związane z rozwojem i utrzymaniem majątku</p>	<p>Awarie i szkody w majątku – związane z eksploatacją i degradacją w czasie urządzeń i obiektów energetycznych oraz ich ochroną przed czynnikami destrukcyjnymi (m.in. pożary, skutki zjawisk pogodowych, dewastacja)</p>			<p>Najważniejsze działania:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Dywersyfikacja dotychczasowej struktury źródeł produkcyjnych, wprowadzanie technologii ograniczającej negatywny wpływ czynników atmosferycznych. ▪ Aktywna realizacja strategii rozwoju i unowocześniania własnych mocy wytwórczych. ▪ Dokonywanie bieżących remontów zgodnie z najwyższymi standardami sektorowymi. ▪ Ubezpieczenie najważniejszych aktywów wytwórczych na wypadek awarii oraz powstania szkód w majątku. Składniki majątku ubezpieczone są w oparciu o analizę kosztów ubezpieczenia, dostępnych pojemności rynków ubezpieczeniowych na określone ryzyka lub dla poszczególnych rodzajów aktywów, kosztów związanych z ewentualnym odtworzeniem majątku i potencjalnie utraconych przychodów. ▪ Systematyczna poprawa niezawodności dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych poprzez modernizację sieci dystrybucyjnej. ▪ Stałe monitorowanie przepisów i regulacji prawnych dotyczących ochrony środowiska oraz polityki energetycznej.
	<p>Inwestycje rzeczowe – związane ze strategicznymi kierunkami rozwoju GK PGE i ograniczonymi możliwościami pozyskiwania finansowania na te projekty</p>			
	<p>Zarządzanie majątkiem i inwestycje utrzymaniowe – związane z zagrożeniami wynikającymi z utrzymania we właściwym stanie technicznym majątku produkcyjnego</p>			

Ryzyka operacyjne związane z realizacją bieżących procesów gospodarczych	Gospodarowanie paliwami – związane z niepewnością co do kosztów, jakości, terminowości i ilości dostarczanych paliw (głównie węgla kamiennego), surowców produkcyjnych oraz sprawnością procesu zarządzania zapasami		 ¹	Najważniejsze działania: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Optymalizacja czasu życia urządzeń i dyspozycyjności kluczowych składników majątku. ▪ Terminowe przeglądy, remonty i modernizacje posiadanego majątku. ▪ Optymalizacja kosztów, m.in. poprzez monitorowanie cen i stanu zapasów paliw oraz zabezpieczenie ich dostaw w postaci długoterminowych kontraktów z dostawcami oraz formuł ustalania cen. ▪ Monitorowanie sieci teleinformatycznych z uwagi na wzmożoną działalność grup przestępczych w związku z wojną w Ukrainie. ▪ Monitorowanie zmian prawnych i zmian norm technicznych w zakresie ubocznych produktów spalania. ▪ Inwestycje w poprawę sprawności procesu spalania. ▪ Stałe monitorowanie dostępności usług. ▪ Tworzenie Planów Ciągłości Działania dla krytycznych systemów, opracowywanie i testowanie procedur awaryjnych. ▪ Stały kontakt i współpraca z DRU oraz innymi komórkami organizacyjnymi Spółki w zakresie zidentyfikowanych nowych ryzyk lub luk w aktualnych umowach ubezpieczeniowych. ▪ Rozpoczęcie operacyjnej działalności brokera wewnętrznego PGE Asekuracja S.A. ▪ Centralizacja procesu likwidacji szkód. ▪ Bieżący monitoring zmian w przepisach prawa. ▪ Szkolenia w zakresie regulacji zapobiegających praniu pieniędzy oraz finansowaniu terroryzmu. ▪ Prowadzenie odpowiedzialnej polityki medialnej w zakresie sporu dot. Kopalni Turów. ▪ Wymóg zapoznania się z Dobrymi Praktykami Zakupowymi oraz z Kodeksem Postępowania dla Partnerów Biznesowych spółek GK PGE. ▪ Odpowiednia ścieżka akceptacji oraz regulacje wewnętrzne dotyczące procesu zakupowego. ▪ Kontrola środowiska pracy. ▪ Szkolenie pracowników w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy. ▪ Informowanie o zagrożeniach, obostrzeniach i zasadach związanych z COVID-19 (dedykowana zakładka w Intranecie). ▪ Aktywny udział Grupy PGE w programach stażowych oraz współpracy z ośrodkami edukacji w celu zapewnienia dopływu wykwalifikowanych kadr.
	Cyberbezpieczeństwo – ryzyko celowego zakłócenia prawidłowego funkcjonowania, przestrzeni przetwarzania i wymiany informacji tworzonej przez systemy informatyczne działające w Grupie			
	Nadzór nad polisami ubezpieczeniowymi – zagrożenia wynikające z niedostosowania umowy ubezpieczenia do potrzeb lub nieprzestrzegania warunków umowy ubezpieczenia, co może skutkować brakiem odszkodowania w całości lub w części	 ²		
	Reputacja – ryzyko związane z negatywnym odbiorem wizerunku podmiotu przez klientów, kontrahentów, inwestorów, akcjonariuszy, a także opinię publiczną		 ³	
	Zakupy – związane z nieefektywnością i nieprawidłowością realizacji procesu zakupowego		 ⁴	
	Zasoby ludzkie – związane z trudnościami w zapewnieniu kadry o odpowiednim doświadczeniu, kompetencjach i zdolnościach do realizacji określonych zadań			
	Dialog społeczny – związane z nieosiągnięciem porozumienia pomiędzy władzami Grupy PGE a stroną społeczną, mogącego			

¹ Spadek trendu ryzyka wynika ze spadku cen paliw.

² Poziomy i trend ryzyka uwarunkowany został sytuacją związaną z planowanym wydzieleniem aktywów węglowych do Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE).

³ Wzrost trendu ryzyka związany jest z prowadzonym postępowaniem w sprawie pozwolenia środowiskowego dla Kopalni Turów.

⁴ Wysoki trend ryzyka związany jest z koniecznością weryfikacji kontrahentów w łańcuchach dostaw (listy sankcyjne).

	doprowadzić do strajków/sporów zbiorowych			<ul style="list-style-type: none"> Ocena i szkolenie kadr w celu optymalnego ich wykorzystania w strukturach Grupy. Prowadzenie intensywnego i skutecznego dialogu w celu uniknięcia eskalacji ewentualnych sporów ze stroną społeczną oraz wypracowania jak najkorzystniejszych rozwiązań w obszarze zatrudnienia i związanych z tym kosztów w ramach GK PGE.
Ryzyka regulacyjno – prawne związane z wypełnieniem wymogów otoczenia prawnego	Ochrona środowiska – obowiązki wynikające z przepisów określających wymogi środowiskowe, jakie powinny spełniać instalacje energetyczne oraz zasad korzystania ze środowiska naturalnego, w tym niepewność co do ich ostatecznego kształtu i poziomu limitów oraz sprawozdawczości z zakresu ESG	■■■	↔	Najważniejsze działania: <ul style="list-style-type: none"> Monitoring wprowadzanych i proponowanych zmian prawnych zapewnia, że działalność prowadzona w podstawowych segmentach operacyjnych odbywa się zgodnie z przepisami oraz, że GK PGE dysponuje rozwiązaniami uwzględniającymi ewentualne zmiany w otoczeniu prawnym. Dialog społeczny. Nadzór operacyjny w zakresie planowanych oraz realizowanych działań inwestycyjnych i modernizacyjnych odnośnie spełnienia wymagań środowiskowych. Udoskonalanie działań na rzecz ochrony i poprawy stanu środowiska, poprzez wdrażanie rozwiązań technologicznych i organizacyjnych, zapewniających sprawne i efektywne zarządzanie tym obszarem. Monitoring regulacji krajowych dot. Ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku. Zmniejszanie emisyjności aktywów wytwórczych GK PGE, rozwój nisko- i zeroemisyjnych źródeł wytwarzania energii. Dostosowanie regulacji wewnętrznych oraz praktyk postępowania tak, aby prowadzona działalność była zgodna z regulacjami branżowymi i obowiązującymi przepisami. Monitorowanie i analiza stanu otoczenia regulacyjnego GK PGE na szczeblu międzynarodowym z oceną ryzyk. Ocena wpływu proponowanych zmian regulacyjnych na szczeblu międzynarodowym na GK PGE. Opiniowanie i kreowanie zmian otoczenia regulacyjnego na poziomie międzynarodowym w zakresie strategicznym. Zarządzanie współpracą i kontaktem z interesariuszami w zakresie regulacji na poziomie międzynarodowym, w tym poprzez działania Biura PGE S.A. w Brukseli. Realizacja czynności prawnych pozwalających na utrzymanie decyzji środowiskowej, dającej koncesję na wydobycie węgla brunatnego dla Kopalni Turów do 2044 roku. Zarządzanie członkostwem oraz prowadzenie współpracy GK PGE w organizacji branżowej - Polski Komitet Energii Elektrycznej.
	Tarcza Solidarnościowa – ryzyko związane z koniecznością dokonywania odpisu na Fundusz WRC oraz składania sprawozdań z jego wykonania	■■■	↔	
	Bezpieczeństwo pracowników – związane z niezapewnieniem bezpiecznych warunków pracy	■■■	↔	
	Klimat – zobowiązania wynikające z ustaleń na poziomie unijnym, krajowym i celów strategicznych w zakresie polityki klimatyczno-energetycznej UE oraz sprawozdawczości z zakresu kwestii ESG	■■■	↔	
	Koncesje – wynikające z ustawowego obowiązku posiadania koncesji w związku z prowadzoną działalnością	■■■	↗ ⁵	
	Sprawozdawczość i podatki – związane ze zmianami w przepisach podatkowych i ich interpretacji oraz ich praktycznym, poprawnym wdrożeniem	■■■	↔	

⁵ Wzrost trendu ryzyka związany jest z prowadzonym postępowaniem w sprawie pozwolenia środowiskowego dla Kopalni Turów.

				<ul style="list-style-type: none"> Przygotowanie do realizacji nowych obowiązków raportowych wynikających z nowego prawodawstwa Unii Europejskiej (dyrektywa CSRD/ESRS, taksonomia, CSDD). Monitoring regulacji wewnętrznych, implementujących unijne dyrektywy środowiskowe do porządku krajowego. Udział w ratingach ESG i badaniach inwestorów zagranicznych. Efektywne pozyskiwanie finansowania zewnętrznego oraz dozwolonej pomocy publicznej na realizację planowanych nisko- i zeroemisyjnych inwestycji przez GK PGE.
Ryzyka finansowe związane z prowadzoną gospodarką finansową	Kredytowe – związane z niewypłacalnością kontrahenta, częściową i/lub nieterminową spłatą należności lub innym odstępstwem od warunków kontraktowych (np. brakiem realizacji dostawy/odbioru towaru oraz brakiem płatności powiązanych odszkodowań i kar umownych)	■■■	↔	Najważniejsze działania: <ul style="list-style-type: none"> Przeprowadzanie oceny scoringowej kontrahenta, w oparciu o którą ustalany jest rating wewnętrzny i limit kredytowy, który jest regularnie monitorowany i aktualizowany. Ekspozycje przekraczające ustalone limity są zabezpieczane zgodnie z zasadami obowiązującymi w Procedurze zarządzania ryzykiem kredytowym. Poziom wykorzystania limitów jest regularnie monitorowany, prowadzony jest również bieżący monitoring płatności należności oraz stosuje się wczesną windykację. Stosowanie w Grupie PGE centralnego modelu finansowania, zgodnie z którym finansowanie zewnętrzne pozyskiwane jest przez PGE S.A. a spółki zależne w Grupie korzystają z różnych źródeł finansowania wewnątrzgrupowego. Ryzyko utraty płynności monitorowane jest przy pomocy narzędzi okresowego planowania w zakresie prowadzonej działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej. W zakresie ryzyka walutowego i stopy procentowej Grupa PGE przyjęła wewnętrzne zasady zarządzania tymi ryzykami. Spółki z Grupy PGE zawierają transakcje pochodne w zakresie instrumentów opartych o stopę procentową i/lub walutę (IRS, CCIRS, FX Forward) wyłącznie w celu zabezpieczenia zidentyfikowanej ekspozycji na ryzyka. Obowiązujące regulacje nie pozwalają, w zakresie transakcji pochodnych opartych o stopę procentową i walutę, na zawieranie transakcji spekulacyjnych, czyli takich, które miałyby na celu generowanie dodatkowych zysków, wynikających ze zmian poziomu stóp procentowych i zmiany kursów walutowych, jednocześnie narażając Grupę na ryzyko poniesienia ewentualnej straty z tego tytułu.
	Płynność finansowa – związana z możliwością utraty zdolności do obsługi bieżących zobowiązań i pozyskiwania źródeł finansowania działalności biznesowej	■■■	↔ ⁶	
	Stopy procentowe – wynikające z negatywnego wpływu zmian oprocentowania na przepływy pieniężne Grupy PGE	■■■	↙	
	Walutowe – wynikające z niekorzystnego wpływu wahań kursów walutowych na przepływy pieniężne GK PGE denominowane w walucie innej niż waluta krajowa	■■■	↔	

⁶ Niepewność związana z przyszłością legislacji.

2.2. Perspektywa długoterminowa

Przedmiotem oceny są wyzwania i zagrożenia, jakie pojawią się przed Grupą PGE w ciągu najbliższej dekady. Każde z ryzyk długoterminowych oceniane jest pod względem jego wpływu na realizację celów biznesowych, wizerunek firmy oraz ciągłość działania. Przedstawiony wynik jest dominantą (wartością najczęściej występującą w wynikach) z tych trzech aspektów.

KIERUNKI ROZWOJU - ryzyko utraty wiodącej pozycji Grupy PGE na rynku energetycznym.

DOSTĘP DO FINANSOWANIA – ryzyko związane z niepozyskaniem przez GK PGE finansowania koniecznego do zrealizowania planowanych inwestycji.

KONKURENCJA – ryzyko wynikające ze zmian strukturalnych w branży energetycznej (między innymi powstanie NABE), mające wpływ na otoczenie konkurencyjne GK PGE.

GEOPOLITYKA - ryzyko wynikające ze zmiany czynników i zjawisk geopolitycznych (m.in. polityka Unii Europejskiej, rozbieżność interesów poszczególnych państw, wojna w Ukrainie), powodujące ograniczony dostęp do surowców i ich podaży dla GK PGE.

ZMIANY KLIMATU (METEOROLOGIA) – ryzyko wynikające z zagrożeń fizycznych, związanych z występowaniem ekstremalnych zjawisk pogodowych i wzrostem ich częstotliwości, w wyniku których mogą zostać uszkodzone składniki majątku GK PGE oraz zmiany klimatu, mające wpływ na zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło.

ŹRÓDŁA WYTWARZANIA ENERGII – ryzyko wynikające z nieodtworzenia zasobów wytwórczych z nowych źródeł energii (po wydzieleniu NABE) w oczekiwanym wolumenie.

PRAWO I REGULACJE – ryzyko związane ze zmianami systemu prawnego i niepewnością otoczenia regulacyjnego, w tym: ograniczenie maksymalnych marż, zmiana systemów wsparcia, obciążeń regulacyjnych wynikających z wymogów środowiskowych.

REWOLUCJA TECHNOLOGICZNA - ryzyko wynikające z rozwoju technologicznego, mającego istotny wpływ na kierunek zmian dotyczących rynku energii.

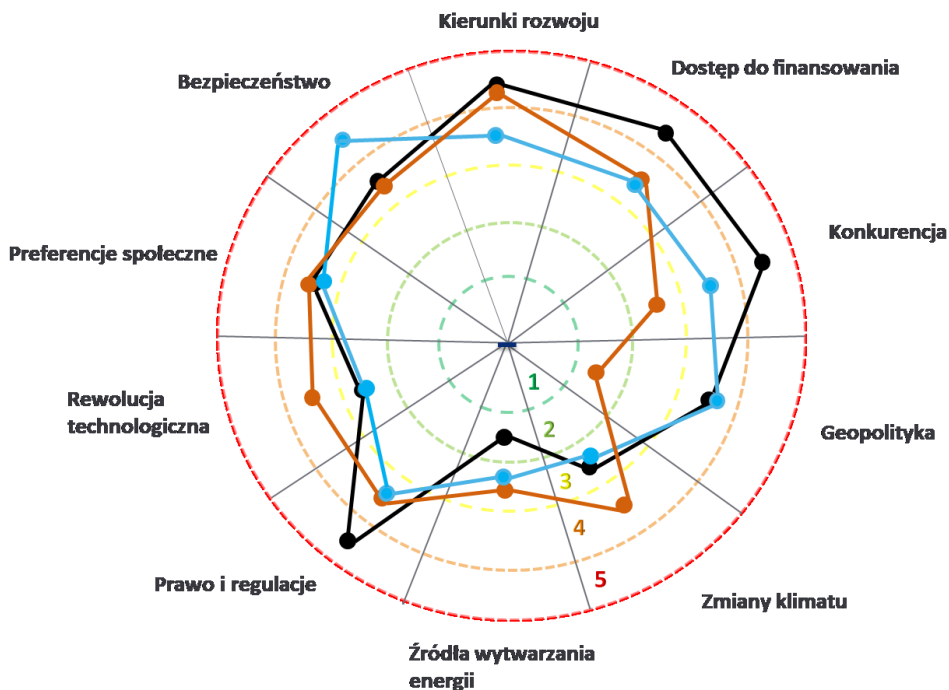
PREFERENCJE SPOŁECZNE – ryzyko wynikające ze spodziewanej dalszej ewolucji preferencji społecznych w kierunku dbałości o środowisko, prowadzenia zrównoważonej działalności gospodarczej i odpowiedzialności społecznej (z perspektywy oczekiwań klienta masowego, oceny atrakcyjności pracodawcy oraz opinii społecznej).

BEZPIECZEŃSTWO – ryzyko wynikające z negatywnego wpływu m.in. sytuacji geopolitycznej zarówno na bezpieczeństwo fizyczne jak i cyberbezpieczeństwo działalności prowadzonej przez GK PGE, w tym ryzyko celowego zakłócenia prawidłowego funkcjonowania przestrzeni przetwarzania i wymiany informacji, tworzonej przez systemy informatyczne funkcjonujące w GK PGE (ingerencja w jakikolwiek element infrastruktury GK PGE, skutkująca zaburzeniem pracy infrastruktury ICT (Information and Communication Technologies) oraz OT (Operational Technology)).

Wykres: Mapa ryzyk długoterminowych

Wpływ:

- na realizację celów
- na wizerunek
- na ciągłość działania



Skala oceny:



Źródło: Opracowanie własne

Umiejscowienie na mapie ryzyk na podstawie oceny poziomu istotności przedstawia wpływ danego ryzyka na trzy aspekty działania:

- realizacja celów biznesowych,
- wizerunek firmy,
- ciągłość działania.

Mapa ryzyk długoterminowych powstała w oparciu o elementy dominujące w odpowiedziach, wg subiektywnego postrzegania tych ryzyk przez najwyższą kadrę kierowniczą PGE S.A. (Członkowie Zarządu i Dyrektorzy Pionów) podczas warsztatów strategicznych przeprowadzonych 2 marca 2023 roku.

2.3. Ryzyko klimatyczne

Grupa Kapitałowa PGE ma świadomość wpływu swojej działalności na klimat, jak również zagrożeń płynących ze zmian klimatycznych dla działalności Grupy. Ta współzależność generuje zarówno ryzyka, jak i możliwości rozwoju. Dlatego też zrozumiałe są oczekiwania interesariuszy w zakresie raportowania wpływu działalności na środowisko, uznając zarządzanie ryzykiem klimatycznym za kluczowy element zarządzania strategicznego, z bezpośrednim wpływem na aspekty finansowe.

W związku z powyższym GK PGE koncentruje się nie tylko na ryzykach, ale również na szansach, aby zapewnić odporność na zagrożenia oraz zwiększanie zrównoważonych przychodów Grupy. Grupa Kapitałowa PGE podjęła szereg działań ukierunkowanych na osiągnięcie neutralności klimatycznej w 2050 roku, które zostały wskazane

w Strategii Grupy PGE do 2030 roku oraz kontynuuje prace nad wdrożeniem Strategii ESG Grupy PGE, koncentrującej się na 4 obszarach:

- konkurencyjności na rynku finansowym,
- bycia liderem zielonej transformacji,
- kultury korporacyjnej wspierającej zrównoważony rozwój,
- aktywnej komunikacji na temat zrównoważonego rozwoju ze wszystkimi interesariuszami.

Grupa realizuje także działania mające na celu spełnienie wymogów regulacyjnych, zarówno krajowych jak i europejskich. Dotyczy to m.in. Taksonomii Środowiskowej UE⁷, przygotowania do wypełnienia wymagań, wynikających z Dyrektywy w sprawie sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju (CSRD) oraz oczekiwań instytucji finansowych, inwestorów i klientów.

Zagadnienia związane z ryzykiem klimatycznym podlegają rygorom oraz wytycznym, wynikającym z procesu zarządzania ryzykiem korporacyjnym. Organem odpowiadającym za nadzór nad procesem zarządzania ryzykiem korporacyjnym w Grupie PGE, w tym ryzykiem klimatycznym, jest Komitet Ryzyka. Ustanowienie na najwyższym poziomie zarządczym Komitetu Ryzyka, raportującego bezpośrednio do Zarządu, zapewnia nadzór nad efektywnością zarządzania ryzykiem w Grupie. Takie umiejscowienie funkcji ryzyka pozwala na niezależną ocenę poszczególnych ryzyk, ich wpływu na Grupę PGE oraz ograniczanie i kontrolę istotnych ryzyk za pomocą dedykowanych instrumentów.

Ocena ryzyk klimatycznych i związanych z ochroną środowiska realizowana jest na podstawie Procedury Ogólnej Korporacyjnego Zarządzania Ryzykiem. W Grupie PGE ryzyko związane z klimatem analizowane jest zarówno w kontekście wpływu zmian klimatycznych na prowadzony biznes, jak i wpływu biznesu na te zmiany. Identyfikacja i analiza ryzyka związanego z klimatem i ciągłe doskonalenie rozwiązań prośrodowiskowych, jak i narzędzi kontroli pozwala na skuteczne zarządzanie i minimalizację wpływu na klimat, przy jednoczesnej dbałości o wyniki finansowe Grupy PGE. Rozwiązania, jakie wypracowuje Grupa PGE mają na celu jej rozwój i zrównoważoną transformację zgodnie z wymogami klimatycznymi i dbałością o wszystkich interesariuszy.

Zagadnienia klimatyczne oceniane są w sposób centralny w PGE S.A. z uwzględnieniem wszystkich rodzajów działalności jednostek wchodzących w skład Grupy Kapitałowej. Oznacza to, że wynik oceny podawany jest na poziomie GK PGE.

Podejście do zagadnienia ryzyk klimatycznych inspirowane jest rekomendacjami Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD), jednakże przyjęta metoda dotycząca inwentaryzacji i oceny ryzyk, jest wewnętrzną koncepcją PGE S.A.

W 2022 roku Grupa PGE po raz kolejny wzięła udział w międzynarodowym badaniu dot. wpływu działalności GK PGE na środowisko tj. Carbon Disclosure Project - CDP (<https://www.cdp.net/en>). Grupa odpowiedziała na zapytania globalnych inwestorów z zakresu wpływu swojej działalności na klimat i zasoby wodne oraz określiła zarówno ryzyka, jak i szanse z tym związane.

Istnieje współzależność między ryzykiem i możliwościami związanymi z klimatem dla biznesu. Na każdą działalność gospodarczą oddziałują dwa typy ryzyk klimatycznych:

- **ryzyka fizyczne**, związane z fizycznymi skutkami zmian klimatu tj. realnymi zagrożeniami w postaci ekstremalnych zjawisk pogodowych, suszy, powodzi;
- **ryzyka związane z transformacją** (tzw. transformacyjne/przejścia) w kierunku gospodarki niskoemisyjnej i odpornej na zmiany klimatu; dotyczą spełnienia wymogów prawnych, wdrożenia nowych technologii czy też wpływu na reputację firmy.

Zmieniający się klimat oraz czynności na rzecz przeciwdziałania zmianom klimatycznym, zmierzające do ich mitygacji i przystosowania do ich skutków, dostarczają jednocześnie nowych możliwości i szans na rozwój działalności. Dlatego też GK PGE koncentruje się nie tylko na ryzykach, ale również na szansach, aby zapewnić

⁷Grupa Kapitałowa PGE jest zobligowana do ujawnień, w jakim stopniu jej działalność można uznać za zrównoważoną środowiskowo zgodnie z Rozporządzeniem 2020/852 z 18 czerwca 2020 roku w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniającym Rozporządzenie 2019/2088 oraz z Rozporządzeniami Delegowanymi w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje.

sobie odporność na zagrożenia oraz zwiększanie zrównoważonych zysków. Szanse związane z klimatem w Grupie PGE dotyczą przede wszystkim:

- **efektywnego gospodarowania zasobami**, np. w postaci pracy nad rozwiązaniami w zakresie zagospodarowania odpadów i odzysku wartościowych produktów z łopat turbin wiatrowych,
- **nowych źródeł energii elektrycznej** poprzez inwestycje w morskie i lądowe farmy wiatrowe oraz farmy fotowoltaiczne, budowę magazynu energii elektrycznej,
- **nowych produktów** - takich jak rozbudowa portfolio produktowego o inicjatywy PRO EKO - produkty wpisujące się w niskoemisyjne systemy ogrzewania, rozwój produktów/ofert promujących działania niskoemisyjne, podążanie za zmianami preferencji konsumentów czy rozwój rozwiązań ubezpieczeniowych morskich farm wiatrowych,
- **zwiększonej odporności na zmiany klimatyczne** - m.in. w postaci budowania kompetencji w branży morskiej energetyki wiatrowej w ramach współpracy PGE S.A. ze szkołami średnimi oraz uczelniami wyższymi w Polsce, nawiązania współpracy naukowo-badawczej pomiędzy PGE S.A. a instytucjami z branży morskiej energetyki wiatrowej czy podziemnego kablownia.

Ryzyko klimatu w GK PGE zostało zdefiniowane w następujących obszarach:

- **trudności z pozyskiwaniem funduszy pomocowych i zachęt inwestycyjnych** - związane ze zwiększaniem wpływu wymogów klimatycznych, mających znaczenie przy przyznawaniu funduszy pomocowych i zachęt inwestycyjnych w regulacjach krajowych,
- **wymogów związanych z regulacjami międzynarodowymi** - związane z prawodawstwem UE w zakresie polityki energetyczno-klimatycznej, w szczególności w ramach procedowanego pakietu Fit for 55,
- **emisji CO₂** - związane z rosnącymi kosztami uprawnień do emisji, co może negatywnie wpłynąć na rentowność jednostek wytwórczych lub doprowadzić do wstrzymania produkcji w tych jednostkach,
- **operacyjnym** - związane z ekstremalnymi zjawiskami pogodowymi lub zmianami warunków klimatycznych, mogącymi ujemnie wpłynąć na majątek i działalność operacyjną GK PGE,
- **inwestycyjnym** - dotyczące niewypełnienia przez Grupę PGE zobowiązań inwestycyjnych, mających na celu zieloną transformację, na poziomie unijnym, krajowym i własnych celów strategicznych.

Każdy opisany wyżej obszar ryzyka klimatu jest oceniany w perspektywie krótkoterminowej, średnioterminowej oraz długoterminowej. Przyjęte horyzonty czasowe wynikają z analogii do realizowanych badań zewnętrznych.

OCENA WPŁYWU FIZYCZNYCH RYZYK KLIMATYCZNYCH NA DZIAŁALNOŚĆ GK PGE

Globalne ocieplenie, zmieniające się wzorce opadów, podnoszący się poziom mórz oraz ekstremalne zjawiska pogodowe coraz częściej stanowią poważne wyzwanie dla odporności systemów elektroenergetycznych, zwiększając prawdopodobieństwo zakłóceń. Zmiany klimatyczne wpływają bezpośrednio na każdy segment systemu elektroenergetycznego:

- potencjał i wydajność wytwarzania,
- zapotrzebowanie na ogrzewanie i chłodzenie,
- odporność sieci przesyłowych i dystrybucyjnych,
- wzorce popytu.

Grupa PGE mając świadomość zagrożeń płynących ze zmian klimatycznych, w ramach pierwszego etapu procesu zarządzania ryzykiem klimatycznym przeprowadziła ocenę istotnych klimatycznych ryzyk fizycznych (materialnych), mogących mieć negatywny wpływ na prowadzoną działalność, wspierając adaptację do zmian klimatu oraz zwiększając odporność na zagrożenia klimatyczne. Ocenie podlegały czynniki klimatyczne w postaci przede wszystkim temperatury, opadu oraz wiatru i ich negatywny wpływ na kluczowe działalności w Grupie.

Ocena ryzyka związanego z klimatycznymi zagrożeniami fizycznymi w GK PGE została przeprowadzona w perspektywie bieżącej oraz długoterminowej przy zastosowaniu modeli naukowych opisujących możliwe scenariusze klimatyczne tj.:

- RCP 4.5- scenariusz optymistyczny, który zakłada wprowadzanie nowych technologii w celu uzyskania wyższej niż obecnie redukcji emisji gazów cieplarnianych, przyjmując, że wzrost średniej temperatury globalnej wyniesie ok. 2,5°C pod koniec XXI wieku względem epoki przedindustrialnej,
- RCP 8.5- scenariusz pesymistyczny, który zakłada utrzymanie aktualnego tempa wzrostu emisji gazów cieplarnianych, w formule „business as usual”, przyjmując że, średnia temperatura ziemi wzrośnie o 4,5°C pod koniec XXI wieku względem epoki przedindustrialnej.

Przeprowadzona ocena wykazała niski bądź średni wpływ ryzyk związanych z klimatycznymi zagrożeniami fizycznymi na kluczowe działalności w Grupie Kapitałowej. Zgodnie z przyjętym kryterium testowaniu podlegały ryzyka, których ocena wykazała wysoki wpływ. Istotną rolę w procesie oceny wpływu ma m.in. wdrożenie opracowanych w GK PGE środków adaptacyjnych, zwiększających stabilność systemów elektroenergetycznych poprzez zastosowanie rozwiązań bardziej odpornych na warunki pogodowe, np. program kablowania (zamiana sieci przesyłowych napowietrznych na kable umieszczane w gruncie), prewencyjne zarządzanie kluczowymi elementami infrastruktury, mającymi wpływ na ciągłość działania, ubezpieczenia na wypadek wystąpienia zdarzeń związanych ze zjawiskami pogodowymi czy precyzyjnych analiz terenów pod nowe inwestycje.

WPŁYW TRANSFORMACYJNYCH RYZYK KLIMATYCZNYCH NA DZIAŁALNOŚĆ GK PGE

Transformacyjne ryzyka klimatyczne w Grupie Kapitałowej PGE dotyczą przede wszystkim obszarów wpływających na zmianę w kierunku osiągnięcia planowanej do roku 2050 neutralności klimatycznej tj. m.in.: wymagań i regulacji dotychczas istniejących produktów i usług (obszar polityki i prawa), zastępowania istniejących produktów i usług ich niskoemisyjnymi odpowiednikami (obszar technologii) oraz obawy interesariuszy/negatywne opinie (obszar reputacji).

Przykłady ryzyk z ww. obszarów według kategorii:

POLITYKA I PRAWO

Obowiązujące regulacje klimatyczne mają bezpośredni wpływ na przedsiębiorstwa energetyczne. Spółki Grupy Kapitałowej PGE, podobnie jak inne podmioty sektora energetycznego, narażone są na ryzyka i zagrożenia wynikające z charakteru ich działalności oraz funkcjonowania w specyficznym otoczeniu rynkowym i regulacyjno-prawnym. Grupa Kapitałowa PGE działa w otoczeniu, które charakteryzuje się znacznym wpływem regulacji krajowych i zagranicznych. Ryzyko aktualnych regulacji jest szczególnie istotne w kontekście pozyskiwania kapitału, dotacji i wsparcia z funduszy pomocowych.

Grupa PGE podejmuje szereg działań związanych z monitorowaniem dostępnych źródeł wsparcia, rzetelnym przygotowaniem dokumentacji aplikacyjnej oraz posiłkowaniem się eksperckim know-how. GK PGE ma duże doświadczenie w pozyskiwaniu preferencyjnego wsparcia, dysponuje wiedzą i kadrami, która pozwala z powodzeniem realizować ten proces.

POWSTAJĄCE REGULACJE

Powstające regulacje są istotne z punktu widzenia realizacji Strategii i wspierania efektywnego przejścia na technologie nisko- i zeroemisyjne. Grupa Kapitałowa PGE dąży do pełnego wykorzystania dostępnych opcji finansowania dla zielonych inwestycji. Pojawiające się zmiany regulacyjne, takie jak wsparcie infrastruktury UE w celu pobudzenia zrównoważonych inwestycji, uwzględnienie braku finansowania, kary za transakcje negatywne dla klimatu, mogą rodzić istotne ryzyka. Zmiany te będą miały wpływ na ryzyko kredytowe i mogą wpływać na przepływy finansowe generowane przez aktywa należące do GK PGE a tym samym wpływać na ich wartość dochodową.

Ryzyko rosnących kosztów uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, w tym obniżenie limitu bezpłatnych uprawnień do emisji dla Ciepłownictwa, skutkuje zmniejszeniem zdolności do finansowania inwestycji nisko- i zeroemisyjnych.

Grupa Kapitałowa PGE systematycznie podejmuje działania mające na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych. Dekarbonizacja aktywów wytwórczych będzie się nasilać wraz z realizacją Strategii Grupy

Kapitałowej PGE. W efekcie wkład Grupy w uniknięcie emisji CO₂ do 2030 roku ma wynieść 120 mln ton. Jednocześnie inwestycje proekologiczne stanowią trzon działalności inwestycyjnej Grupy Kapitałowej PGE. Ponadto Grupa inwestuje w modernizacje aktywów i inwestycje rozwojowe, obejmujące optymalizację procesów spalania i wprowadzanie rozwiązań mających na celu poprawę sprawności wytwarzania, wyższą efektywność zużycia paliw i surowców oraz ograniczenie energochłonności procesów wytwórczych i potrzeb wewnętrznych.

TECHNOLOGIA

Trwałe zmniejszenie intensywności emisji ma być osiągnięte w Grupie Kapitałowej PGE poprzez zmianę technologii wytwarzania, inwestycje w nowe technologie, rozbudowę portfela odnawialnych źródeł energii, rozwój gospodarki cyrkulacyjnej oraz umożliwienie klientom udziału w transformacji energetycznej. Ryzyko technologiczne obejmuje również wybór optymalnych i efektywnych nowych technologii, wykorzystanie potencjału przez Grupę Kapitałową PGE. Do 2030 roku udział źródeł nisko- i zeroemisyjnych w portfelu wytwórczym Grupy ma osiągnąć 85% a odnawialne źródła energii będą stanowiły 50% wytwarzanej energii. Grupa Kapitałowa PGE dąży do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku.

REPUTACJA

Ryzyko reputacji w przypadku Grupy PGE jest bardzo istotne, ponieważ sektor energetyczny odgrywa ważną rolę we wspieraniu efektywnego przejścia na gospodarkę niskoemisyjną, a docelowo zeroemisyjną. Jako lider transformacji Grupa PGE koncentruje się na zmniejszeniu swojego wpływu na środowisko naturalne. Trwałe zmniejszenie intensywności emisji ma zostać osiągnięte dzięki zmianie technologii wytwarzania, rozbudowie portfela odnawialnych źródeł energii oraz umożliwieniu klientom udziału w transformacji energetycznej poprzez oferowanie im atrakcyjnych produktów. Brak należytego zwracania uwagi na gospodarkę niskoemisyjną oraz kwestie ESG może powodować problemy z dostępem do kapitału.

W celu ograniczenia ryzyka w Grupie Kapitałowej PGE powołano Zespół ds. obliczania śladu węglowego Grupy PGE, utworzono wspólną inicjatywę w ramach Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych celem opracowania sektorowego przewodnika dla jednolitego ujęcia śladu węglowego elektrowni, elektrociepłowni, w tym przesyłu i dystrybucji ciepła oraz dla działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, zwiększono obsady jednostek organizacyjnych zaangażowanych w procesy związane z raportowaniem, dekarbonizacją i oceną ryzyka.

3. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

3.1. Otoczenie makroekonomiczne

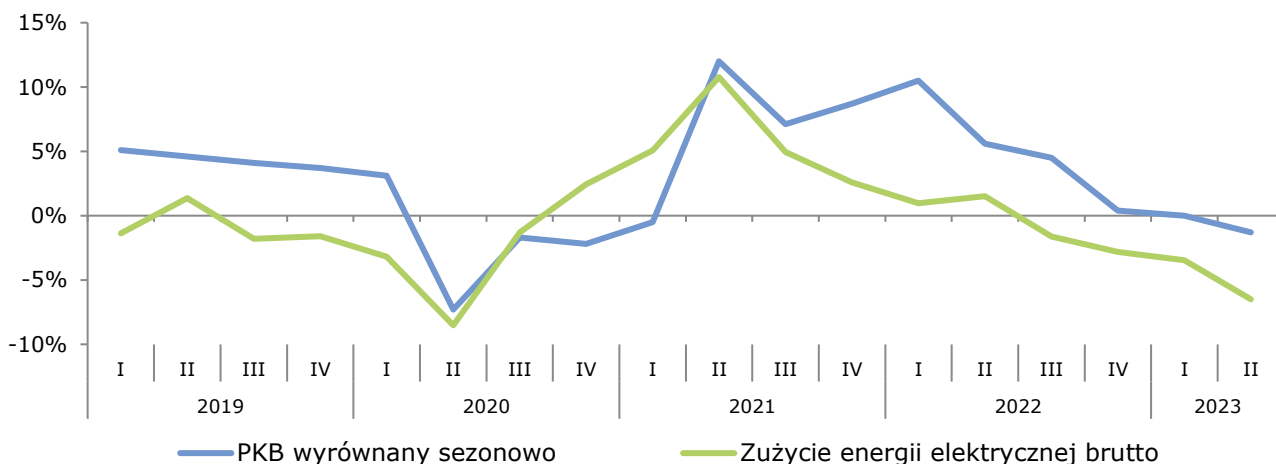
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w UE i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe Grupy wpływ ma 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.

Według wstępnych danych opublikowanych przez Główny Urząd Statystyczny, PKB niewyrównany sezonowo spadł w II kwartale 2023 roku o 0,6% r/r. Związane jest to z pogorszeniem aktywności gospodarczej, słabszą konsumpcją i mniejszą produkcją sprzedaną przemysłu. W II kwartale 2023 roku zanotowano głęboki spadek dynamiki PKB wyrównanego sezonowo (o 1,4% r/r). Również dynamika PKB w ujęciu kwartalnym pokazała spadek realnie o 2,2% względem I kwartału 2023 roku, co jest największym spadkiem od czasów pandemii COVID-19 i drugim kwartałem z rzędu z ujemną dynamiką PKB. Oznacza to, że Polska gospodarka weszła w techniczną recesję. Pomimo gorszych wyników w II kwartale 2023 roku, prognozowane jest powolne odbicie PKB i powrót do dodatniej dynamiki w II półroczu 2023 roku, głównie za sprawą rosnącej konsumpcji.

W I półroczu 2023 roku odnotowano spadek zużycia energii elektrycznej brutto o 5% r/r. Mniejsze zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce w I półroczu 2023 roku względem I półrocza 2022 roku wynika z mniejszej aktywności gospodarczej w tym okresie r/r.

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

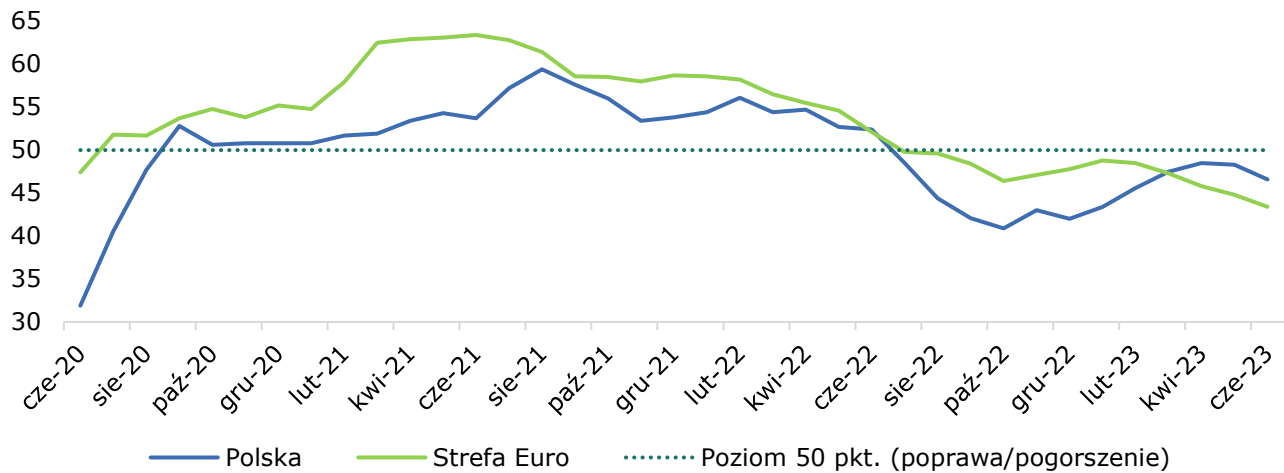


Źródło: GUS, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.)

W czerwcu 2023 roku nastąpiło pogorszenie kondycji polskiego sektora wytwórczego. Wskaźnik Purchasing Managers Index (PMI) wyniósł 45,1 pkt. co jest spadkiem o prawie 2 pkt. w porównaniu z majem 2023 roku (47,0 pkt). Jest to również najniższy wynik od listopada 2022 roku (43,3 pkt.) i czternasty miesiąc z rzędu kiedy odczyt PMI jest poniżej poziomu 50 pkt. W I półroczu 2023 roku średnio wskaźnik PMI wyniósł 47,2 pkt. i był niższy o 4 pkt. r/r. Na spadek wskaźnika wpływ miało pogorszenie się aktywności zakupowej oraz brak zamówień na polskie wyroby przemysłowe (głównie z kierunku niemieckiego). Osłabienie popytu zagranicznego było spowodowane umocnieniem się polskiej waluty. Przyczyniło się to do słabszej produkcji i zmniejszania zapasów – producenci opróżniali magazyny zamiast produkować nowe produkty. W czerwcu 2023 roku, podobnie jak we wcześniejszych miesiącach spadł poziom zatrudnienia w fabrykach. Pozytywnym aspektem malejącego popytu jest ustępowanie presji inflacyjnej i dalszy spadek cen środków produkcji i wyrobów gotowych. Drugi miesiąc z rzędu polski wskaźnik PMI jest wyższy niż PMI Stefy Euro, który

w czerwcu 2023 roku wyniósł 43,4 pkt. W I półroczu 2023 roku średni wskaźnik PMI Strefy Euro osiągnął 46,4 pkt, podczas gdy w tym samym okresie w ubiegłym roku wynosił średnio 55,9 pkt (spadek 9,5 pkt).

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



Źródło: Markit Economics

W czerwcu 2023 roku produkcja sprzedana przemysłu była niższa o 1,4% r/r, natomiast w porównaniu z majem 2023 roku wzrosła o 1,2%. W I półroczu 2023 roku dynamika średnio była niższa niż w analogicznym okresie roku ubiegłego o 1,7%. Spadek w skali roku odnotowano w przypadku produkcji: dóbr związanych z energią o 10,9%, trwałych dóbr konsumpcyjnych o 9,9%, dóbr zaopatrzeniowych o 5,8% oraz nieznacznie dóbr konsumpcyjnych nietrwałych o 0,3%. Zwiększyła się natomiast produkcja dóbr inwestycyjnych o 11,0%. Dynamika produkcji sprzedanej całego przemysłu spadła w czerwcu 2023 roku o 2,6% r/r. Według wstępnych danych GUS w czerwcu 2023 roku w stosunku tego samego okresu ubiegłego roku, spadek produkcji sprzedanej przemysłu odnotowano w 22 działach przemysłu, m.in. w wydobywaniu węgla kamiennego i węgla brunatnego (o 31,6%), w produkcji chemikaliów i wyrobów chemicznych (o 20,4%), metali (o 12,9%) oraz w wytwarzaniu i zaopatrywaniu w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę (o 6,6%).

3.2. Otoczenie rynkowe

SYTUACJA W KRAJOWYM SYSTEMIE ENERGETYCZNYM

Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (TWh).

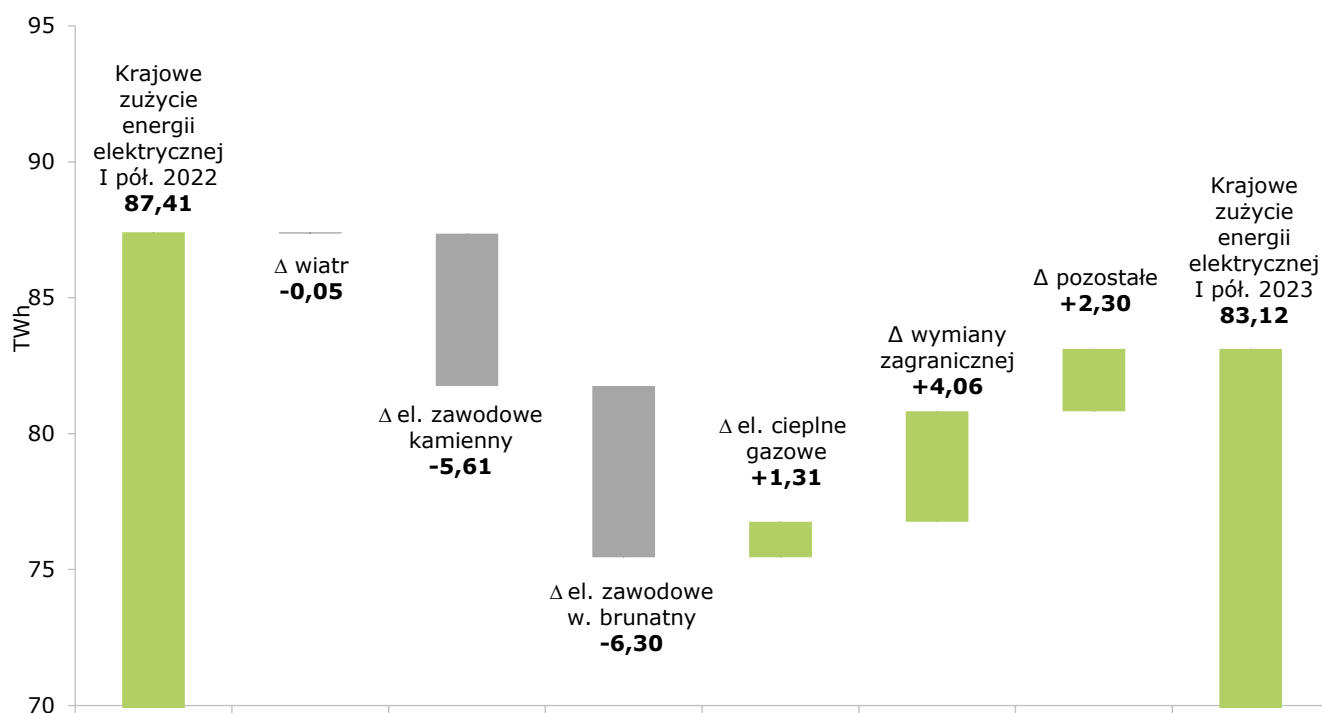
Wolumen zużycia	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
Krajowe zużycie energii elektrycznej, w tym:	83,12	87,41	-5%
Elektrownie wiatrowe	10,40	10,45	0%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu kamiennym	37,57	43,18	-13%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu brunatnym	17,37	23,67	-27%
Elektrownie zawodowe ciepłne gazowe	6,93	5,62	23%
Saldo wymiany zagranicznej	2,35	-1,71	-
Pozostałe (wodne, inne odnawialne)	8,50	6,20	37%

Źródło: Na podstawie danych PSE S.A.

I półrocze 2023 roku

Krajowe zużycie energii elektrycznej zmniejszyło się o 4,3 TWh w I półroczu 2023 roku w porównaniu z okresem bazowym przede wszystkim z powodu wolniejszego tempa wzrostu gospodarczego oraz wyższej autokonsumpcji prosumentów. Produkcja energii elektrycznej z wiatru utrzymała się na podobnym poziomie w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. W I półroczu 2023 roku Polska była per saldo importerm energii, co było zmianą w stosunku do I półrocza ubiegłego roku (+4,1 TWh). Odnotowano spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (-5,6 TWh) oraz w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (-6,3 TWh) z uwagi na niższe krajowe zużycie energii elektrycznej. Dodatkowo spadek cen gazu ziemnego spowodował zwiększenie produkcji w oparciu o ten rodzaj paliwa (+1,3 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.

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK KRAJOWY

RYNEK DNIA NASTĘPNEGO (RDN)¹

Rynek/miara	Jedn.	I półrocze 2023	I półrocze 2022 ²	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	594	665	-11%
RDN – wolumen obrotu	TWh	27,20	16,20	68%

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

²Metodologia liczenia dostosowana do obecnie obowiązującej.

ANALIZA – WYBRANE CZYNNIKI CENOTWÓRCZE WPŁYWAJĄCE NA NOTOWANIA RDN

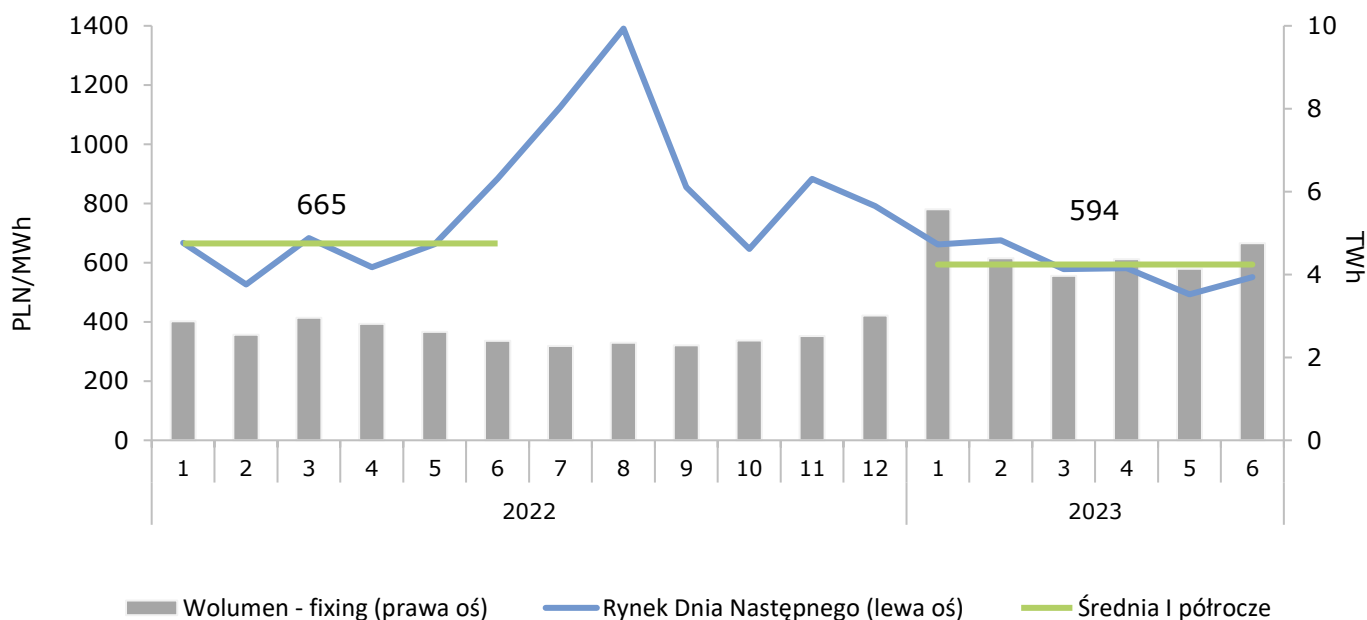
Czynnik	Jedn.	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
Uprawnienia CO ₂ ¹	EUR/t	89,36	82,80	8%
Węgiel kamienny PSCMI-1	PLN/GJ	33,02	14,26	132%
Generacja wiatrowa KSE	TWh	10,40	10,45	0%
Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE	%	13%	12%	
Wskaźnik: wymiana zagraniczna/zużycie KSE	%	3%	-	

¹Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

W I półroczu 2023 roku średnia cena energii na RDN wyniosła 594 PLN/MWh i była o 11% niższa od średniej ceny (665 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 I półroczu 2023 roku kształtował się na poziomie 33,02 PLN/GJ, tj. o 132% r/r wyższym niż w okresie bazowym.

Wykres: Średnie miesięczne notowania na Rynku Dnia Następnego w latach 2022–2023 (TGE).¹



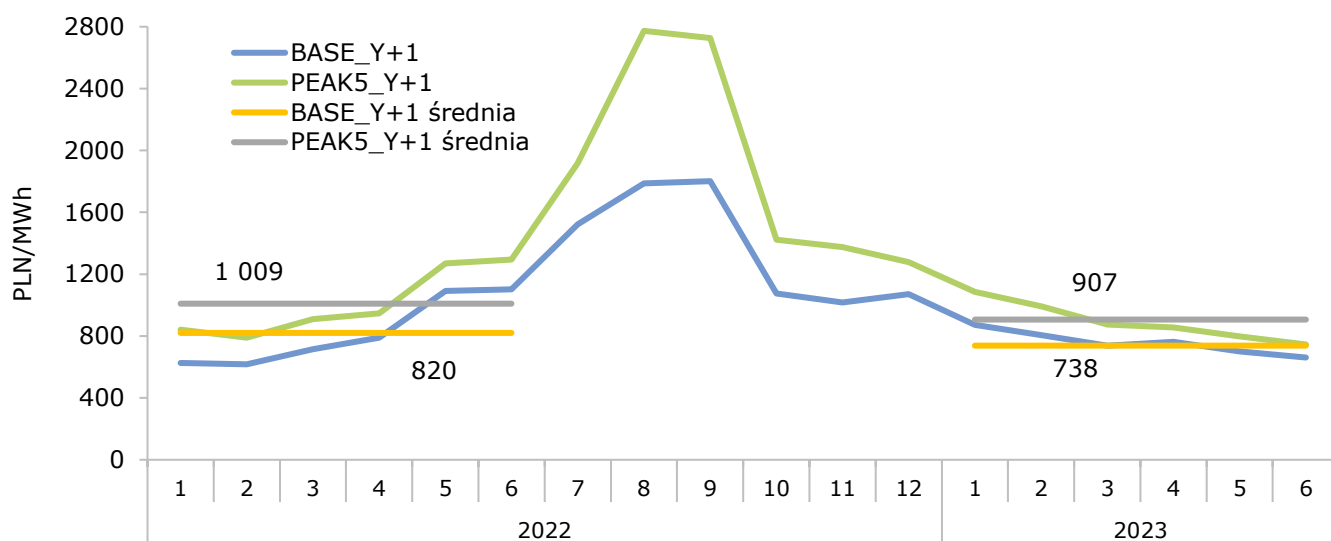
¹Dane z TGE, obejmują średnioważone miesięczne ceny BASE.

RYNEK TRANSAKCJI TERMINOWYCH (RTT)

Rynek/miara	Jedn.	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	738	820	-10%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	11,42	34,26	-67%
PEAK5 Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	907	1 009	-10%
PEAK5 Y+1 – wolumen obrotu	TWh	1,69	3,40	-50%

Ceny energii na RTT w I półroczu 2023 roku spadły o około -10% zarówno dla kontraktów BASE jak i PEAK5. 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).¹

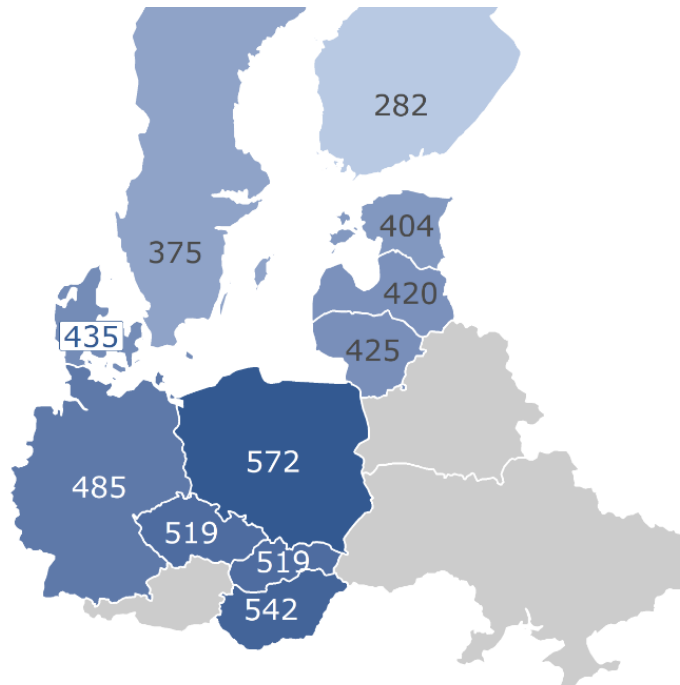


¹Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następnny (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK MIĘDZYNARODOWY

RYNEK HURTOWY (PORÓWNANIE RYNKÓW DNIA NASTĘPNEGO)

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w I półroczu 2023 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,63).



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

Wykres: Ceny energii na Rynku Dnia Następnego.

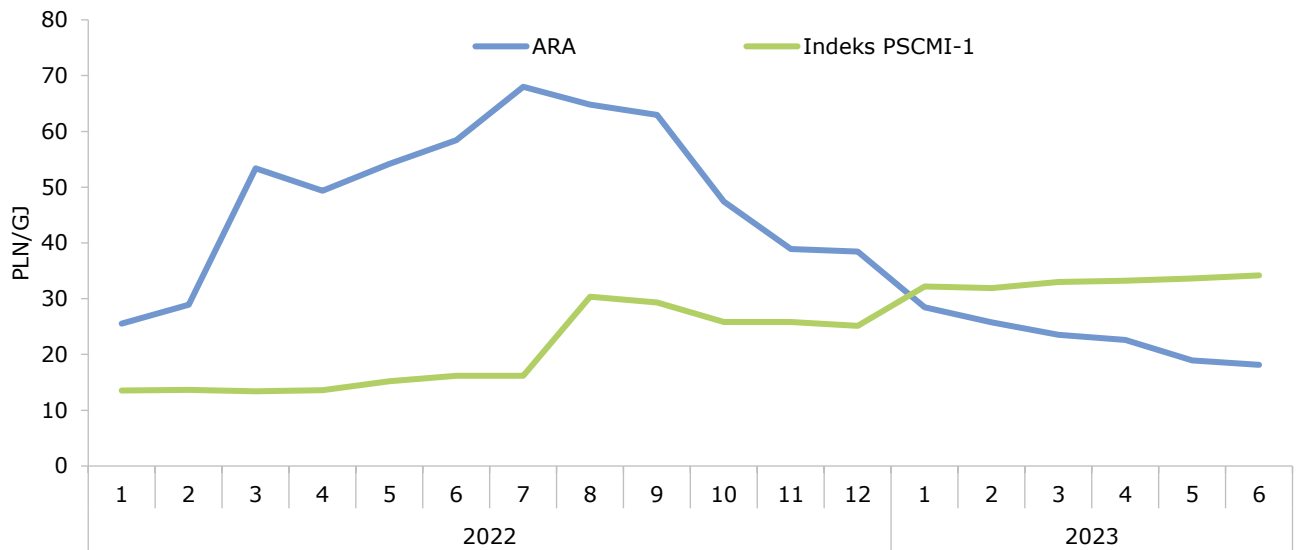


Źródło: TGE, EEX, Nordpool

W I półroczu 2023 roku odnotowano spadek cen r/r na rynkach ościennych. Największe spadki r/r odnotowano na Węgrzech (-478 PLN/MWh), z kolei najmniejsze w Szwecji (-202 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 49% r/r w I półroczu 2023 roku, podczas gdy krajowy indeks cen mialów energetycznych PSCMI-1 wzrósł w tym samym czasie o 132%.

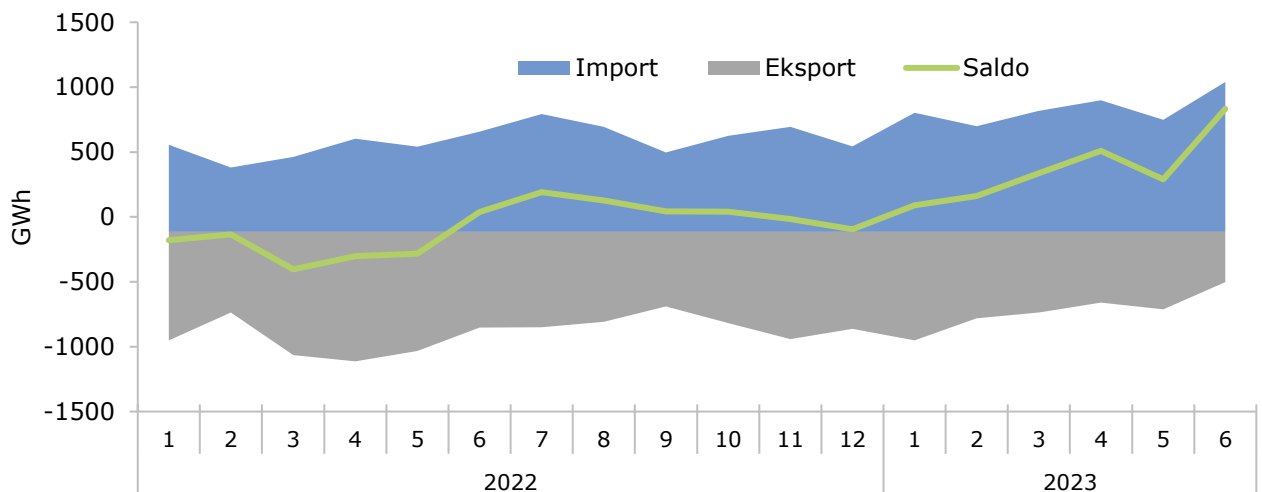
Wykres: Indeksy węglowe ARA vs PSCMI-1⁸.



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

WYMIANA HANDLOWA

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

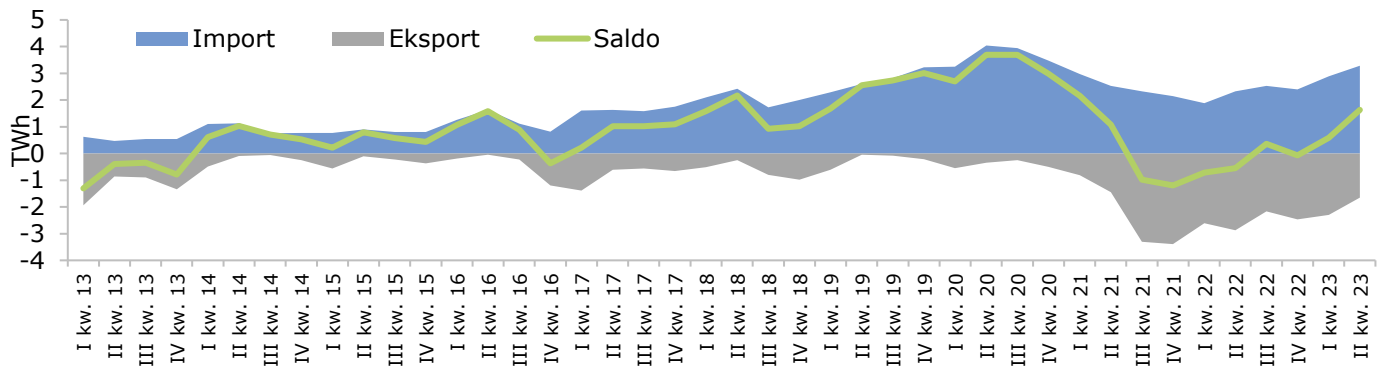


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

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.

⁸Porównanie 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.

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



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

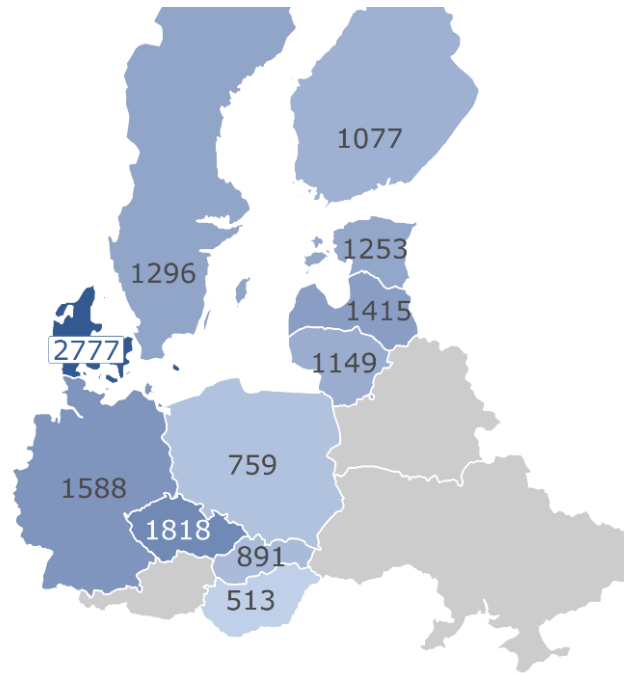
W I półroczu 2023 roku Polska była importerem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej było dodatnie i wyniosło +2,3 TWh (import 6,2 TWh, eksport 3,9 TWh) i było wyższe r/r o 4,1 TWh. Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import ze Szwecji (2,2 TWh), z Niemiec (1,6 TWh) oraz z Litwy (1,0 TWh). Jednocześnie najwięcej eksportowaliśmy energii elektrycznej na Słowację (1,6 TWh) oraz do Niemiec (1,2 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 II półroczu 2022 roku⁹ dodatkowe obciążenia (ponad cenę sprzedaży i koszt dystrybucji energii elektrycznej) dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 38% ceny energii elektrycznej. Najwięcej za energię elektryczną płacili Duńczycy, dla których dodatkowe obciążenia również stanowiły 38% ceny końcowej.

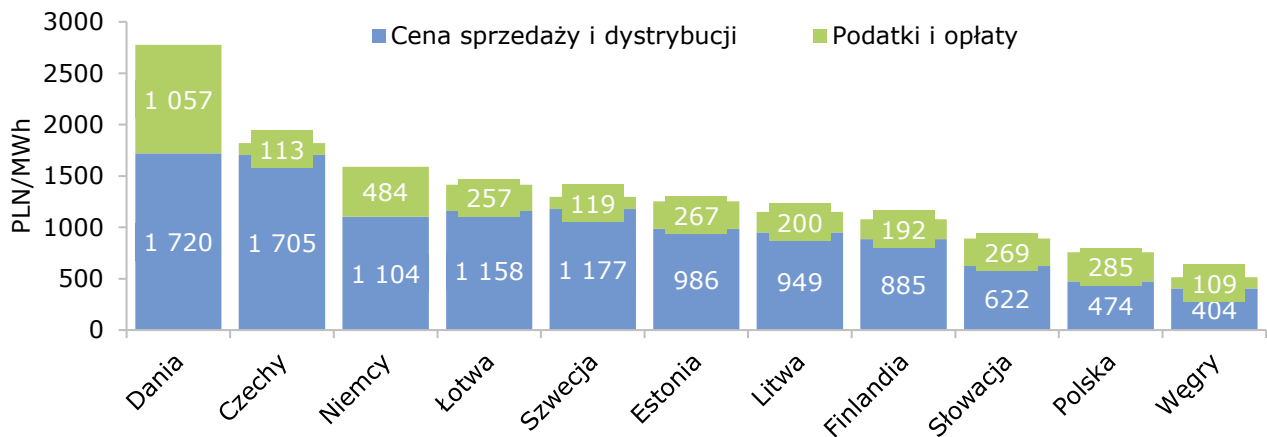
⁹ Dane Eurostatu dot. rynku detalicznego publikowane są w okresach półrocznych, obecnie brak danych za I półrocze 2023 roku.

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2022 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,73 PLN).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Wykres: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2022 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,73 PLN).

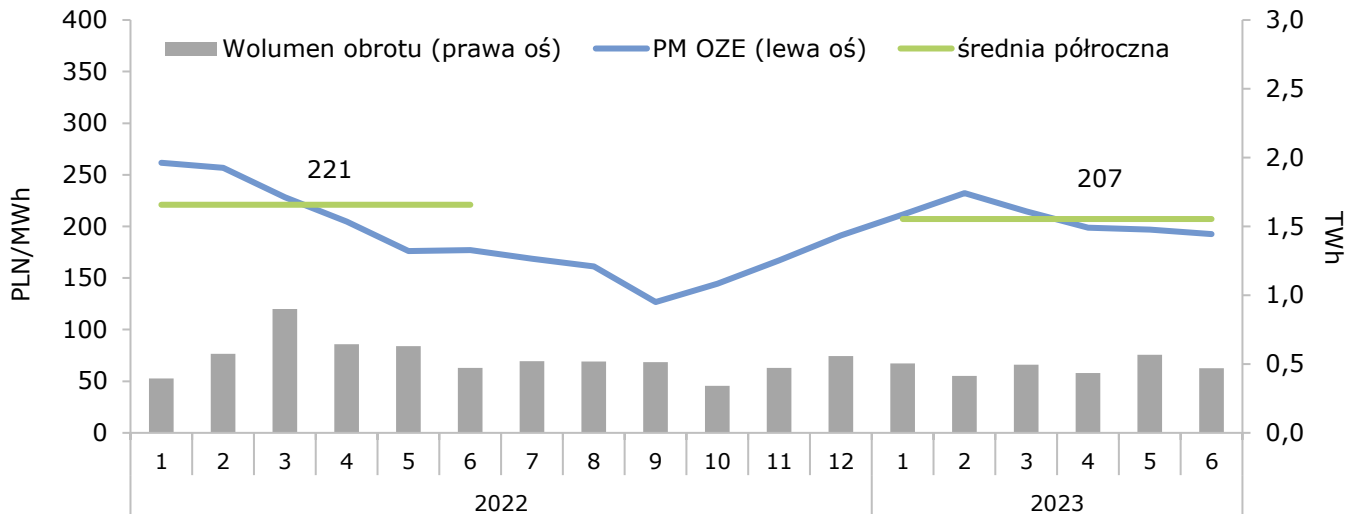


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

CENY PRAW MAJĄTKOWYCH

W I półroczu 2023 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks TGEoza) osiągnęła poziom 207 PLN/MWh i była o 6% 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).



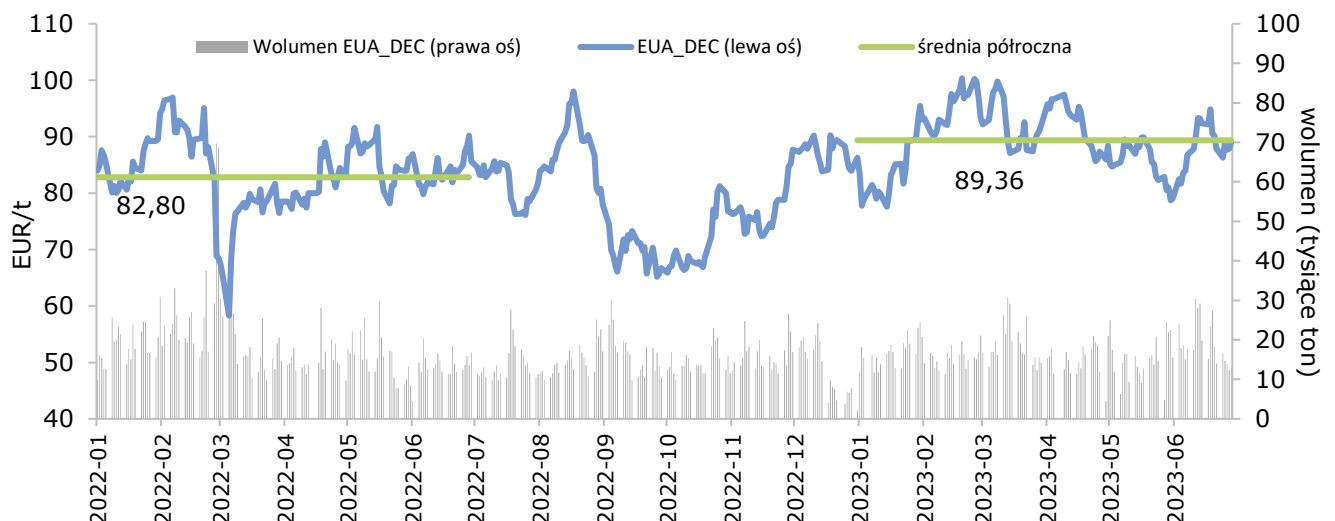
Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE.

CENY UPRAWNIEŃ DO EMISJI DWUTLENKU WĘGLA

Notowania uprawnień EUAs (European Union Allowances) są jednym z kluczowych czynników determinujących wyniki finansowe Grupy PGE. Instalacje emitujące CO₂ w procesie produkcji energii elektrycznej lub ciepła ponoszą koszty związane z zakupem uprawnień EUA na pokrycie deficytu (czyli różnicy między emisją CO₂ w jednostkach wytwórczych Grupy PGE a darmowymi przydziałami otrzymywanymi w ramach tzw. derogacji, zgodnie z realizacją Krajowego Planu Inwestycyjnego). Przy czym ostatnie bezpłatne przydziały uprawnień były przewidziane za realizację zadań inwestycyjnych planowanych na 2019 rok. Oznacza to, że bezpłatny przydział uprawnień dla wytwarzania energii elektrycznej wedle obecnie stosowanej metody zakończył się wraz z wpływem przydziałów za 2019 rok.

W I półroczu 2023 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 23 wyniosła 89,36 EUR/t i była wyższa (ok. +8%) od średniej ceny 82,80 EUR/t instrumentu EUA DEC 22 obserwowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku.

Wykres: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla CO₂.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE

3.3. Przydział darmowych uprawnień do emisji CO₂

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 CO₂ 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 (MKiS). 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 MKiS 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 CO₂ w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO₂ na 2023 rok (tony).

Produkt	Emisja CO ₂ w I półroczu 2023 roku	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2023 rok ¹
Energia elektryczna	25 485 907	-
Energia ciepła	2 702 268	641 296
Razem	28 188 175	641 296





¹Przydziały uprawnień do emisji CO₂ dot. produkcji ciepła.





3.4. 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 5.1 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 w szczególności 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.	Sejm uchwalił ustawę 28 lipca 2023 roku . 14 sierpnia 2023 roku Prezydent podpisał ustawę. Ustawa weszła w życie 7 września 2023 roku .	Projektowane rozwiązania będą miały wpływ na wszystkie segmenty działalności Grupy PGE, w szczególności na segment Obrót i Dystrybucja. Projekt wdraża lub służy stosowaniu wielu aktów unijnych, regulujących rynek energii elektrycznej.
 	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.	17 sierpnia 2023 roku Sejm przyjął ustawę. 28 sierpnia 2023 roku Prezydent podpisał ustawę. Ustawa wchodzi w życie 1 października 2023 roku .	Ustawa ma istotne znaczenie dla segmentu Energetyka Odnawialna, w szczególności ze względu na możliwość skorzystania z nowych systemów wsparcia oraz dla segmentu Ciepłownictwo w zakresie zwiększenia wykorzystania ciepła wytwarzanego z OZE.
	Zmiana ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych.	Modyfikacja zasady 10 h - złagodzenie poprzez umożliwienie gminom określenia w Miejskowych Planach Zagospodarowania Przestrzennego (MPZP), po konsultacjach z lokalnymi społecznościami, mniejszej niż wymagana ustawą odległości elektrowni wiatrowych od zabudowań mieszkalnych, jednak nie mniejszej niż 500 m.	8 lutego 2023 roku projekt został uchwalony przez Sejm. 14 lutego 2023 roku Prezydent podpisał ustawę. Ustawa weszła w życie 23 kwietnia 2023 roku .	Ustawa ma znaczenie dla rozwoju segmentu Energetyka Odnawialna.
	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 paliw stałych kopalnych, tj. węgla.	PGE S.A. zgłosiła uwagi do opublikowanego projektu ustawy. Trwa analiza zgłoszonych uwag. Projekt rozpatrywany jest przez Radę Ministrów.	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.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	<p>Rozporządzenie MKiS w sprawie sposobu prowadzenia rozliczeń oraz bilansowania systemu przesyłowego gazowego w okresie uruchomienia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz w okresie wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego.</p>	<p>Rozporządzenie ma na celu określenie sposobu prowadzenia rozliczeń za uruchomione zapasy obowiązkowe gazu ziemnego oraz kalkulacji ceny za paliwa gazowe stosowanej do tych rozliczeń, jak również sposobu bilansowania systemu przesyłowego gazowego i prowadzenia rozliczeń z tytułu niezbilansowania w czasie uruchomienia zapasów.</p> <p>W rozporządzeniu określono wzory na wyliczenie:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ opłaty za odebrane zapasy obowiązkowe, ▪ opłaty za uruchomienie zapasów obowiązkowych na rzecz danego podmiotu zlecającego usługę przesyłania (ZUP), ▪ opłaty za działania bilansujące, z uwzględnieniem ZUP, którego niezbilansowanie jest odpowiednio ujemne i dodatnie, ▪ opłaty związanej z neutralnością finansową bilansowania w okresie uruchomienia zapasów obowiązkowych. 	<p>Rozporządzenie weszło w życie 2 czerwca 2023 roku.</p>	<p>Rozporządzenie jest istotne z punktu widzenia działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi (ustanowienie systemu rozliczeń między PSE S.A. a zleceńdawcami usługi przesyłania).</p>
	<p>Ustawa o zmianie ustawy o gospodarowaniu nieruchomościami rolnymi Skarbu Państwa oraz niektórych innych ustaw.</p>	<p>Ustawa wprowadza regulacje, zgodnie z którymi nieruchomości rolne należące do Zasobu Własności Rolnej Skarbu Państwa, w skład których wchodzi min. 70% nieużytków/ użytków klasy IV, będą mogły być wydzierżawiane na cele związane z pozyskiwaniem energii elektrycznej z OZE.</p>	<p>18 sierpnia 2023 roku Sejm uchwalił ustawę. 28 sierpnia 2023 roku Prezydent podpisał ustawę.</p>	<p>Ustawa umożliwi pozyskanie nowych gruntów, w szczególności nieużytków wchodzących w skład Zasobu Własności Rolnej Skarbu Państwa, pod inwestycje OZE.</p>
	<p>Ustawa o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw.</p>	<p>Ustawa wprowadza zasadę, zgodnie z którą realizacja inwestycji w fotowoltaikę (PV) powyżej 1 MW będzie możliwa jedynie na podstawie MPZP. 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.</p>	<p>24 września 2023 roku ustawa weszła w życie.</p>	<p>Ustawa może przyczynić się do spowolnienia realizacji inwestycji w PV ze względu na obowiązek wpisania takiej inwestycji w MPZP. Średni czas, który jest niezbędny dla uchwalenia MPZP wynosi ok. 3 lat.</p>
	<p>Ustawa o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw.</p>	<p>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.</p> <p>Umożliwi to skrócenie procesu uzyskiwania pozwoleń publicznoprawnych przez inwestorów, jak również pojawi się m.in. uproszczony model uzyskiwania gruntów pod te inwestycje. W celu ograniczenia obciążenia administracyjnego nakładanego na organy jednostek samorządu terytorialnego i administracji rządowej, proponuje się ograniczenie listy inwestycji dystrybucyjnych jedynie do tych najbardziej kluczowych.</p>	<p>3 września 2023 roku ustawa weszła w życie.</p>	<p>Ustawa ma bezpośredni wpływ na segment Dystrybucja. Regulacje usprawnią i przyspieszą inwestycje w zakresie sieci dystrybucyjnych o napięciu równym i większym od 110 kV a także, w mniejszym stopniu, sieci niższych napięć niż 110 kV (głównie sieci średnich napięć).</p>

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	Ustawa o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych.	Ustawa ma wprowadzić ułatwienia w procesie inwestycyjnym w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych.	30 czerwca 2023 roku ustawa weszła w życie.	Ustawa usprawni i przyspieszy inwestycje w zakresie ESP – budowa nowych oraz przebudowa istniejących, będących w dyspozycji segmentu Energetyka Odnawialna.
	Ustawa o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw oraz niektórych innych ustaw.	Ustawa nowelizuje pierwotną ustawę o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw oraz niektórych innych ustaw. Wprowadza nowy mechanizm zamrażający ceny ciepła dla odbiorców końcowych stosowany do końca 2023 roku. Rozliczeń z tytułu obniżenia cen ciepła dokonują dystrybutorzy (sprzedawcy ciepła).	8 lutego 2023 roku ustawa weszła w życie.	Ustawa angażuje do rozliczenia mechanizmu dystrybutorów ciepła, którzy stosują zamrożone ceny.
	Projekt rozporządzenia w sprawie weryfikacji dotrzymania wielkości dopuszczalnej emisji z uwzględnieniem niepewności pomiarowej.	Projekt rozporządzenia określa: <ul style="list-style-type: none"> ▪ sposób dokonywania oceny dotrzymania wielkości dopuszczalnej emisji; ▪ maksymalne wartości niepewności pomiarowej dla pojedynczego wyniku pomiaru; ▪ sposób uwzględniania niepewności pomiarowej podczas dokonywania oceny wielkości dopuszczalnej emisji; ▪ sposób rozliczania przekroczeń dopuszczalnej emisji. 	13 czerwca 2023 roku projekt został skierowany do ponownych konsultacji publicznych ze względu na szeroki zakres zmian.	Projekt wpływa na raportowanie emisji substancji do powietrza oraz rozliczanie ich z organami.
	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 prowadzących działalność wytwarzania ciepła i jego dystrybucji. Projekt rozporządzenia przyczyni się do urealnienia cen i stawek opłat w taryfach dla ciepła. Uchylenie § 11 ust. 4 i 8 oraz § 45b uniemożliwi wskaźnikowe podejście do kształtowania taryf dla ciepła, które w aktualnej sytuacji pozwala na zawyżanie planowanego przychodu we wnioskach o zatwierdzenie taryf dla ciepła, co powoduje kalkulację cen i stawek opłat na zbyt wysokim poziomie.	Konsultacje publiczne trwały do 17 lipca 2023 roku .	Projekt wpływa na przychody przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających ciepło i oferujących usługi przesyłu i dystrybucji, taryfujących się metodą kosztową.
	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, w szczególności mając na uwadze proekologiczny charakter tej działalności. Przedmiotowe rozwiązania mają na celu wesprzeć prowadzenie danej działalności.	17 sierpnia 2023 roku Sejm uchwalił ustawę. 28 sierpnia 2023 roku Prezydent podpisał ustawę.	Projekt wprowadzając preferencje dla pomp ciepła przyczynia się do wykorzystania tej technologii w segmencie ciepłownictwo.

ZAGRANICZNE OTCZENIE 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 (decyzja MSR).	Przeciwdziałanie zmianom klimatu. Stworzenie odpowiedni sygnał cenowy CO ₂ zachęt inwestycyjnych do rozwijania źródeł niskoemisyjnych.	18 kwietnia 2023 roku porozumienie osiągnięte pomiędzy Komisją Europejską, Parlamentem Europejskim i Radą (trilogi) zostało przyjęte przez PE, a 25 kwietnia 2023 roku przez Radę. 16 maja 2023 roku 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 31 grudnia 2023 roku z kilkoma odstępstwami możliwymi do 30 czerwca 2024 roku . KE obecnie implementuje reformę systemu ETS; w IV kwartale 2023 roku ma opublikować m.in. rozporządzenie wykonawcze dot. plan neutralności klimatycznej dla instalacji objętych ETS oraz rozporządzenie wykonawcze dot. 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 (UE) 2018/2001 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.	30 marca 2023 roku w trilogach osiągnięto wstępne porozumienie pomiędzy KE, PE i Radą zakładające nowy, wiążący na poziomie UE cel udziału energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii końcowej brutto na poziomie 42,5% z dodatkowymi indykatywnymi celami krajowymi, których realizacja umożliwi osiągnięcie łącznego celu na poziomie 45% w 2030 roku. PE przyjął uzgodniony tekst dyrektywy w głosowaniu na sesji plenarnej 12 września 2023 roku . Osiągnięte porozumienie musi zostać jeszcze formalnie przyjęte przez Radę. Transpozycja dyrektywy ma nastąpić w ciągu 18 miesięcy od jej wejścia w życie.	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. Możliwość szerszego stosowania rozwiązań <i>power-to-heat</i> (np. pomp ciepła lub kotłów elektrodowych) w Ciepłownictwie.
	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.	W ramach trilogów zakończonych 10 marca 2023 roku ustalono nowy wiążący na poziomie UE cel redukcji zużycia energii końcowej o 11,7% do 2030 roku w stosunku do prognoz zawartych w Scenariuszu Referencyjnym 2020. Osiągnięte porozumienie zostało formalnie przyjęte przez PE i Radę, odpowiednio 11 lipca 2023 roku oraz 25 lipca 2023 roku .	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.

Transpozycja dyrektywy ma nastąpić w ciągu dwóch lat od jej wejścia w życie.

Konieczność szerszego rozwijania źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego w systemach ciepłowniczych.

Wyższy współczynnik rocznych oszczędności energii finalnej, wpływający na zwiększenie obciążeń systemem świadectw efektywności energetycznej.



Dyrektywa 2010/31/UE ws. charakterystyki energetycznej budynków (dyrektywa EPBD).

Dostosowanie legislacji związanej z poprawą charakterystyki energetycznej budynków w UE w odniesieniu do celu neutralności klimatycznej do 2050 roku oraz do nowego, wyższego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE w 2030 roku.

Zgodnie ze stanowiskiem PE z **14 marca 2023 roku**, od 2026 roku nowe budynki użyteczności publicznej, a od 2028 roku nowe budynki mieszkalne będą musiały spełniać kryteria zeroemisyjności oraz, co do zasady, być zasilane wyłącznie energią z OZE. PE proponuje też minimalne wymogi poprawy efektywności istniejących budynków, cele dla energetyki słonecznej oraz przepisy przyspieszające rozwój punktów ładowania.

Przyjęcie stanowisk przez Radę (**25 października 2022 roku**) i PE umożliwiło rozpoczęcie trilogów, z których pierwszy odbył się **6 czerwca 2023 roku**. Termin transpozycji dyrektywy do prawa krajowego nie został wskazany.

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 ws. emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola – dyrektywa IED).

Wprowadzenie nowych wymagań określających poziom emisji w pozwoleniu zintegrowanym, zasady uzyskiwania derogacji od wymagań BAT i przyznających nowe kompetencje KE. Zwiększany jest udział społeczeństwa w postępowaniu odwoławczym.

16 marca 2023 roku Rada przyjęła podejście ogólne, w którym m.in. wprowadziła 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, jak też złagodzenie przepisów penalizujących naruszenia przepisów dyrektywy zaproponowanych przez KE.

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.

Przyjęcie stanowisk przez Radę i PE pozwala na rozpoczęcie trilogów.

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.

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) ws. należytej staranności przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju (dyrektywa CSDD).

Ustanowienie ram sprzyjających wnoszeniu przez przedsiębiorstwa wkładu w dążenie do zapewnienia poszanowania praw człowieka i przepisów w zakresie ochrony środowiska w podejmowanych przez nie działaniach i za pośrednictwem ich łańcuchów wartości.

25 kwietnia 2023 roku Komisja Prawna w PE przyjęła swoje stanowisko do projektu. PE przyjął powyższe stanowisko w dniu **1 czerwca 2023 roku**. Najważniejsze kwestie poruszone w tym stanowisku dotyczą m.in.:

- rozszerzenia zakresu podmiotowego dyrektywy poprzez objęcie nią instytucji finansowych;
- utrzymania łańcucha wartości bez ograniczania go wyłącznie do łańcucha dostaw;
- umożliwienia spełnienia obowiązków wynikających z dyrektywy przez spółki-matki za spółki-córki;
- obowiązku państw członkowskich uwzględnienia przy przyznawaniu przedsiębiorstwom wsparcia publicznego, koncesji i umów publicznych faktu zgodności lub niezgodności działań przedsiębiorstw z przepisami dyrektywy;
- zwiększenia zakresu planu transformacji klimatycznej, który przedsiębiorstwa mają obowiązek przygotować i wykonać.

8 czerwca 2023 roku rozpoczęły się trilogi pomiędzy PE, Radą i KE. Kontynuowane one będą w **III i 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 (UE) ws. zmiany rozporządzeń (UE) 2019/943 i 2019/942 oraz dyrektyw (UE) 2018/2001 i 2019/944 w celu udoskonalenia struktury unijnego


Ochrona odbiorców przed nadmiernymi zmianami cen energii elektrycznej, zapewnienie dostępu do czystej i pewnej energii, zwiększenie odporności rynku na wahania cen gazu ziemnego. Upowszechnienie korzystania z umów PPA¹⁰; wzmocnienie pozycji odbiorców końcowych na

14 marca 2023 roku KE przedstawiła wniosek legislacyjny. Propozycje KE skupiają się na działaniach służących upowszechnieniu kontraktów PPA w odniesieniu do OZE, CfD w odniesieniu do nowych projektów OZE oraz energetyki jądrowej. KE zaproponowała również działania dotyczące wsparcia rozwoju usług elastyczności (zarządzanie popytem i magazynowanie energii), zwiększenia ochrony konsumentów, poszerzenia uprawnień prosumentów oraz nowe mechanizmy na wypadek kryzysu energetycznego. KE zaproponowała nałożenie na

Wpływ reformy na GK PGE będzie uzależniony od dalszych prac legislacyjnych w PE oraz Radzie.

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.







¹⁰ PPA – Power Purchase Agreement; umowa długoterminowa, polegająca na bezpośrednim zakupie energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego od wytwórców energii z instalacji OZE.

ryнку elektrycznej.	energii	ryнку, uproszczenie stosowania kontraktów różnicowych (Cfd) ¹¹ .	<p>sprzedawców energii obowiązku zarządzania ryzykiem w celu ograniczenia ryzyka ich upadłości, poprzez wdrożenie odpowiednich strategii zabezpieczania transakcji.</p> <p>19 lipca 2023 roku komisja ITRE przyjęła poprawki do projektu KE, dotyczące m.in.: dalszego wzmocnienia praw, obowiązku przeprowadzania przez regulatorów stress testów dla sprzedawców energii. Wprowadzono też zmiany do artykułów dotyczących CfD, umożliwiając na tych samych zasadach stosowanie równoważnych mechanizmów, jak też wskazując nowe obszary dokąd trafić mogą przychody z CfD (m.in. na inwestycje w transformację energetyczną, rozwój sieci dystrybucyjnych i OZE).</p> <p>Komisja ITRE podjęła też decyzję, aby przyjęte stanowisko stanowiło mandat PE w negocjacjach z Radą.</p>	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 również uzależniony od ostatecznych rozstrzygnięć dotyczących mechanizmów mocowych.
	Projekt rozporządzenia (UE) ws. zmiany rozporządzeń (UE) 1227/2011 i 2019/942 w celu poprawy ochrony UE przed manipulacjami na hurtowym rynku energii.	Zwiększenie przejrzystości rynku i zdolności jego monitorowania oraz zapewnienie skuteczniejszego dochodzenia i egzekwowania przypadków transgranicznych naruszeń w UE, tak aby konsumenci i uczestnicy rynku mieli zaufanie do integralności rynków energii, ceny odzwierciedlały uczciwą i konkurencyjną zależność między popytem a podażą i nie można było czerpać żadnych zysków z nadużyć na rynku.	<p>14 marca 2023 roku KE przedstawiła wniosek legislacyjny (rewizja rozporządzenia REMIT).</p> <p>19 czerwca 2023 roku Rada osiągnęła porozumienie ogólne, w którym w stosunku do propozycji KE, m.in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ doprecyzowano niektóre definicje zaproponowane przez KE (m.in. informacji wewnętrznej, uczestnika rynku, zorganizowanej platformy obrotu); ▪ doprecyzowano, iż uczestnicy rynku będący rezydentami lub mający siedzibę w państwie trzecim powinni wyznaczyć przedstawiciela w państwie członkowskim, w którym prowadzą działalność, jak też zarejestrować się w krajowym organie regulacyjnym tego państwa członkowskiego; ▪ ograniczono niektóre kompetencje ACER, dotyczące prowadzenia dochodzeń za naruszenie rozporządzenia. <p>7 września 2023 roku stanowisko ws. rewizji przyjęła komisja ITRE, które jednocześnie stanowi mandat PE na trilogi, które powinny zakończyć się w IV kwartale 2023 roku.</p>	Wpływ reformy na GK PGE jest uzależniony od dalszych prac legislacyjnych w PE oraz Radzie.

¹¹ 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.

4. Działalność Grupy Kapitałowej PGE

4.1. Podstawowe dane operacyjne GK PGE

	 Energetyka Konwencjonalna	 Ciepłownictwo	 Energetyka Odnawialna	 Dystrybucja	 Energetyka Kolejowa	 Obrót
Kluczowe aktywa segmentu	5 elektrowni konwencjonalnych 2 kopalnie węgla brunatnego	16 elektrociepłowni	20 farm wiatrowych ¹ 24 elektrownie fotowoltaiczne 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	299 219 km linii dystrybucyjnych	18 564 km linii dystrybucyjnych	-
Moc zainstalowana energia elektryczna/energia ciepła	12 852 MWe/844 MWt	2 608 MWe/6 952 MWt	2 428 MWe ¹ /-	-	-	-
Wolumeny energii elektrycznej	Produkcja energii elektrycznej netto 21,43 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 4,84 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 1,74 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 17,82 TWh ²	Dystrybuowana energia elektryczna 1,00 TWh; Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 0,72 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 16,70 TWh ³
Wolumeny energii cieplnej	Produkcja ciepła netto 1,76 PJ	Produkcja ciepła netto 27,38 PJ	-	-	-	-
Pozycja Rynkowa	GK PGE jest liderem w dziedzinie wydobywania węgla brunatnego w Polsce (95%) Krajowy lider w produkcji energii elektrycznej oraz największy wytwórcą 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

¹Bez farmy wiatrowej Zalesie (spółka Longwing Polska sp. z o.o.) zakupionej 20 września 2023 roku przez PGE Energia Odnawialna S.A.

²Dane dotyczą PGE Dystrybucja S.A.

³Dane 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	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
A. Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, w tym:	39,34	50,22	-22%
▪ Sprzedaż do odbiorców finalnych ¹	17,48	17,46	0%
▪ Sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym	21,86	32,76	-33%
B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)	13,39	19,52	-31%
C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE	28,02	32,32	-13%
D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)	2,07	1,62	28%

¹Sprzedaż 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 segmencie klientów korporacyjnych, którzy skłaniają się w kierunku dywersyfikacji źródeł energii, głównie z większym wykorzystaniem OZE.

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej netto (TWh).

Wolumen produkcji	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
PRODUKCJA ENERGII NETTO W TWh, z czego:	28,02	32,32	-13%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	14,82	19,87	-25%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	6,61	6,66	-1%
Elektrociepłownie węglowe	2,27	2,41	-6%
Elektrociepłownie gazowe	2,31	1,61	43%
Elektrociepłownie biomasowe	0,26	0,18	44%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,01	0,02	-50%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,57	0,43	33%
Elektrownie wodne	0,28	0,26	8%
Elektrownie wiatrowe	0,89	0,88	1%
w tym produkcja OZE	1,44	1,34	7%

Poziom produkcji energii elektrycznej w I półroczu 2023 roku ukształtował się na poziomie niższym o 13% w porównaniu do I półrocza 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 5,1 TWh) wynika z niższego wykorzystania przez PSE S.A. bloków Elektrowni Bełchatów i Elektrowni Turów, które pozostawały dłużej

w rezerwie: o 5 480 h w Elektrowni Bełchatów i o 2 263 h w Elektrowni Turów. Jednocześnie średnio-blokowe obciążenie Elektrowni Bełchatów było niższe o 44 MW a Elektrowni Turów o 12 MW. Dodatkowo, dłużej o 2 207 h w remontach pozostawały bloki Elektrowni Bełchatów, głównie na skutek trwającego od stycznia do początku maja 2023 roku remontu kapitalnego bloku nr 7 oraz rozpoczętego z początkiem maja 2023 roku remontu kapitalnego bloku nr 8.

Produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym utrzymała się na poziomie I półrocza 2022 roku. Niższa produkcja miała miejsce w Elektrowni Rybnik i Elektrowni Dolna Odra (łącznie spadek o 0,4 TWh) w efekcie dłuższego czasu postoju w rezerwie tych elektrowni o 4 346 h przy jednocześnie krótszym czasie postoju w remontach o 3 126 h. Powyższe zostało skompensowane przez wyższą produkcję w Elektrowni Opole (wzrost o 0,4 TWh), co spowodowane jest wyższym średnio blokowym obciążeniem o 27 MW.

Nieznaczny spadek produkcji odnotowano w elektrociepłowniach węglowych.

Wyższa produkcja w elektrociepłowniach gazowych (wzrost o 0,7 TWh) jest efektem niskiej bazy I półrocza 2022 roku, kiedy miała miejsce 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 I półroczu 2023 roku były w większym stopniu wykorzystywane przez PSE S.A.

Wyższa produkcja w elektrowniach wodnych wynika z lepszych warunków hydrologicznych w I półroczu 2023 roku.

Produkcja w elektrowniach wiatrowych utrzymała się na poziomie I półrocza 2022 roku.

PRODUKCJA CIEPŁA

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła netto (PJ).

Wolumen produkcji ciepła	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
Produkcja ciepła netto w PJ	29,14	30,57	-5%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	1,40	1,46	-4%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,36	0,37	-3%
Elektrociepłownie węglowe	20,84	22,85	-9%
Elektrociepłownie gazowe	5,41	4,47	21%
Elektrociepłownie biomasowe	0,86	1,11	-23%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,07	0,15	-53%
Elektrociepłownie pozostałe	0,20	0,16	25%

Główny wpływ na niższy poziom produkcji ciepła netto w 2023 roku r/r miała temperatura zewnętrzna. Średnie temperatury w 2023 roku były wyższe o 0,5°C r/r, co przełożyło się na niższą produkcję ciepła.

SPRZEDAŻ CIEPŁA

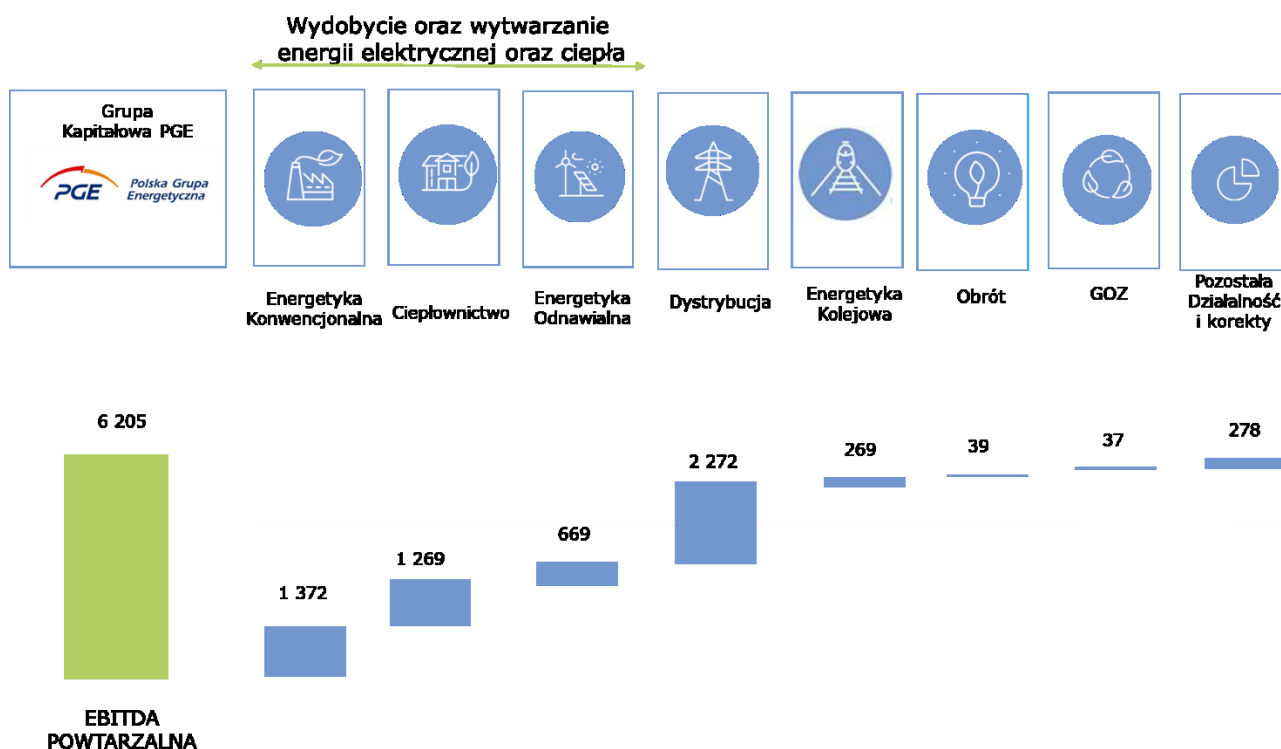
W I półroczu 2023 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 28,4 PJ i był niższy o 1,3 PJ r/r. Na powyższy wynik wpływ miało głównie niższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane wyższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi niż w I półroczu 2022 roku.

4.2. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE

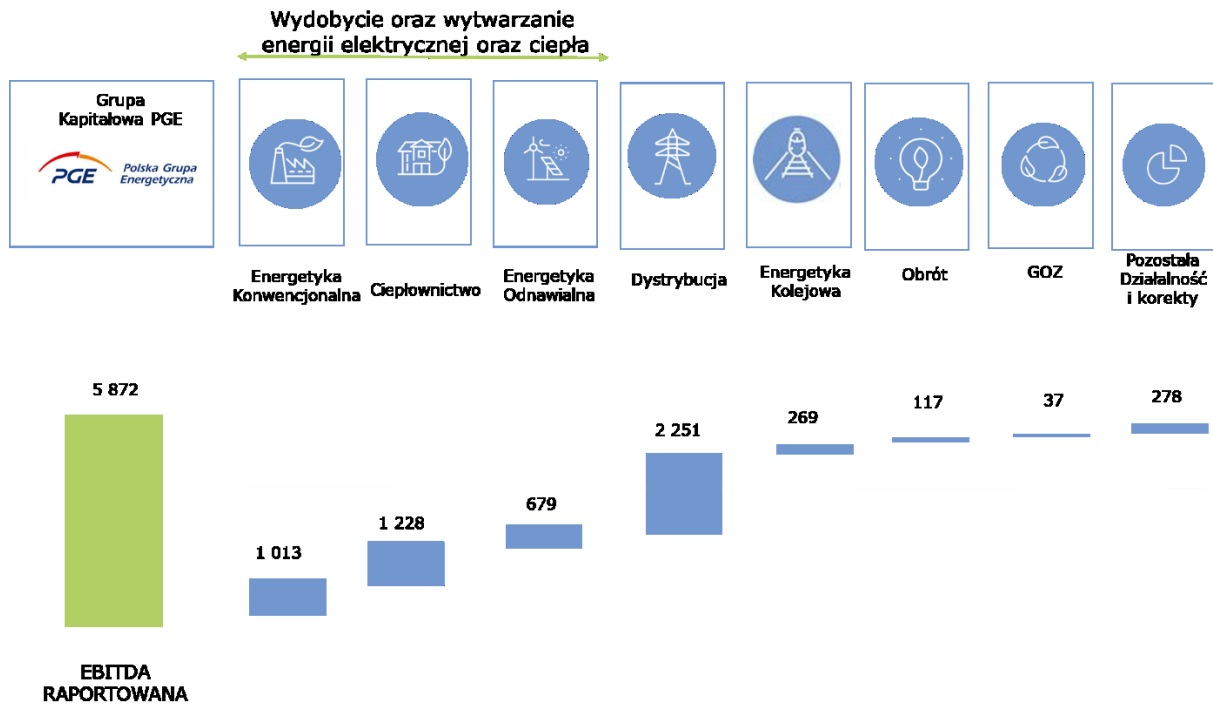
Najlepszym miernikiem oceny rentowności i poziomu zyskowności spółek z branży energetycznej jest wynik EBITDA powtarzalna. Jest to wynik przed potrąceniem kosztów amortyzacji, podatków dochodowych oraz działalności finansowej, w tym odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych. EBITDA umożliwia 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 I półrocze 2023 roku mają segmenty: Dystrybucja (37%), Energetyka Konwencjonalna (22%), Ciepłownictwo (20%), Energetyka Odnawialna (11%), Energetyka Kolejowa (4%). Pozostałe segmenty mają nieznaczny udział w wyniku EBITDA powtarzalna.

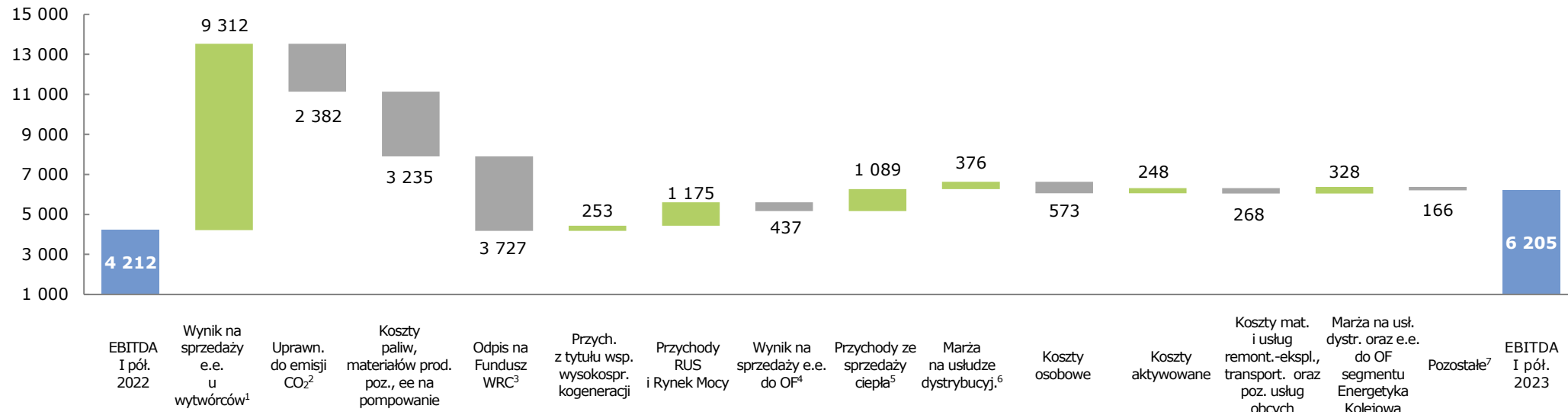
Wykres: EBITDA powtarzalna GK PGE (mIn PLN)



Wykres: EBITDA raportowana GK PGE (mln PLN)



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



EBITDA raportowana I pół. 2022	6 392															
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2022	2 180															
EBITDA powtarzalna I pół. 2022	4 212	14 813	9 582	3 594	0	155	1 396	897	1 494	2 372	2 846	252	667	0	478	
EBITDA powtarzalna I pół. 2023		24 125	11 964	6 829	3 727	408	2 571	460	2 583	2 748	3 419	500	935	328	644	6 205
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2023																-333
EBITDA raportowana I pół. 2023																5 872

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

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

³Bez uwzględnienia wpływu korekty szacunku odpisu za 2022 rok (zdarzenie jednorazowe).

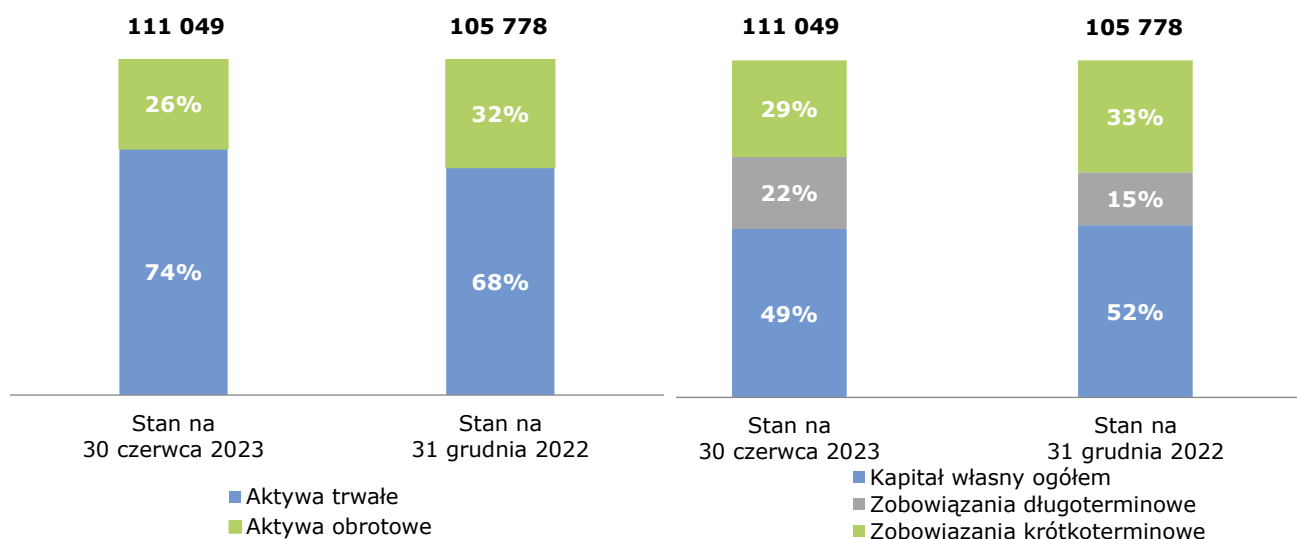
⁴Z uwzględnieniem rekompensat, korekty marży na prawach majątkowych (PM) na GK PGE; bez doszacowania kosztów różnicy bilansowej; OF-odbiorcy finalni.

⁵Z uwzględnieniem rekompensat.

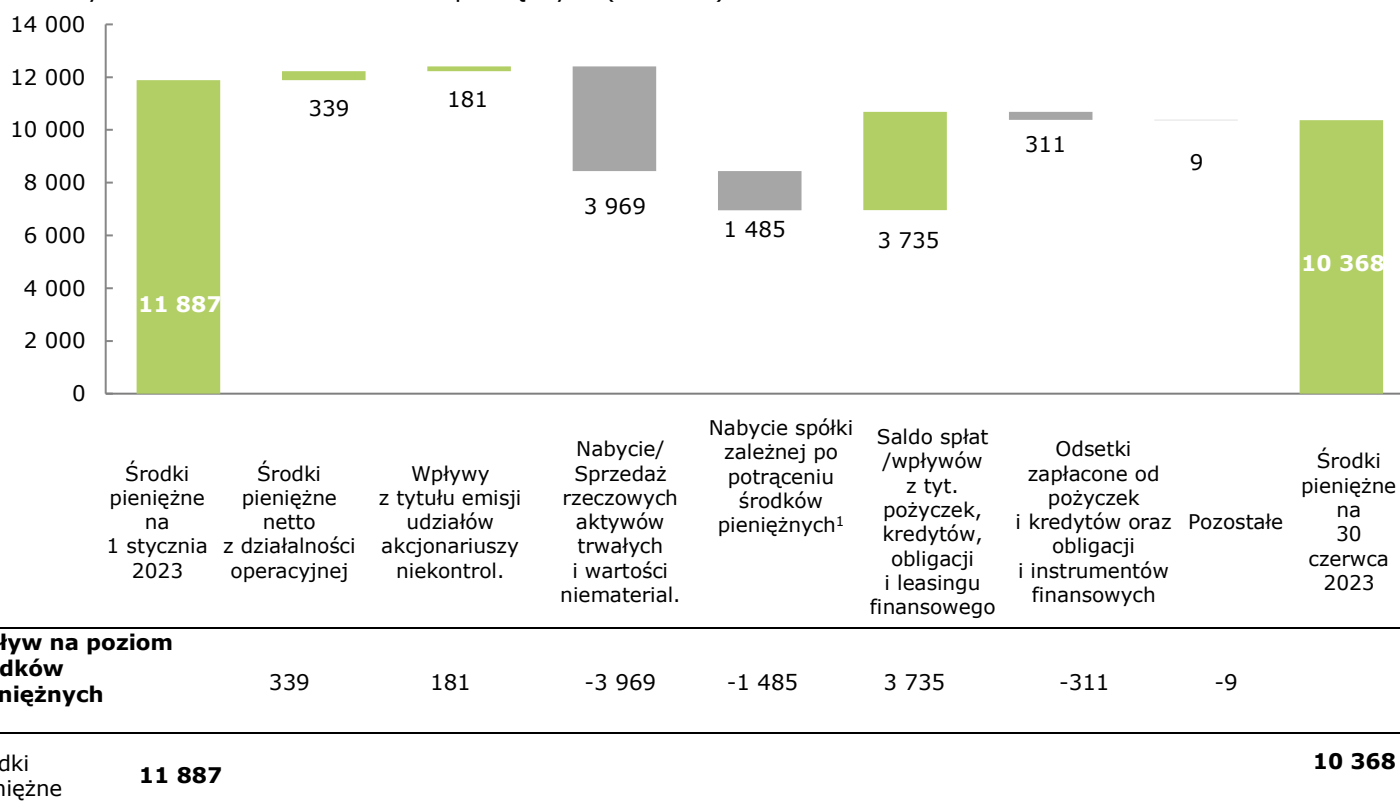
⁶Z uwzględnieniem przychodów z tytułu usług dystrybucyjnych, rekompensat, kosztów usług przesyłowych PSE S.A., salda opłat przenoszonych oraz tranzytowych, kosztów zakupu e.e. na pokrycie różnicy bilansowej; bez doszacowania kosztów różnicy bilansowej.

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

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

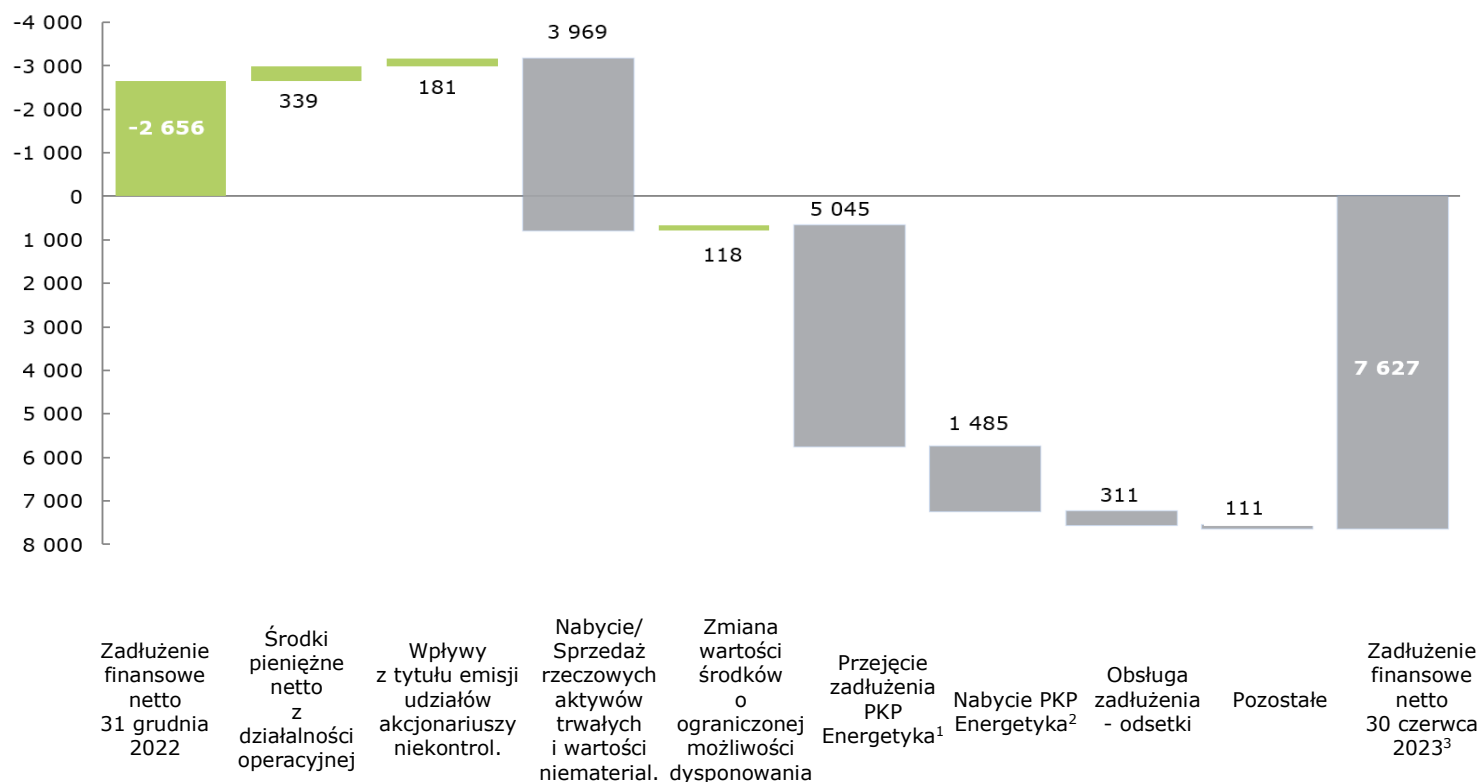


Wykres: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



¹Nabycie PKP Energetyka S.A.

Wykres: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).



Wpływ na poziom zadłużenia netto

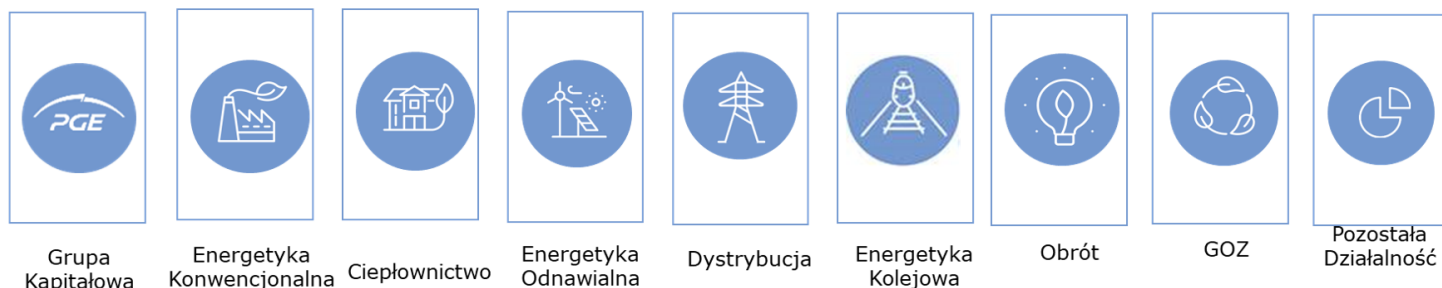
Zadłużenie finansowe netto	-2 656	-339	-181	3 969	-118	5 045	1 485	311	111	7 627
----------------------------	--------	------	------	-------	------	-------	-------	-----	-----	-------

¹Szacunkowy poziom zadłużenia na dzień transakcji zakupu spółki.

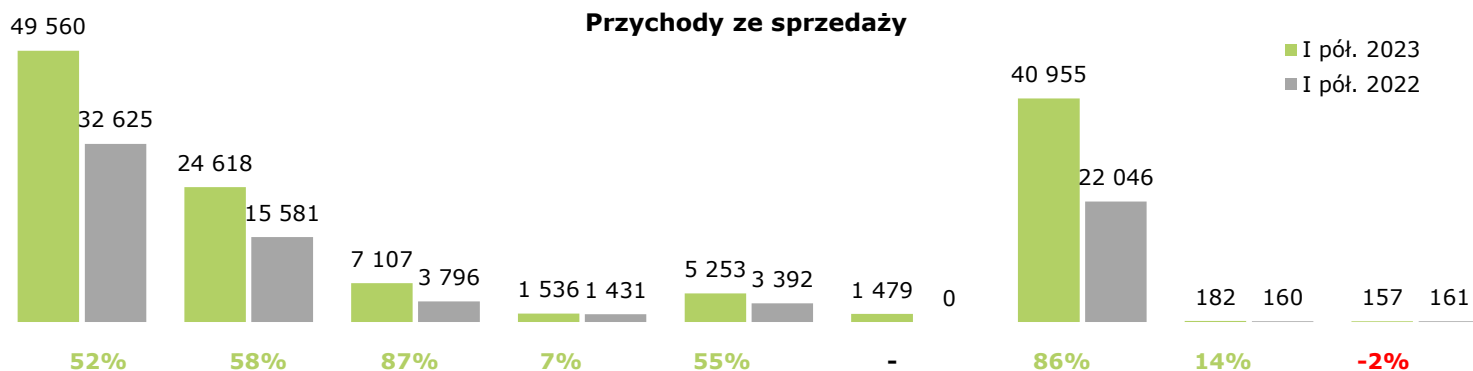
²Po skorygowaniu o przejęte środki pieniężne.

³Szacunkowy poziom ekonomicznego zadłużenia netto (uwzględniającego przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO₂) wynosi 19 250 mln PLN.

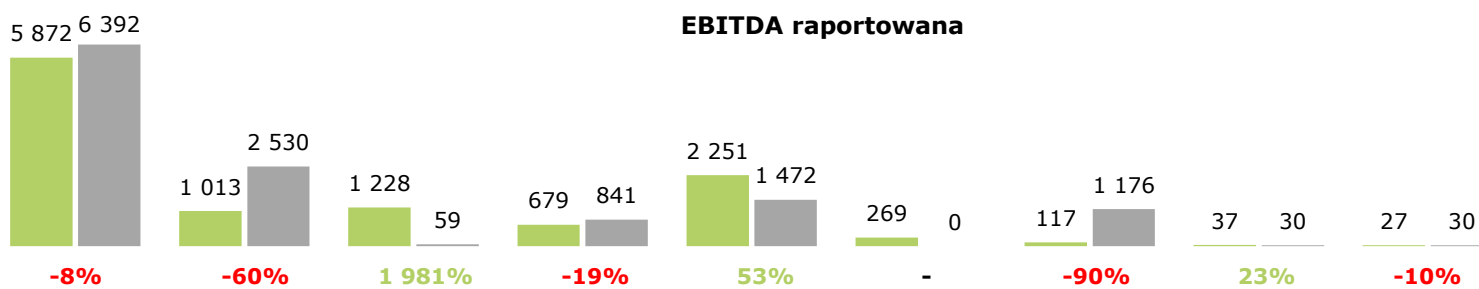
KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE W SEGMENTACH DZIAŁALNOŚCI



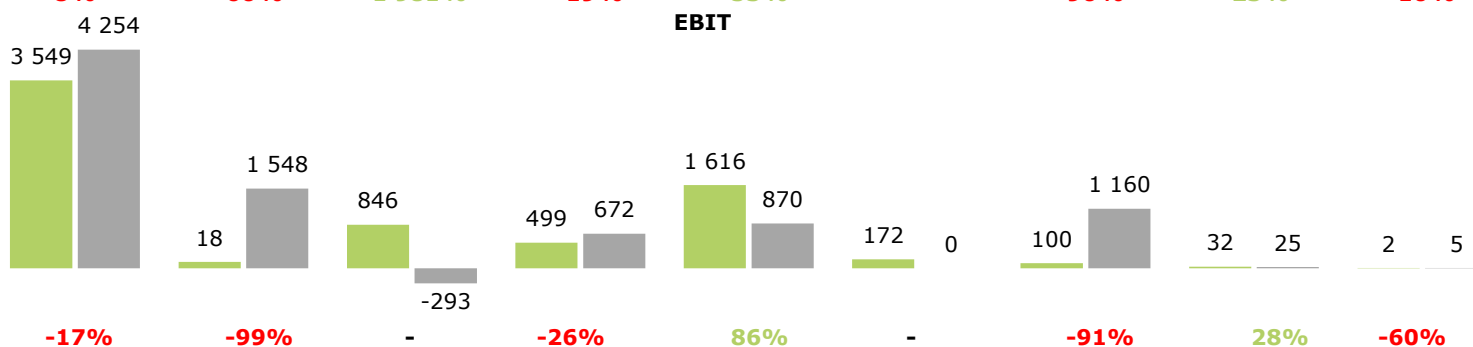
Przychody ze sprzedaży



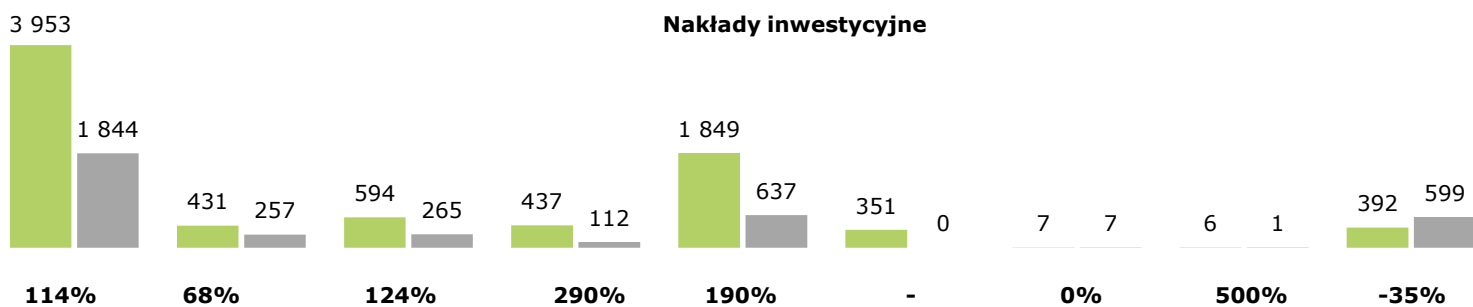
EBITDA raportowana



EBIT



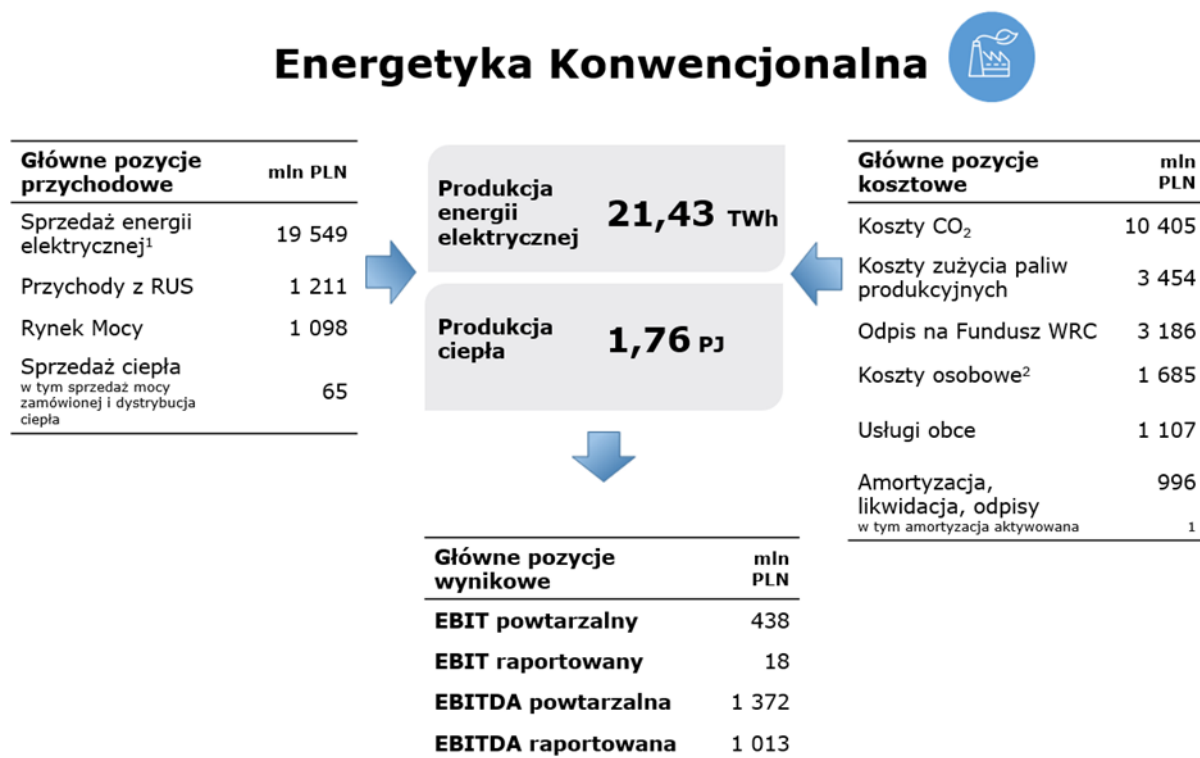
Nakłady inwestycyjne



4.3. Charakterystyka segmentów działalności

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – ENERGETYKA KONWENCJONALNA

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



¹Ujęcie zarządcze

²Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe

Podstawowym źródłem przychodów segmentu Energetyka Konwencjonalna są **przychody ze sprzedaży energii elektrycznej** na rynku hurtowym oparte na cenie energii elektrycznej ustalonej przez mechanizmy równoważenia podaży i popytu przy uwzględnieniu kosztów zmiennych wytwarzania. Jednocześnie najistotniejszymi pozycjami kosztowymi segmentu, z racji wielkości i zmienności, a tym samym wpływu na wynik operacyjny, są **koszty opłat za emisję CO₂** oraz **koszty zużycia paliw produkcyjnych**, przede wszystkim węgla kamiennego. Kluczowa dla Grupy produkcja z węgla brunatnego oparta jest o własne wydobywanie, stąd też jego koszt, relatywnie stabilny, odzwierciedlony jest głównie w pozycjach kosztów o charakterze stałym, tj. kosztach osobowych, usługach obcych oraz amortyzacji.

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

Dodatkowo segment uzyskuje **przychody ze sprzedaży ciepła**, produkowanego w elektrowniach systemowych.

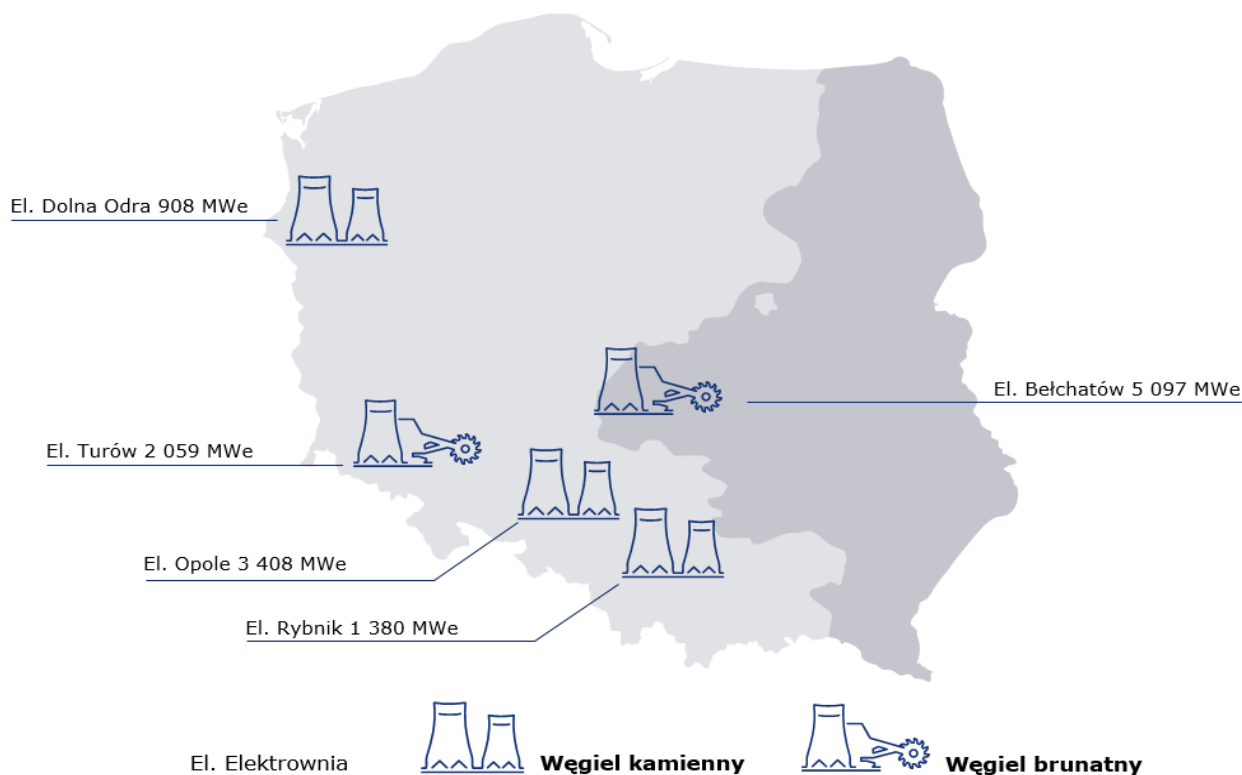
Na podstawie przepisów Ustawy o środkach nadzwyczajnych od grudnia 2022 roku wytwórcy energii elektrycznej zobowiązani są do dokonania **odpisu na Fundusz WRC**.

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%¹² krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii elektrycznej – wytwarza ok. 30%¹³ krajowej produkcji energii elektrycznej brutto. Produkcja oparta jest na węglu brunatnym, wydobywanym z własnych kopalni oraz węgla kamiennym.

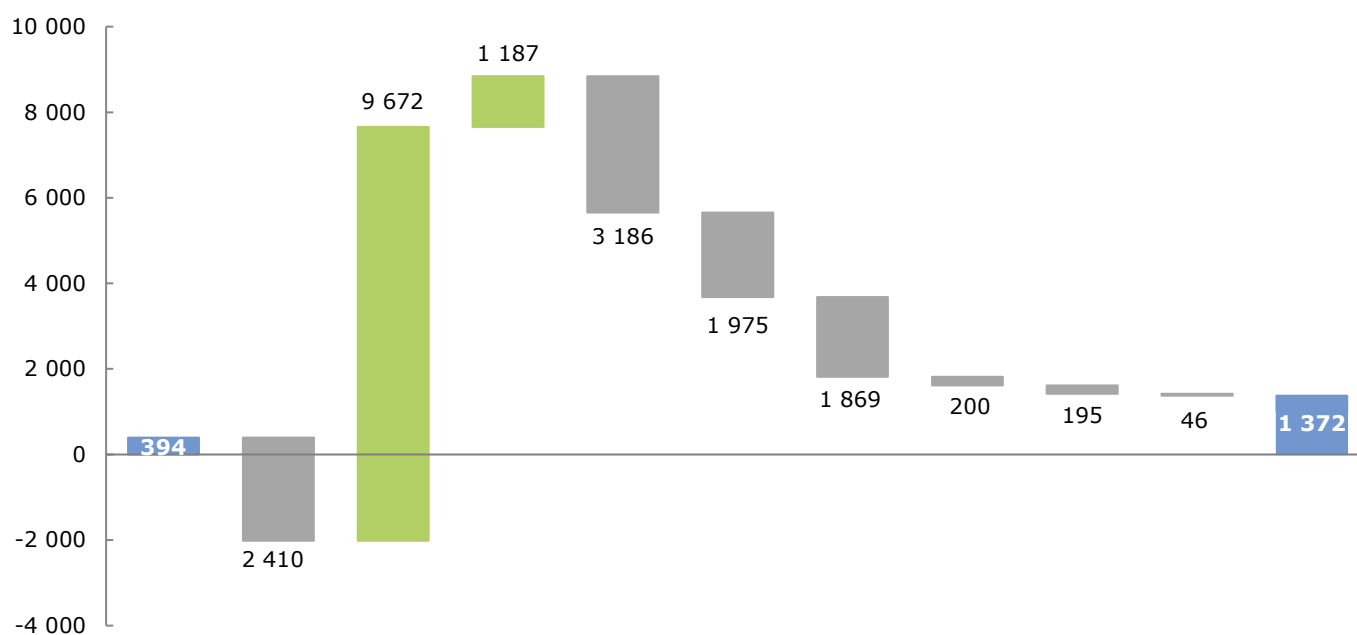
Wykres: Główne aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna i ich moc zainstalowana.



¹² Wyczerpania własne w oparciu o dane GUS.

¹³ 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 I pół. 2022	Produkcja e.e. ilość ¹	Produkcja e.e. cena ¹	Przychody RUS i Rynek Mocy	Odpis na Fundusz WRC	Koszty paliw	Koszty CO ₂ ²	Koszty ZHW ³	Koszty osobowe ⁴	Pozostałe ⁵	EBITDA I pół. 2023
Odchylenie		-2 410	9 672	1 187	-3 186	-1 975	-1 869	-200	-195	-46	
EBITDA raportowana I pół. 2022	2 530										
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2022	2 136										
EBITDA powtarzalna I pół. 2022	394	12 287		1 122	0	1 479	8 536	512	1 490	998	
EBITDA powtarzalna I pół. 2023		19 549		2 309	3 186	3 454	10 405	712	1 685	1 044	1 372
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2023											-359
EBITDA raportowana I pół. 2023											1 013

irządzące.

omniejszone o odsprzedaż nadwyżek CO₂ powstałych w wyniku redukcji PSE S.A. i działań handlowych.

Umowa o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi.

sobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenia jednorazowe).

Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy rekultywacyjnej (zdarzenie jednorazowe).

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

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	-334	2 150	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-25	-14	79%
Razem	-359	2 136	-

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 463 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 9 672 mln PLN; niższego wolumenu sprzedaży o 5,1 TWh, co wpłynęło na pomniejszenie przychodów o ok. 2 410 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 **wyższy wynik uzyskany z Rynku Mocy** na skutek wyższej stawki obowiązku mocowego oraz wyższego udziału mocy PGE GIEK S.A. w sumie mocy GK PGE.
- **Odpis na Fundusz WRC**, który nie występował w okresie porównywalnym.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego, na skutek istotnie wyższej ceny tego paliwa. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO₂** spowodowane wyższym średnim kosztem CO₂ o 151,7 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).

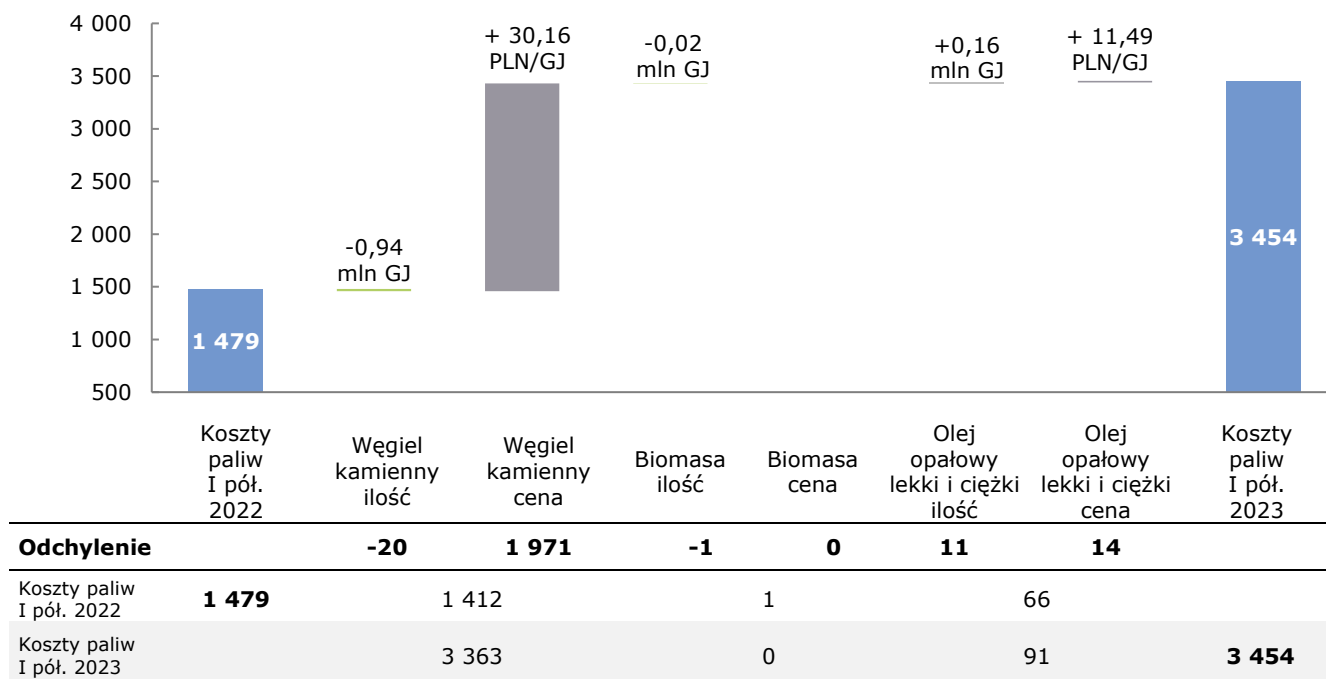
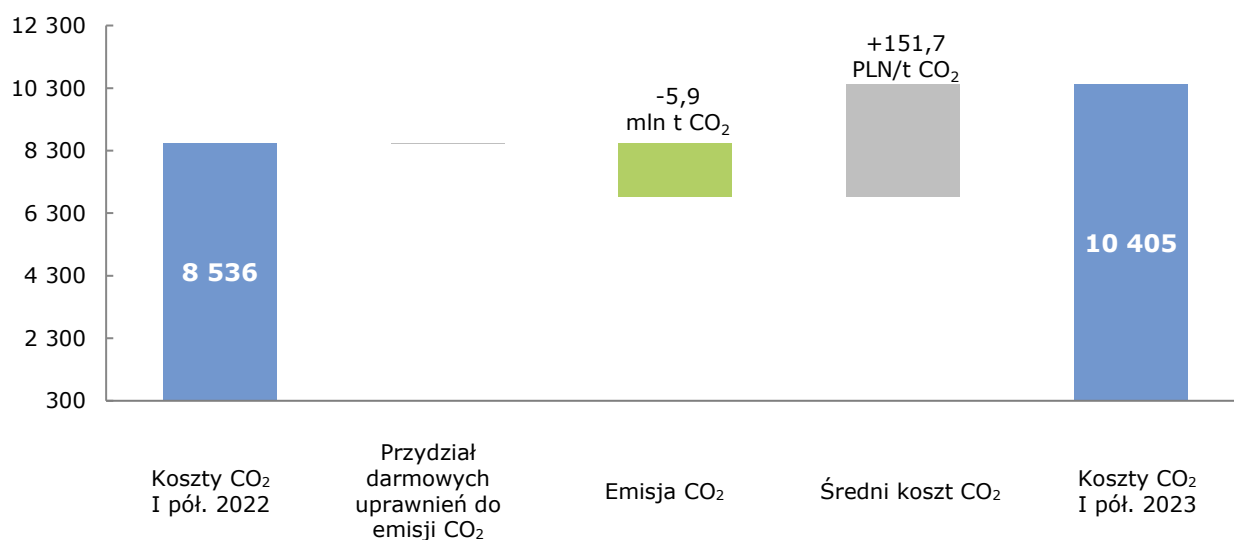


Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

Rodzaj paliwa	I półrocze 2023		I półrocze 2022	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	2 931	3 363	3 064	1 412
Biomasa	0	0	2	1
Olej opałowy lekki i ciężki	29	91	25	66
Razem		3 454		1 479

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



Odchylenie	0	-1 708	3 577
Koszty CO ₂ I pół. 2022	8 536		
Koszty CO ₂ I pół. 2023			10 405

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO₂ w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

Dane dot. CO ₂	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂ (tony)	31 379	31 583	-1%
Emisja CO ₂ (tony)	23 609 209	29 508 039	-20%
Średni koszt CO ₂ (PLN/t CO ₂) ¹	441,3	289,6	52%

¹Ujęcie zarządcze.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna

mln PLN	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	394	237	66%
▪ Rozwojowe	6	0	-
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	388	237	64%
Pozostałe	37	20	85%
Razem	431	257	68%

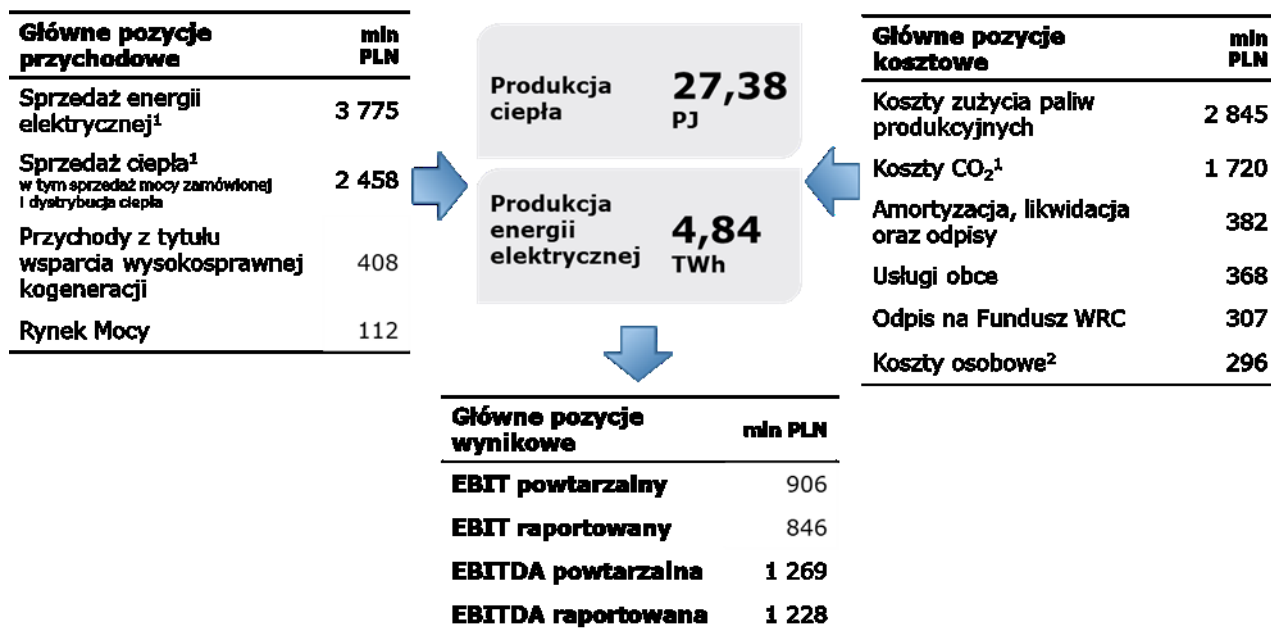
KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA KONWENCJONALNA

- 5 stycznia 2023 roku przekazano Wykonawcy tj. INTEC sp. z o.o. teren budowy i rozpoczęto prace związane z realizacją umowy pn. „**Budowa wytwornicy pary w Elektrowni Rybnik**”.
- 3 lutego 2023 roku uprawomocniła się wydana 20 stycznia 2023 roku decyzja środowiskowa dla instalacji zabudowy **Stacji Rozruchowej w Elektrowni Dolna Odra**.
- 28 lutego 2023 roku zakończono test instalacji pilotażowej II stopnia odwróconej osmozy w **Przemysłowej Oczyszczalni Ścieków w Elektrowni Turów**.
- 15 marca 2023 roku po przeprowadzonych pomiarach gwarancyjnych na **Instalacjach Odsiarczania Spalin (IOS) Elektrowni Bełchatów** potwierdzono osiągnięcie wymaganych parametrów technicznych.
- W okresie 7-21 marca 2023 roku zakończono wykonanie i odebrano fundament komina budynku kotłowni rozruchowej oraz budynku rozdzielni i transformatora dla zadania „**Budowa wytwornicy pary w Elektrowni Rybnik**”.
- 23 marca 2023 roku w ramach zadania „**Budowa wytwornicy pary w Elektrowni Rybnik**” nastąpiła dostawa wytwornic pary i posadowienie na fundamencie kotłowni. Ponadto zakończono montaż konstrukcji budynku kotłowni, prace związane z budynkami pompowni i budynkiem elektrycznym (posadowienie transformatorów) oraz prace związane z wykonaniem układu wyprowadzenia spalin.
- 2 czerwca 2023 roku przeprowadzono rozruch układu nawrotu ścieków oczyszczonych do układu wody chłodzącej **Przemysłowej Oczyszczalni Ścieków w Elektrowni Turów**.
- 15 czerwca 2023 roku w Prokuraturii Generalnej RP złożono wniosek o przeprowadzenie mediacji z udziałem mediatora celem podjęcia próby ugodowego rozstrzygnięcia sporów wynikających z kontraktu na **budowę bloku w Elektrowni Turów**.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI - CIEPŁOWNICTWO

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

Ciepłownictwo



¹W ujęciu zarządczym

²Po 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 CO₂** 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 dokonania **odpisu na Fundusz WRC**.

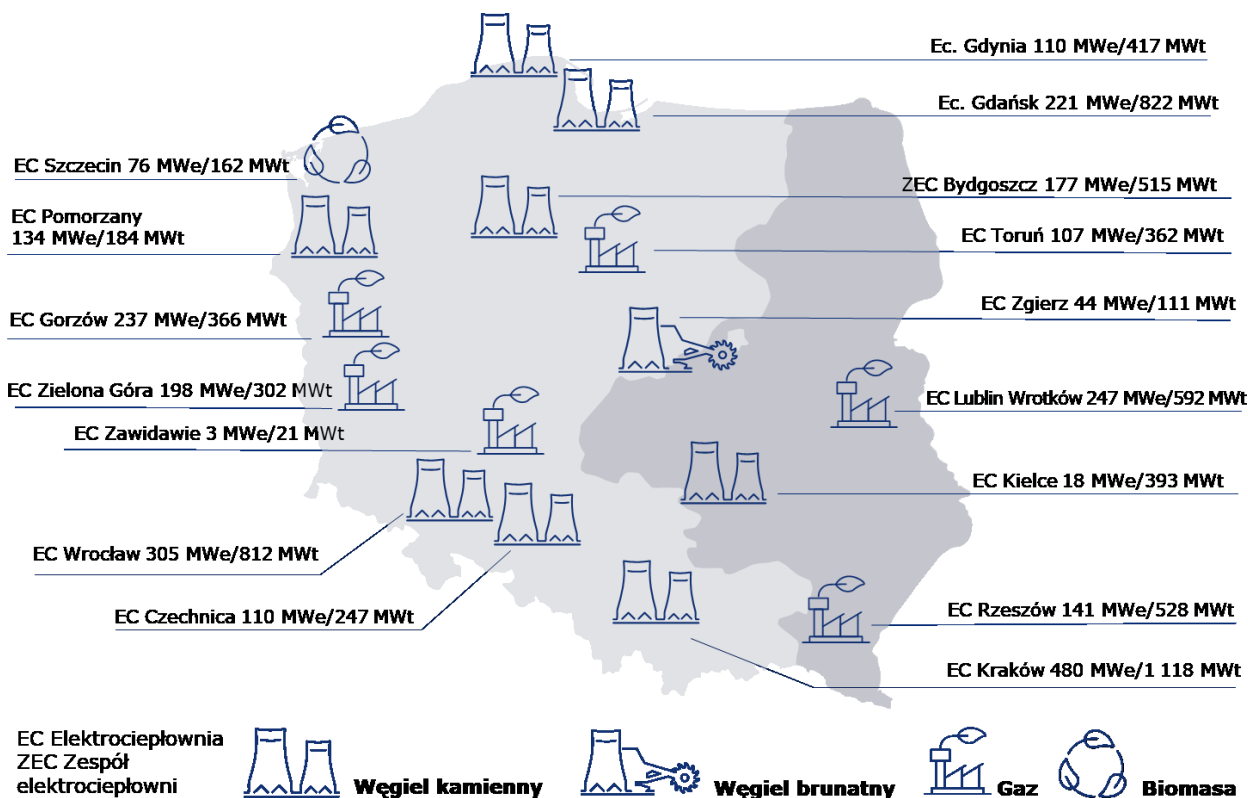
AKTYWA

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.

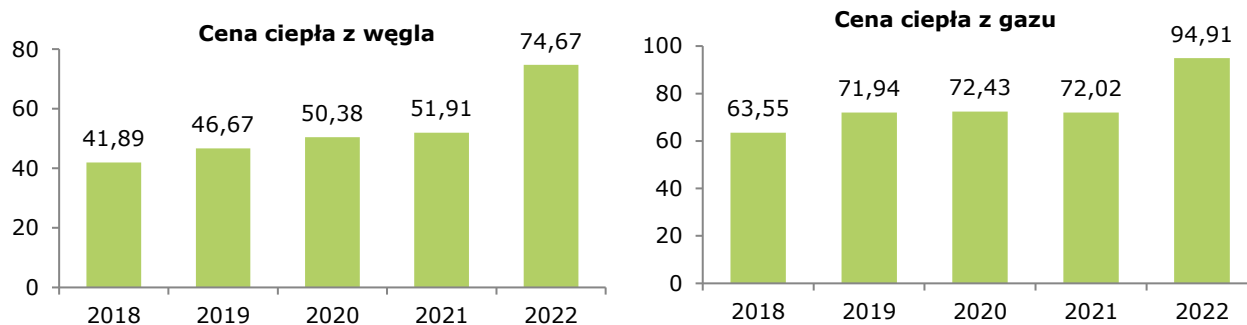
Wykres: Główne aktywa segmentu Ciepłownictwo i ich moc zainstalowana.



TARYFY W SEGMENTCIE CIEPŁOWNICTWO

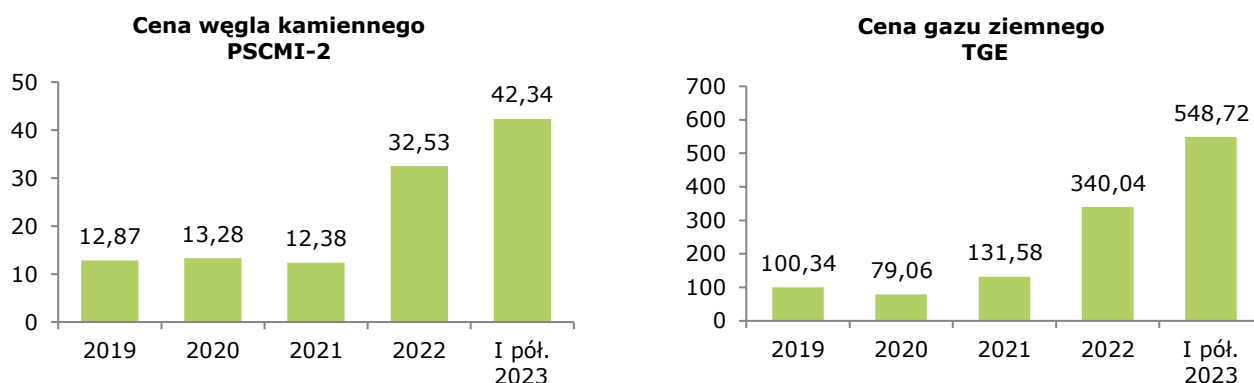
W związku z tym, że przychody ze sprzedaży ciepła dla elektrociepłowni są taryfowane w ramach tzw. metody uproszczonej, cechuje je względne opóźnienie w przenoszeniu kosztów (roczne lub dwuletnie). Bazują one bowiem na dynamice r/r średnich kosztów (uwzględniającej wykorzystywane paliwa) ponoszonych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

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



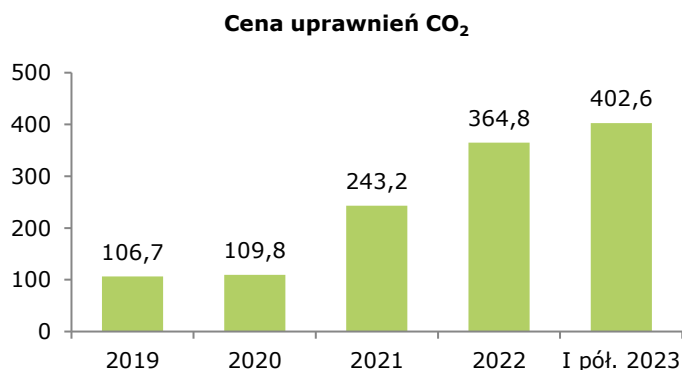
Źródło: URE.

Wykresy: Zmiany kosztów paliw – węgla kamiennego (PLN/GJ) – PSCMI-2¹⁴ i gazu (PLN/MWh) - TGE.



Źródło: ARP, TGE.

Wykres: Zmiana kosztów uprawnień do emisji CO₂¹⁵ (PLN/t).



Źródło: ICE.

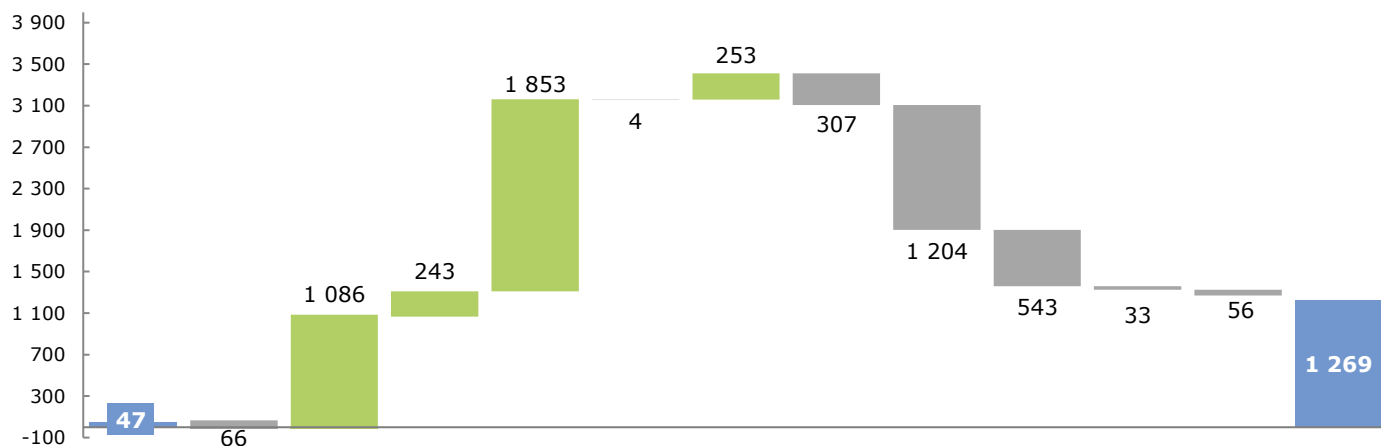
¹⁴ PSCMI-2 Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen miałów energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku ciepła.

¹⁵ 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 2023 roku odnotowano natomiast średni rynkowy wzrost ceny węgla o 30%, z kolei średnia cena uprawnień do emisji CO₂ wzrosła o 10% w stosunku do 2022 roku.

Taryfy dla produkcji ciepła z gazu w 2023 roku ustalane są na bazie zmiany ceny referencyjnej, przy czym w 2023 roku obserwowane są już istotnie wyższe ceny gazu niż we wcześniejszych okresach. Ceny gazu w kontraktach terminowych na TGE kształtowały się na poziomie ok. 549 PLN/MWh (tj. wzrost o 61%).

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



EBITDA I pół. 2022	Produkcja ciepła - ilość	Produkcja ciepła - cena ¹	Produkcja e.e. - ilość	Produkcja e.e. - cena ¹	Rynek Mocy	Przychody z tytułu wsparcia wysokospr. kogeneracji	Odpis na Fundusz WRC	Koszty paliw	Koszty CO ₂	Koszty osobowe ²	Pozostałe ³	EBITDA I pół. 2023
--------------------	--------------------------	--------------------------------------	------------------------	------------------------------------	------------	--	----------------------	--------------	------------------------	-----------------------------	------------------------	--------------------

Odchylenie	-66	1 086	243	1 853	-4	253	-307	-1 204	-543	-33	-56	
EBITDA raportowana I pół. 2022	59											
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2022	12											
EBITDA powtarzalna I pół. 2022	47	1 438		1 679	116	155	0	1 641	1 177	263	260	
EBITDA powtarzalna I pół. 2023		2 458		3 775	112	408	307	2 845	1 720	296	316	1 269
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2023												-41
EBITDA raportowana I pół. 2023												1 228

¹Wartość skorygowana o koszty umorzenia praw majątkowych.

²Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe)

³Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy rekultywacyjnej oraz rekompensat KDT (zdarzenia jednorazowe).

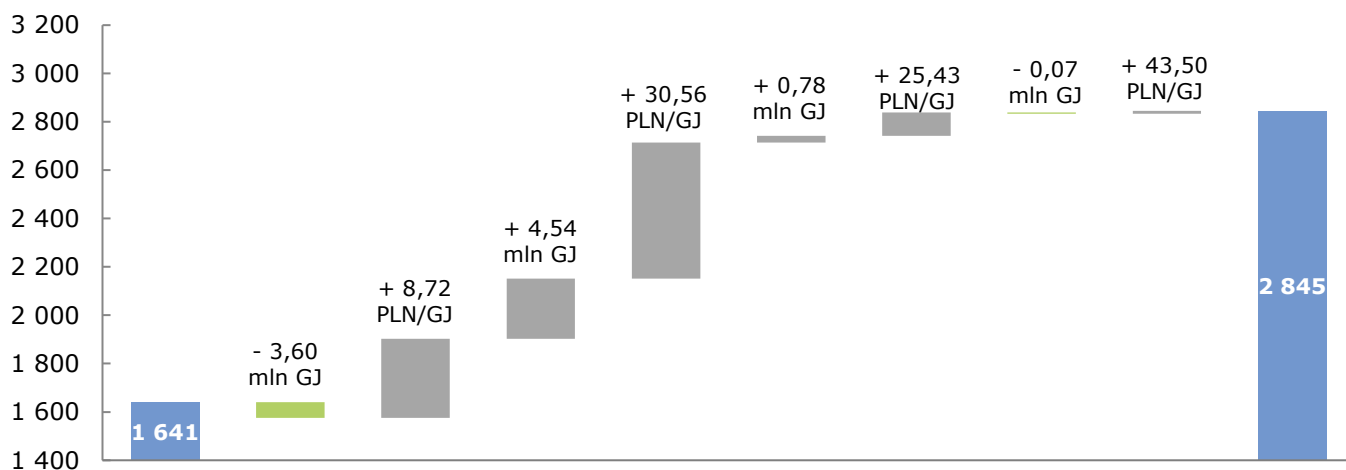
Tabela: Dane dotyczące zdarzeń jednorazowych w segmencie Ciepłownictwo (mln PLN).

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	-8	10	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-2	-	-
Rekompensaty KDT	-31	2	-
Razem	-41	12	-

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

- **Niższy wolumen produkcji ciepła netto** w I półroczu 2023 roku r/r jest efektem wyższych temperatur zewnętrznych w porównaniu do analogicznego okresu 2022 roku. Średnie temperatury były wyższe o 0,5°C r/r, co przełożyło się na niższą o 1,4 PJ produkcję ciepła.
- **Wzrost cen sprzedaży ciepła** jest wynikiem wzrostu taryf na ciepło dla elektrociepłowni w II półroczu 2022 roku, 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: wyższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 383 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 1 853 mln PLN oraz wyższego wolumenu sprzedaży o 0,6 TWh, wpływający na wzrost przychodów o ok. 243 mln PLN.
- **Niższe przychody z tyt. Rynku Mocy**, ze względu na niższy 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 CO₂**, które są głównie skutkiem wyższej ceny uprawnień do emisji CO₂. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższy poziom kosztów osobowych** to głównie efekt wzrostu wynagrodzeń ze względu na porozumienia płacowe oraz wzrost płacy minimalnej.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** wynika głównie z wyższych kosztów ZHZW, ze względu na wyższą średnią cenę sprzedaży e.e.

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

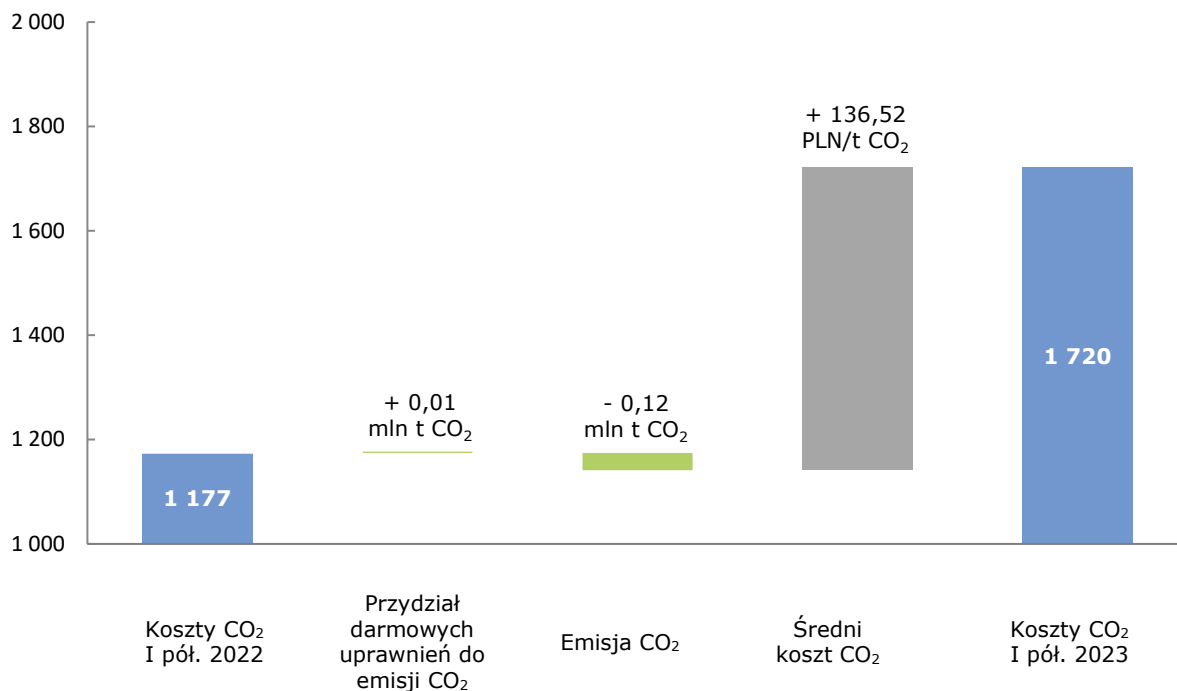


	Koszty I pół. 2022	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Gaz ilość	Gaz cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy oraz pozostałe surowce ilość	Olej opałowy oraz pozostałe surowce cena	Koszty I pół. 2023
Odchylenie		-65	326	250	563	27	97	-6	12	
Koszty paliw I pół. 2022	1 641	733		765		105		38		
Koszty paliw I pół. 2023		994		1 578		229		44		2 845

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	I półrocze 2023		I półrocze 2022	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 691	994	1 850	733
Gaz (tys. m ³)	612 357	1 578	483 858	765
Biomasa	428	229	355	105
Olej opałowy oraz pozostałe surowce	-	44	-	38
Razem		2 845		1 641

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



Odchylenie

-3 -33 579

Koszty CO₂
I pół. 2022 **1 177**

Koszty CO₂
I pół. 2023 **1 720**

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO₂ w segmencie Ciepłownictwo.

Dane dot. CO ₂	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂ (tony)	335 742	324 739	3%
Emisja CO ₂ (tony)	4 578 966	4 700 110	-3%
Średni koszt CO ₂ (PLN/t CO ₂) ¹	405,45	268,93	51%

¹Ujęcie zarządcze.

NAKLĄDY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Ciepłownictwo.

mIn PLN	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
Investycje w moce produkcyjne, w tym:	570	239	138%
▪ Rozwojowe	482	151	219%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	88	88	0%
Pozostałe	24	26	-8%
Razem	594	265	124%

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 II kwartale 2023 roku zakończono montaż układu wyprowadzenia ciepła z Kotłowni Szczytowej i Kotłowni Rezerwowej do sieci ciepłowniczej. Na bloku gazowo – parowym trwa montaż tras kablowych oraz montaż orurowania. Termin oddania bloku do eksploatacji jest planowany na II kwartał 2024 roku.
- W **EC w Gorzowie Wielkopolskim, Lublinie i Rzeszowie** kontynuowano projekty budowy **kotłów szczytowo-rezerwowych**. W Gorzowie, Rzeszowie i Lublinie kotły stacjonarne są posadowione na fundamentach od ubiegłego roku. W II kwartale 2023 roku kontynuowano realizację prac budowlanych i instalacyjnych. Prace uruchomieniowe kotłowni we wszystkich lokalizacjach planowane są w II półroczu 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 II kwartale 2023 roku były prowadzone prace przy kanale załadowniczym oraz w budynkach okołoprodukcyjnych.
- Realizowany jest program inwestycyjny w **EC Bydgoszcz I (EC I)** i **EC Bydgoszcz II (EC II)**:
 - EC I: budowa czterech kotłów gazowych (sumaryczna moc cieplna 38 MWt). W czerwcu 2023 roku przeprowadzono i zakończono Ruch Próbnny Instalacji. 17 lipca 2023 roku Powiatowy Inspektor Nadzoru Budowlanego w Bydgoszczy wydał decyzję Pozwolenia na użytkowanie.
 - 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 szczytowo-rezerwowego. W maju 2023 roku przekazano teren budowy wykonawcy. Obecnie trwają prace ziemne, związane z przygotowaniem podłoża pod pierwszy etap fundamentów, zasilanie w media zaplecza budowy, przekładki instalacji przeciwpożarowej i energetycznej. Przekazanie do eksploatacji planowane jest na I kwartał 2025 roku.
- W **EC Zgierz** zakończył się montaż trzech agregatów kogeneracyjnych, kotła szczytowo-rezerwowego oraz instalacji OZE obejmującej kolektory słoneczne. Zamontowano także komin oraz chłodnie wentylatorowe. Kontynuowane są prace w zakresie montażu instalacji gazowej wewnątrz budynku i instalacji elektrycznej zewnętrznej. Przekazanie do eksploatacji planowane jest w III kwartale 2023 roku.
- W **EC Kielce** 28 kwietnia 2023 roku nastąpiło przekazanie do eksploatacji nowej kotłowni gazowej o mocy 5x32 MWt. Kontynuowano także budowę układu kogeneracyjnego w oparciu o turbinę gazową o mocy 7,32 MWe i 12,42 MWt z kotłem odzysknicowym. Przekazanie bloku kogeneracyjnego do eksploatacji planowane jest w IV kwartale 2023 roku.

KLUCZOWY PROJEKT REALIZOWANY W 2023 ROKU

Cel projektu	Budżet ¹	Poniesione nakłady ¹	Nakłady poniesione w 2023 roku ¹	Paliwo/ sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa Nowej EC Czechnica	1,2 mld PLN	ok. 687 mln PLN	258 mln PLN	Gaz ziemny/ Kogeneracja 85%	Konsorcjum firm: Polimex Mostostal S.A. (Lider) / Polimex Energetyka sp. z o.o.	II kwartał 2024 roku

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

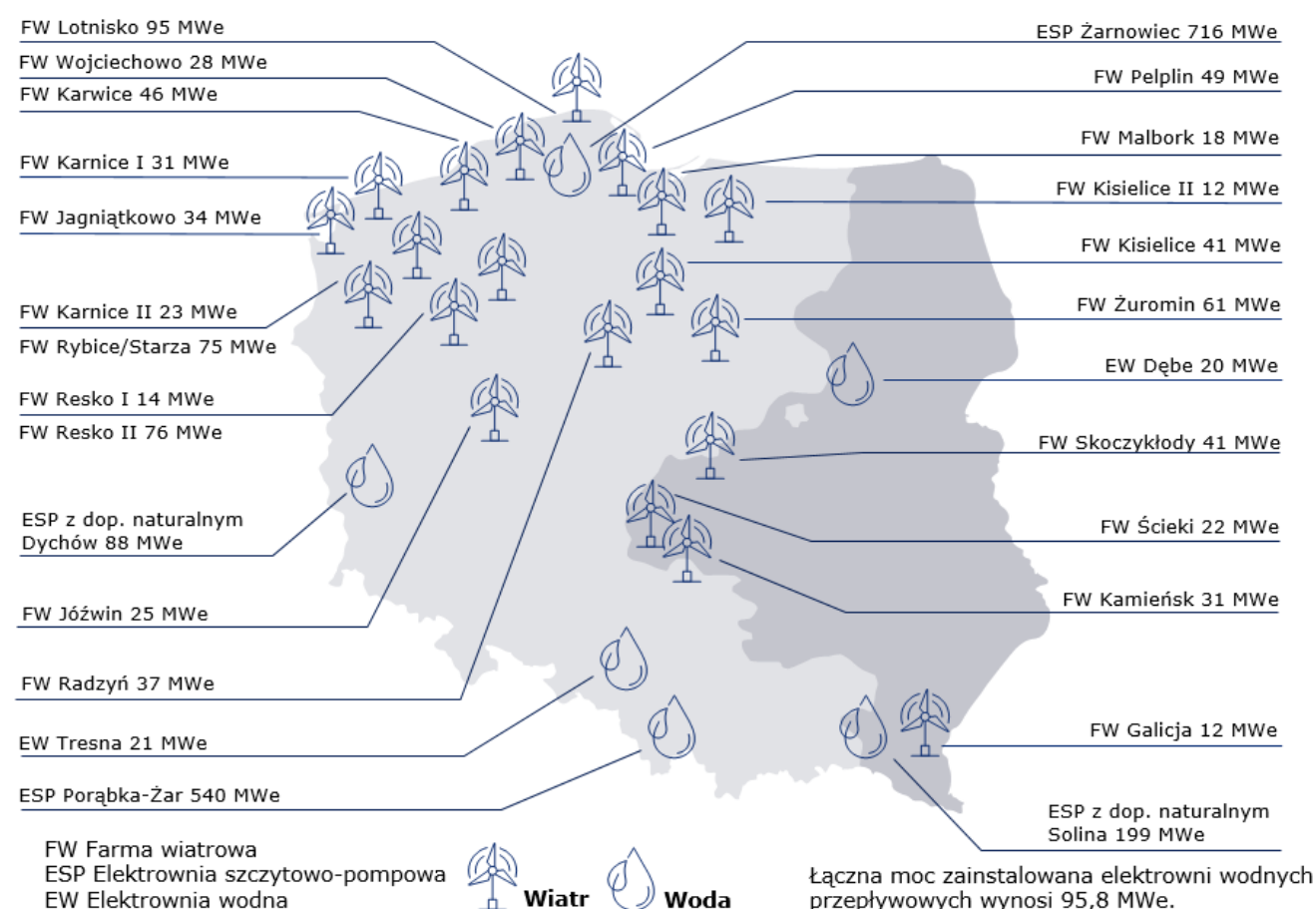
AKTYWA

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:

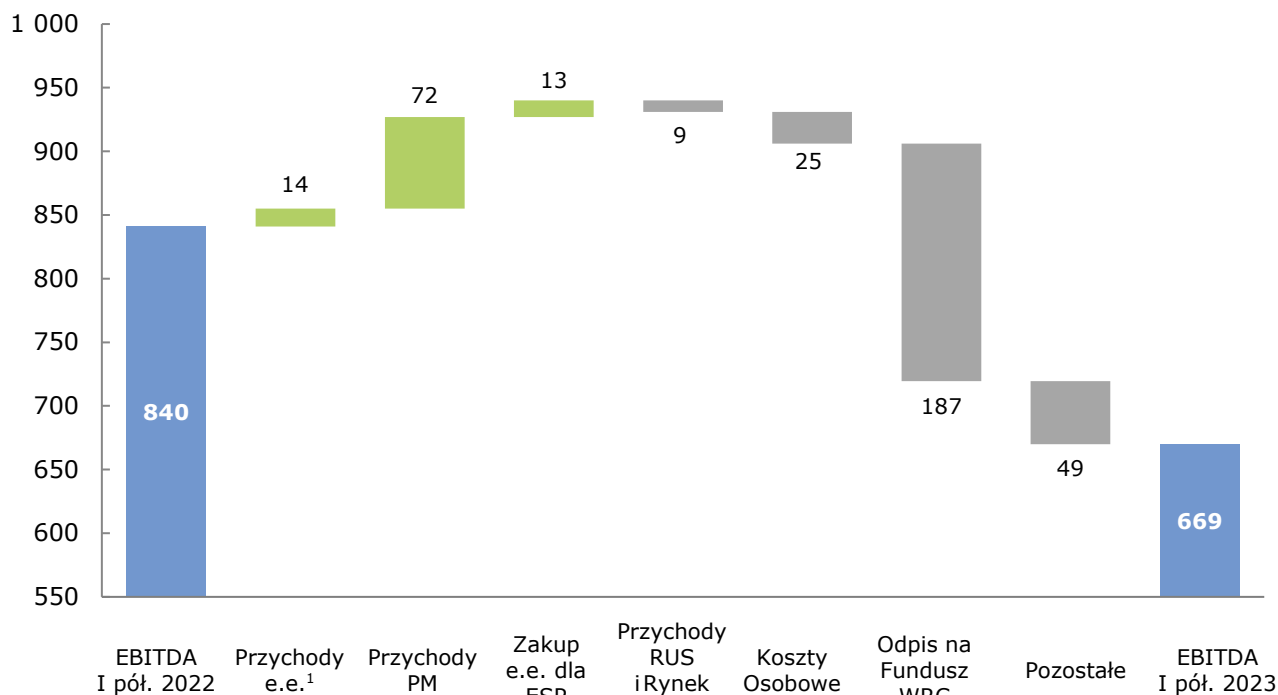
- 20 farm wiatrowych¹⁶,
- 24 elektrownie fotowoltaiczne,
- 29 elektrowni wodnych przepływowych,
- 4 elektrownie wodne szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym.

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



¹⁶Bez uwzględnienia farmy wiatrowej Zalesie (spółka Longwing Polska sp. z o.o.) zakupionej 20 września 2023 roku przez PGE Energia Odnawialna S.A.

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



Odchylenie	14	72	13	-9	-25	-187	-49	
EBITDA raportowana I pół. 2022	841							
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2022	1							
EBITDA powtarzalna I pół. 2022	840	1 210	95	414	144	64	0	131
EBITDA powtarzalna I pół. 2023		1 224	167	401	135	89	187	669
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2023								10
EBITDA raportowana I pół. 2023								679

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

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

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
Rezerwa aktuarialna	-1	1	-
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	11	0	-
Razem	10	1	900%

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

- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**, który wynika z: wyższego wolumenu sprzedaży o 458 GWh, co wpłynęło na powiększenie przychodów o 316 mln PLN; niższej średniej ceny

sprzedaży energii elektrycznej o 136 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o 302 mln PLN.

- **Wyższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych**, które wynikają głównie z: wyższej średniej ceny sprzedaży o 88 PLN/MWh r/r, w wyniku czego przychody wzrosły o 70 mln PLN; wyższego wolumenu sprzedaży o 17 GWh, co wpłynęło na wzrost przychodów o 2 mln PLN.
- **Niższe koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby pompowania** w elektrowniach szczytowo-pompowych w wyniku niższej średniej ceny zakupu energii elektrycznej o 59 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek kosztów o 51 mln PLN oraz wyższego wolumenu zakupu o 73 GWh, wpływającego na wzrost kosztów o 38 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 oraz Energetyki Odnawialnej.
- **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.

NAKLADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna.

mln PLN	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	432	106	308%
▪ Rozwojowe	354	89	298%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	78	17	359%
Pozostałe	5	6	-17%
Razem	437	112	290%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE 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 PKN Orlen. 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.

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:**

W II kwartale 2023 w fazie realizacji były projekty o łącznej mocy ok. 220 MW, w tym cztery duże farmy PV: Gutki o mocy 12 MW, Huszlew o mocy 13 MW, Augustynka o mocy 25 MW i Jeziórko o mocy 100 MW (w tym pierwsza część projektu o mocy 50MW).

Kontynuowano również działania na rzecz rozwoju kolejnych projektów farm fotowoltaicznych, w tym pozyskiwanie praw do gruntów oraz uzyskiwanie wymaganych decyzji administracyjnych, zmierzających do pozyskania pozwoleń na budowę. W 2023 roku planowane jest uzyskanie pozwoleń na budowę dla projektów o łącznej mocy ok. 220 MW.

▪ **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. Zakończył się proces oczyszczania zbiornika górnego z osadów i namulów. Prowadzone są badania modelowe projektowanych urządzeń. Toczą się prace w zakresie opracowania projektów podstawowych i wykonawczych dla poszczególnych branż. Rozpoczęcie głównych prac modernizacyjnych na obiekcie planowane jest na 2024 rok.

WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

PGE Dystrybucja S.A. działa na obszarze 129 829 km² i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,7 mln klientów.
Wykres: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.



Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh)

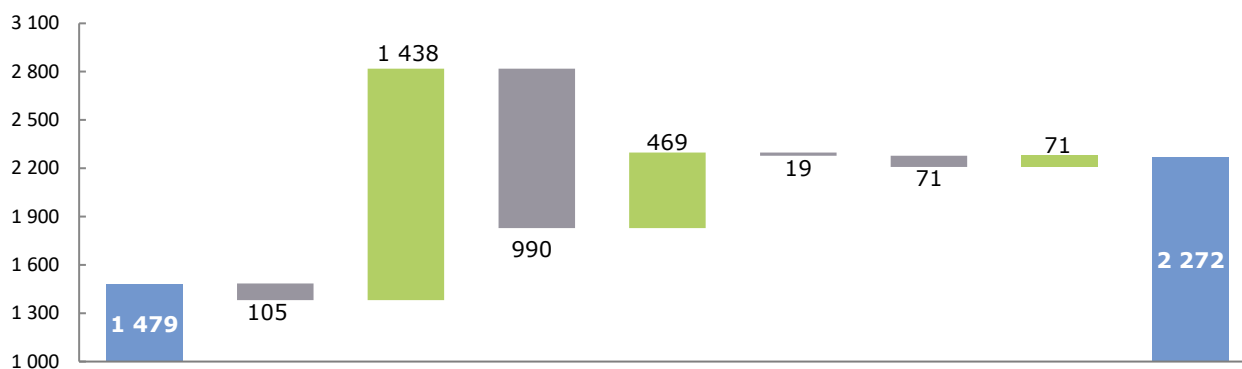
Taryfy	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
Grupa taryfowa A	2,45	2,69	-9%
Grupa taryfowa B	6,90	7,40	-7%
Grupa taryfowa C+R	3,16	3,39	-7%
Grupa taryfowa G	5,31	5,14	3%
Razem	17,82	18,62	-4%

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

Taryfy	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
Grupa taryfowa A	140	123	14%
Grupa taryfowa B	13 718	13 235	4%
Grupa taryfowa C+R	475 967	486 763	-2%
Grupa taryfowa G	5 202 166	5 121 741	2%
Razem	5 691 991	5 621 862	1%

KLUCZOWE CZYNNIKI WPLYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I pół. 2022	Wolumen dystryb. e.e.	Zmiana taryfy dystryb. ¹	Koszt różnicy bilansowej ²	Dośćcowa. kosztów różnicy bilansowej ³	Podatek od nieruchomości	Koszty osobowe ⁴	Pozostałe	EBITDA I pół. 2023
Odchylenie		-105	1 438	-990	469	-19	-71	71	
EBITDA raportowana I pół. 2022	1 472								
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2022	-7								
EBITDA powtarzalna I pół. 2022	1 479	2 460		255	35	234	690	163	
EBITDA powtarzalna I pół. 2023		3 793		1 245	504	253	761	234	2 272
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2023									-21
EBITDA raportowana I pół. 2023									2 251

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

² Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

³ Pozycja wpływająca ujemnie na segment Obrót, neutralna dla GK PGE.

⁴ Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenia jednorazowe)

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

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
Rezerwa aktuarialna	-21	-7	200%
Razem	-21	-7	200%

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

- **Spadek wolumenu dystrybuowanej** energii elektrycznej o 0,80 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** średnio o 44,6 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.
- **Pozytywny 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 budowli w efekcie realizacji inwestycji i rozbudowy sieci elektroenergetycznej.
- **Wzrost kosztów osobowych** w związku z rosnącymi kosztami zatrudnienia z powodu presji inflacyjnej.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe**, wynikająca głównie z wyższych przychodów ze sprzedaży pozostałych usług dystrybucyjnych w zakresie energii biernej i przekroczenia mocy, w wyniku wzrostu stawek w Taryfie 2023. Dodatkowo wyższy poziom kosztów aktywowanych, skompensowany częściowo wzrostem kosztów zużycia energii elektrycznej - głównie na potrzeby własne i technologiczne.

NAKLĄDY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja.

mln PLN	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1 848	633	192%
▪ Rozwojowe	798	363	120%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	1 050	270	289%
Pozostałe	1	4	-75%
Razem	1 849	637	190%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE DYSTRYBUCJA

- **Przyłączanie nowych odbiorców:** realizowano Program przyłączenia odbiorców (PNO) do sieci dystrybucyjnej, w ramach którego w I półroczu 2023 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 747 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 I półroczu 2023 roku kontynuowano postępowania przetargowe na poszczególne komponenty systemu, z czego dwa kluczowe postępowania na zakup i wdrożenie komponentów sieci rdzeniowej CORE LTE450 oraz zakup i wdrożenie komponentów sieci radiowej RAN LTE450 zostały rozstrzygnięte wyborem najkorzystniejszej oferty. W efekcie podpisano umowy wykonawcze i rozpoczęto prace przygotowawcze do fazy realizacyjnej. Równolegle w ramach dedykowanych projektów wchodzących w skład Programu realizowane były prace w pozostałych obszarach niezbędnych do uruchomienia usługi.
- **Program Kablowania:** Grupa PGE w I półroczu 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 380 mln PLN.

Od początku uruchomienia Programu w 2019 roku zrealizowano 2 730 km linii kablowych SN.

W I półroczu 2023 roku zostało zrealizowane 442 km linii kablowych SN.

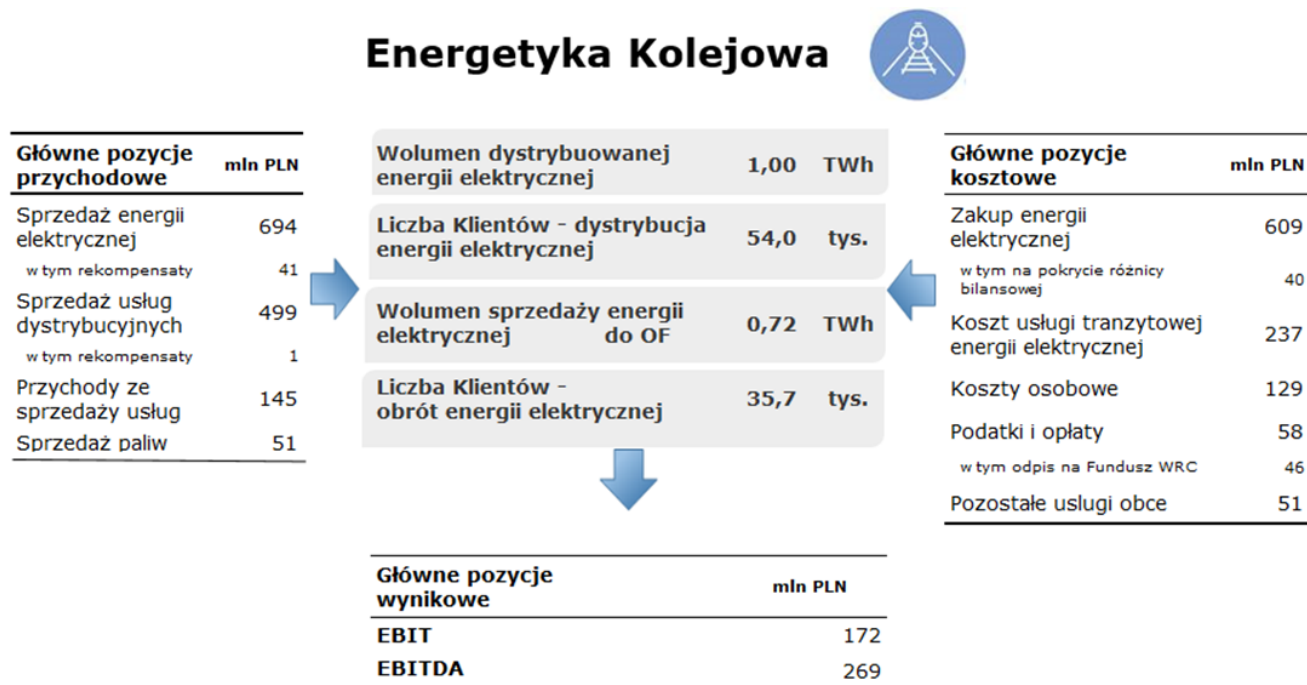
- **Projekt instalacji liczników zdalnego odczytu (LZO):** Realizacja Projektu ma charakter obligatoryjny i wynika z wymagań stawianych OSD przez Ustawodawcę w zmienionej ustawie Prawo energetyczne. W I półroczu 2023 roku realizowane były zadania mające na celu:
 - zakup liczników zdalnego odczytu dla odbiorców końcowych na lata 2023 – 2024 (29 maja 2023 roku zawarto umowę dla części I (50%)),
 - zakup liczników i modemów zdalnego odczytu, które zostaną zainstalowane w stacjach SN/nN w latach 2023 – 2025 (26 czerwca 2023 roku zawarto umowę na liczniki bilansujące),
 - zakup usługi montażu liczników u odbiorców końcowych (24 maja 2023 roku ogłoszono kolejne postępowania przetargowe),
 - zakup usługi modernizacji i montażu liczników w stacjach SN/nN.

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. Dyrektywa PE 2019/994 określa, że należy wyposażać przynajmniej 80% odbiorców w LZO. PGE Dystrybucja S.A. podjęła decyzję o opomiarowaniu 100% odbiorców do 2030 roku.

- **Wdrożenie centralnych systemów CRM i Billing (Program NCB):** celem Programu NCB jest wdrożenie kompleksowego, centralnego rozwiązania informatycznego wspierającego kluczowe procesy biznesowe w Grupie Kapitałowej PGE, realizowane przez PGE Obrót S.A. i PGE Dystrybucja S.A., składającego się z 2 systemów billingowych – odrębnych dla każdej ze spółek oraz systemu CRM dla PGE Obrót S.A. Program realizowany jest przez spółkę PGE Systemy S.A. która w ubiegłym roku podpisała umowę z wyłonionym w przetargu wykonawcą. Nowe rozwiązanie ma zastąpić działające obecnie systemy billingowe oraz systemy CRM do obsługi klientów Grupy PGE. Na przełomie 2022 i 2023 roku nastąpiło przejście zadania inwestycyjnego z etapu analizy do etapu wdrożenia. W I półroczu 2023 roku zgodnie z harmonogramem wynikającym z umowy realizowane były prace wdrożeniowe etapu pilotażowego, którego efektem będzie uruchomienie nowego systemu i migracja danych z wybranych obecnie działających systemów lokalnych. Równolegle w ramach dedykowanych projektów wchodzących w skład Programu realizowane są prace mające na celu niezbędne integracje 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.



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, więc 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 dokonania **odpisu na Fundusz WRC**.

Dane raportowane dla segmentu Energetyka Kolejowa za I półrocze 2023 roku dotyczą okresu od daty przejścia tj. od kwietnia 2023 roku.

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. 517 podstacji trakcyjnych zasilających linie kolejowe w całym kraju. Łączna długość sieci spółki wynosi 18,6 tys. kilometrów. Do sieci tej jest podłączonych około 54 tys. odbiorców.

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

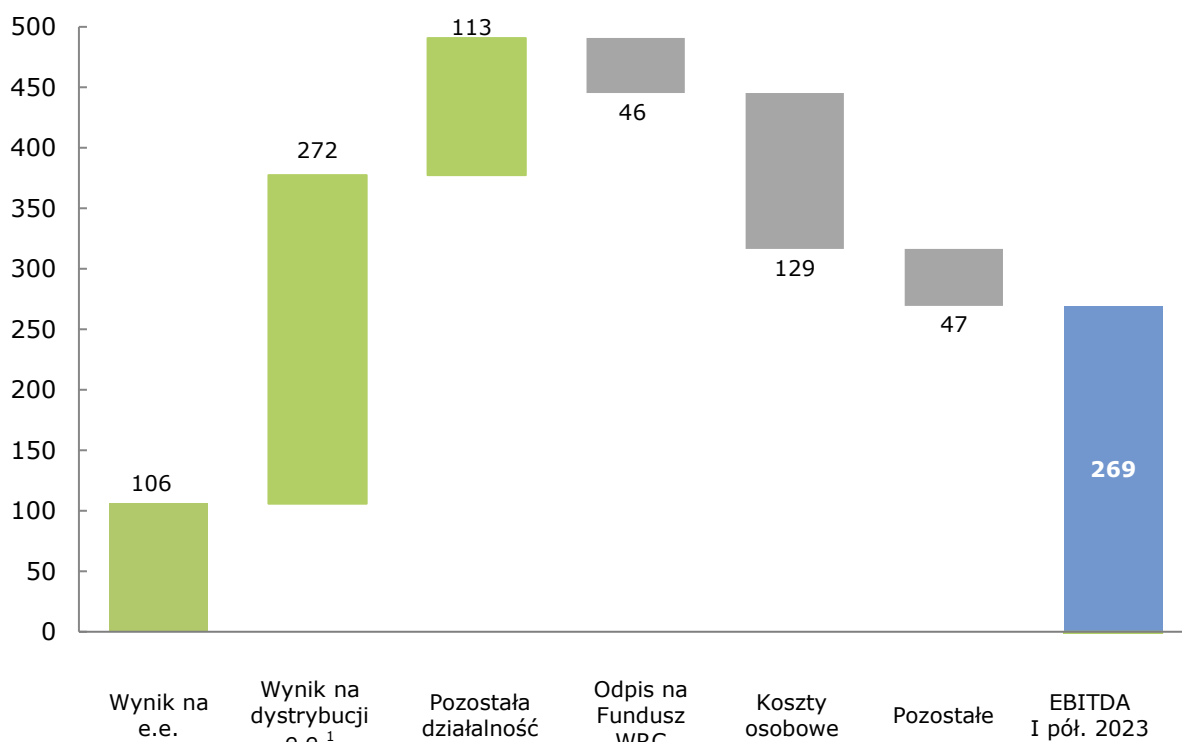
Taryfy	Wolumen (TWh)		Liczba klientów	
	I półrocze 2023		I półrocze 2023	
Grupa taryfowa A	0,00		0	
Grupa taryfowa B	0,68		310	
Grupa taryfowa C+R	0,03		8 071	
Grupa taryfowa G	0,01		27 309	
Razem	0,72		35 690	

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

Taryfy	Wolumen (TWh)		Liczba klientów	
	I półrocze 2023		I półrocze 2023	
Grupa taryfowa A	0,00		0	
Grupa taryfowa B	0,87		629	
Grupa taryfowa C+R	0,12		25 825	
Grupa taryfowa G	0,01		27 561	
Razem	1,00		54 015	

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



Czynnik budowy EBITDA	106	272	113	-46	-129	-47	269
EBITDA I pół. 2022							
EBITDA I pół. 2023	106	272	113	46	129	47	

¹ 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 tys. (w tym 77% stanowią klienci z grupy taryfowej G) z łącznym wolumenem sprzedaży energii 0,72 TWh (w tym 94% stanowią klienci z grupy taryfowej B).
- **Wynik na dystrybucji**, który jest efektem dystrybucji energii do 54 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).
- **Wynik na pozostałej działalności** na poziomie 113 mln PLN dotyczący działalności w zakresie usług trakcyjnych, elektroenergetycznych oraz sprzedaży paliw.
- **Odpis na Fundusz WRC** w wysokości 46 mln PLN zgodnie z przyjętymi regulacjami prawnymi (za okres od przejścia do końca okresu sprawozdawczego).
- **Koszty osobowe** w wysokości 129 mln PLN, przy średnim poziomie zatrudnienia 4 012 etatów.
- **Pozycja pozostałe**, w skład której wchodzi głównie pozostałe koszty operacyjne.

NAKLĄDY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Kolejowa

mIn PLN	I półrocze 2023 ¹
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	351
▪ Rozwojowe	323
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	28
Razem	351

¹Nakłady inwestycyjne za okres kwiecień – czerwiec 2023 roku

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 II kwartale 2023 roku zakończono zgodnie z terminem 7 umów przyłączeniowych a poniesione nakłady wyniosły w tym okresie 287 mln PLN. Od początku uruchomienia Programu w 2012 roku podpisano 296 umów przyłączeniowych, z czego zrealizowano 240.

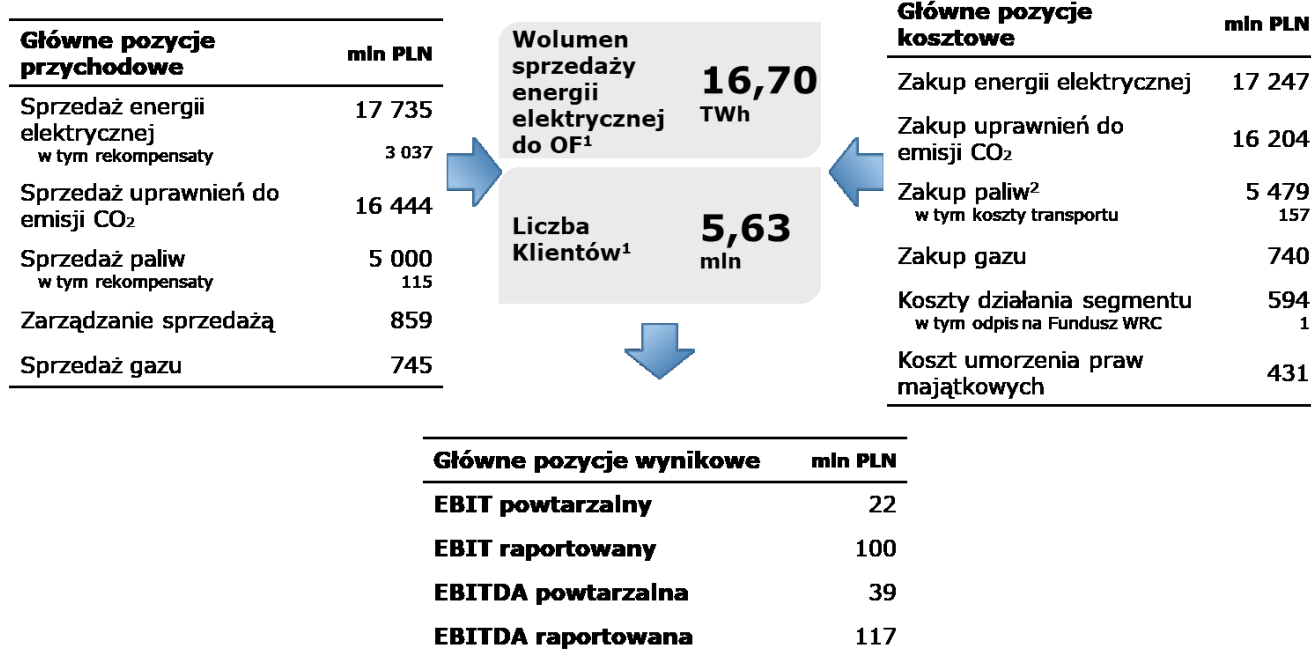
- **Przyłączanie nowych odbiorców energii elektrycznej:** Energetyka Kolejowa realizowała Program przyłączania odbiorców do sieci dystrybucyjnej, w ramach którego w II kwartale 2023 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 16 mln PLN.
- **Projekt ZUBI:** segment Energetyka Kolejowa kontynuowała projekt 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 II 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 245 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 II kwartale 2023 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 4 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.

Obrót



¹Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

²Ujęcie 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 dokonania **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 CO₂ 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)¹.

Taryfy	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
Grupa taryfowa A	3,14	3,61	-13%
Grupa taryfowa B	5,67	6,04	-6%
Grupa taryfowa C+R	3,09	2,89	7%
Grupa taryfowa G	4,80	4,90	-2%
Razem	16,70	17,44	-4%

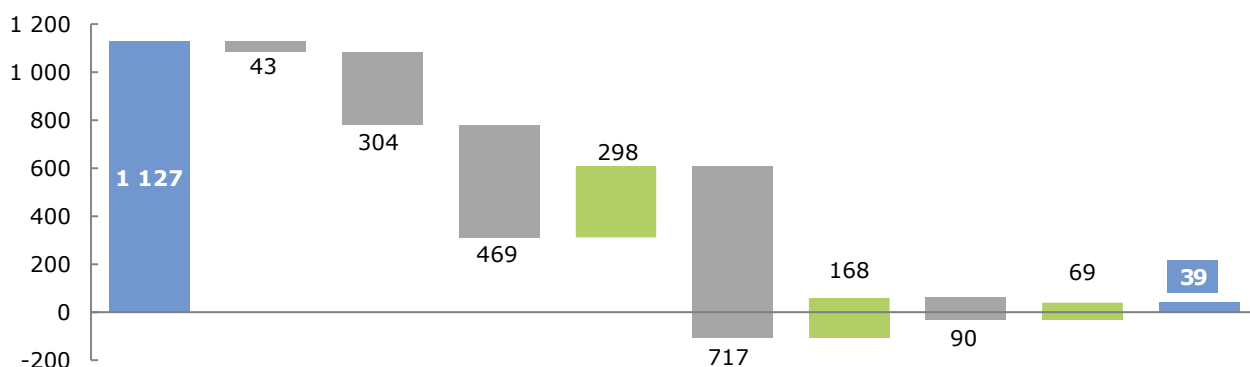
¹Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

Tabela: Liczba klientów wg punktów poboru energii (szt.)¹.

Taryfy	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
Grupa taryfowa A	162	150	8%
Grupa taryfowa B	11 237	11 017	2%
Grupa taryfowa C+R	420 885	406 622	4%
Grupa taryfowa G	5 201 566	5 054 547	3%
Razem	5 633 850	5 472 336	3%

¹Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

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



	EBITDA I pół. 2022	Wynik na e.e. ilość	Wynik na e.e. marża	Doszacow. kosztów różnicy bilansowej ¹	Przychody z działalności na rzecz segmentów w GK PGE ²	Wynik na sprzedaży gazu oraz innych paliw	Wynik na sprzedaży CO ₂	Koszty osobowe ³	Pozostałe ⁴	EBITDA I pół. 2023
Odchylenie		-43	-304	-469	298	-717	168	-90	69	
EBITDA raportowana I pół. 2022	1 176									
Zdarzenie jednorazowe I pół. 2022	49									
EBITDA powtarzalna I pół. 2022	1 127	840		35	661	243	72	206	448	
EBITDA powtarzalna I pół. 2023		493		504	959	-474	240	296	379	39
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2023										78
EBITDA raportowana I pół. 2023										117

¹ Pozycja wpływająca dodatnio na segment Dystrybucja, neutralna dla GK PGE.

² Pozycja bez uwzględnienia marży od transakcji CO₂ ze spółkami GK PGE.

³ Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej.

⁴ 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	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
Korekta szacunku odpisu na Fundusz WRC za 2022 rok w spółce PGE Obrót	81	-	-
Rezerwa aktuarialna	-3	1	-
Rozwiązanie rezerwy na prosumentów ¹	-	48	-
Razem	78	49	59%

¹W związku z nowelizacją Ustawy o odnawialnych źródłach energii z 29 października 2021 roku, wprowadzającą zmiany w sposobie rozliczenia prosumentów i określającą okres wsparcia dla dotychczasowych prosumentów, uznano, iż zostały spełnione warunki do utworzenia rezerw na umowy rodzące zobowiązania w rozumieniu MSR 37. Rezerwa została zawiązana dla kontraktów na 2022 rok. W 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.
- **Negatywny 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 efekt ujęcia odpisu na utratę wartości zapasu węgla grubego oraz korekty wyniku PGE Paliwa sp. z o.o. za 2022 rok.
- **Wyższy wynik na sprzedaży CO₂** głównie w efekcie wyższej wyceny przejściowej kontraktów terminowych CO₂ oraz wyższej marży od transakcji na obrocie CO₂ ze spółkami GK PGE.
- **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 oraz w efekcie wyższych kosztów rozliczenia z prosumentami.

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.

Gospodarka Obiegu Zamkniętego



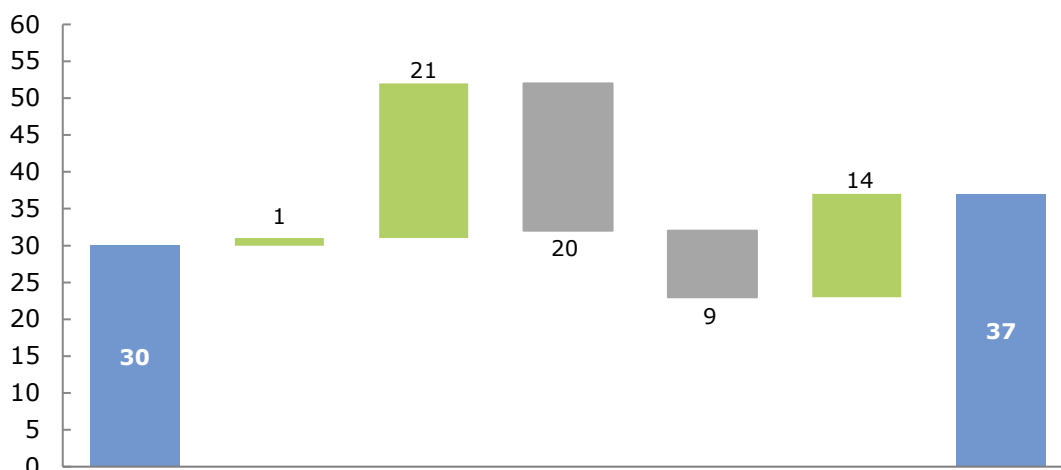
Główne pozycje przychodowe		Wolumen UPS odebrany od dostawców		Główne pozycje kosztowe		
	mln PLN				mln PLN	
Przychody z gospodarczego wykorzystania UPS	96	→	1 745 tys. Mg	←	Koszty osobowe	73
Przychody z pozostałych usług	86				Usługi obce	49
↓						
Główne pozycje wynikowe						
	mln PLN					
EBIT	32					
EBITDA	37					

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

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

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



	EBITDA I pół. 2022	Przychody ze sprzedaży UPS	Przychody ze sprzedaży usług	Koszty osobowe	Usługi obce	Pozostałe	EBITDA I pół. 2023
Odchylenie		1	21	-20	-9	14	
EBITDA I pół. 2022	30	95	65	53	40	37	
EBITDA I pół. 2023		96	86	73	49	23	37

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

- **Wyższe przychody ze sprzedaży ubocznych produktów spalania**, które spowodowane są realizacją wyższej ceny sprzedaży UPS.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży usług**, co jest wynikiem szerszego zakresu prowadzonych prac oraz wyższych kosztów pracowników usługowych.
- **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.

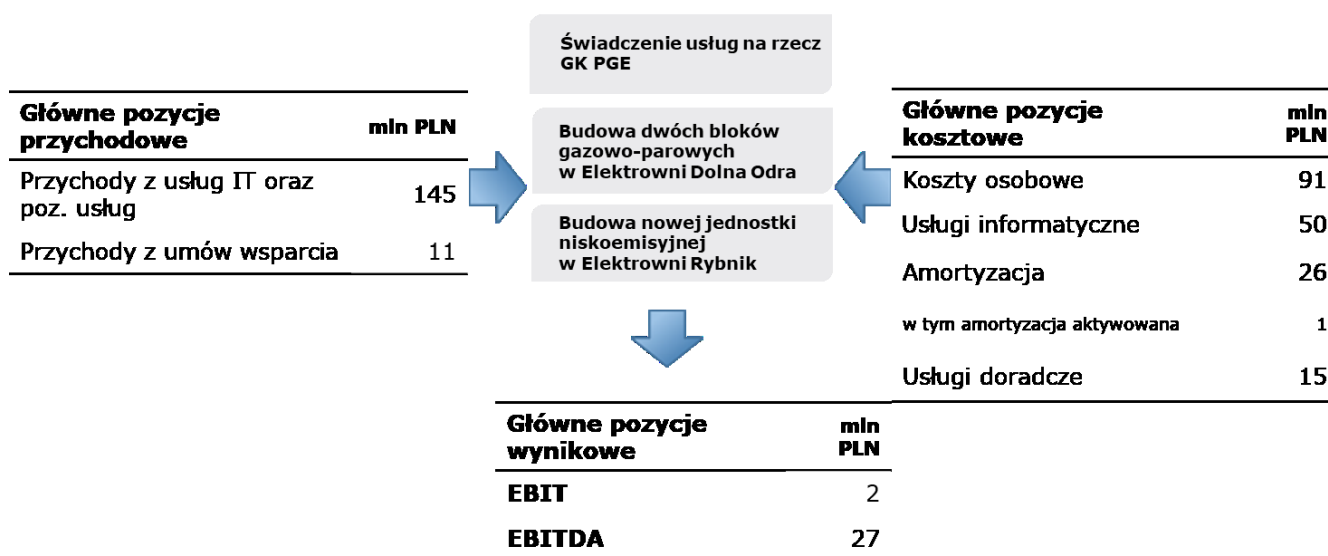
SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

OPIS SEGMENTU I MODEL JEGO DZIAŁALNOŚCI

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

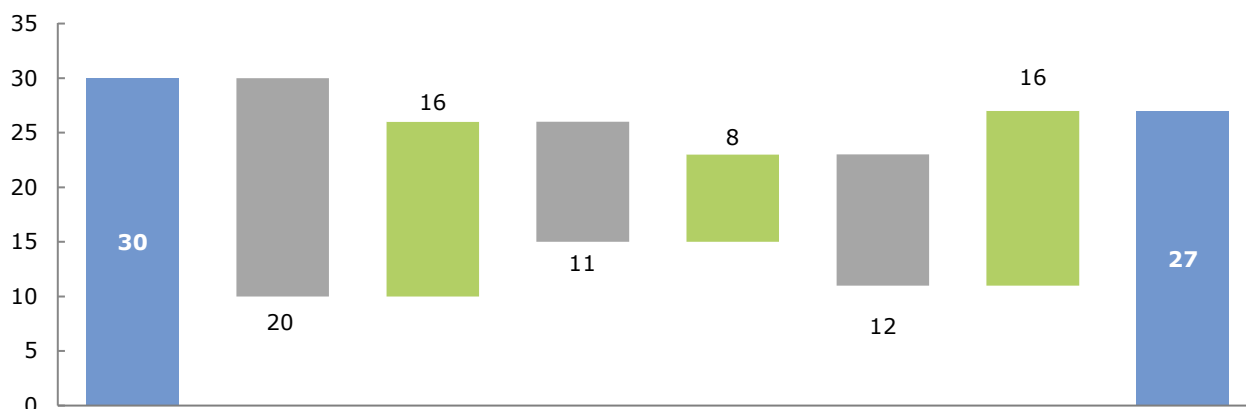
Ponadto w strukturach segmentu znajdują się spółki odpowiedzialne za budowę nowych, niskoemisyjnych jednostek wytwórczych. W strukturach segmentu Pozostała Działalność znajdują się spółki: PGE Gryfino 2050 sp. z o.o., zajmująca się budową bloków gazowo-parowych w Elektrowni Dolna Odra oraz Rybnik 2050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

Pozostała Działalność



KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I pół. 2022	Koszty usług informatycznych	Przychody ze sprzedaży usług	Koszty usług doradczych	Koszty aktywowane	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I pół. 2023
--	--------------------	------------------------------	------------------------------	-------------------------	-------------------	----------------	-----------	--------------------

Odchylenie	-20	16	-11	8	-12	16	
EBITDA I pół. 2022	30	30	140	4	19	79	16
EBITDA I pół. 2023	50	156	15	27	91	0	27

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

- **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.
- **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 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 I półroczu 2023 roku z tytułu prowadzonych projektów przez PGE Systemy S.A.
- **Wyższe koszty osobowe** w związku ze wzrostem poziomu płacy minimalnej oraz presją inflacyjną.
- **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

mIn PLN	I półrocze 2023	I półrocze 2022	Zmiana %
Razem	392	599	-35%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

- W I półroczu 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. W kwietniu 2023 roku decyzja o uwarunkowaniach środowiskowych uzyskała status ostatecznej. Generalny Wykonawca rozpoczął również prace nad przygotowaniem projektu podstawowego oraz projektu budowlanego, który stanowi podstawę do uzyskania decyzji o pozwoleniu na budowę.
- W I półroczu 2023 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.**). Główne elementy maszynowni bloku 9 i bloku 10 zostały postawione na fundamentach, kontynuowano prace montażowe na maszynowni. Zakończono montaż kotła odzysknicowego oraz stacji gazowej wraz z przyłączem gazowym. Rozpoczęto proces kablowania oraz prace związane z przygotowaniem do rozruchu. Zaawansowanie rzeczowe realizacji projektu na koniec II kwartału 2023 roku wynosiło ok. 95%. Planowany termin przekazania bloków do eksploatacji to kwiecień 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 ¹	Nakłady poniesione 2023 roku ¹	Paliwo/sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa dwóch bloków gazowo-parowych w PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.	4,3 mld PLN	3,02 mld PLN	225,5 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	10,1 mln PLN	7,3 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

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

5. Pozostałe elementy Sprawozdania

5.1. 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 wzmożoną działalność grup przestępczych, mającą na celu atak na systemy ICT oraz OT. Regularnie identyfikowane są incydenty: wyludzenie informacji, próby zainstalowania złośliwego oprogramowania oraz ataki DDoS (Distributed Denial of Service).

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 CO₂,
- 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 PKN 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 PKN 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.

WPLYW 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 rezerwę produkcji stanowi kocioł parowy OP-140 na paliwo węglowe. W lokalizacji EC Zielona Góra rezerwę 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 WPLYWU 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 SĄDEM, ORGANEM WŁAŚCIWYM DLA POSTĘPOWANIA ARBITRAŻOWEGO LUB ORGANEM ADMINISTRACJI PUBLICZNEJ

Istotne postępowania toczące się przed sądami, organami właściwymi dla postępowań arbitrażowych oraz organami administracji publicznej zostały omówione w nocie 24.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

We wskazanej nocie omówiono między innymi kwestię odszkodowania dotyczącego konwersji akcji oraz wypowiedzenie umów sprzedaży praw majątkowych przez Enea S.A.

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

Na 30 czerwca 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 5.2 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 wydobywaniem 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 CO₂, 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.

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:

- nie były znane warunki planowanej transakcji;
- aktywa PGE GiEK S.A. nie są dostępne do natychmiastowej sprzedaży w ich bieżącym stanie, z uwzględnieniem jedynie normalnych i zwyczajowo przyjętych warunków dla sprzedaży tego typu aktywów.

W konsekwencji na 30 czerwca 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 czerwca 2023 roku 11 723 mln PLN. Z kolei wartość księgowa konsolidowanych aktywów netto PGE GiEK S.A. i spółek zależnych na 30 czerwca 2023 roku wynosi 10 692 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 30 czerwca 2023 roku jednostkowy zysk brutto PGE S.A. zostałby obniżony o kwotę 10 874 mln PLN a skonsolidowany zysk brutto Grupy Kapitałowej PGE zostałby obniżony o kwotę 9 843 mln PLN.

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

Do zawarcia umów finansujących i powstania NABE konieczne jest uchwalenie przez parlament Ustawy o zasadach udzielania przez Skarb Państwa gwarancji za zobowiązania NABE. 7 września 2023 roku Ustawa została odrzucona przez Senat w całości i przekazana do Sejmu 8 września 2023 roku.

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Ustawa nie została uchwalona i nie zostało wyznaczone kolejne posiedzenie Sejmu przed wyborami do parlamentu 15 października 2023 roku. W związku z powyższym w ocenie Spółki jest bardziej niż mniej prawdopodobne, iż transakcja sprzedaży PGE GiEK S.A. nie zostanie zrealizowana w terminach i na warunkach 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 zapotrzebowaniem na gotówkę na zabezpieczenie kosztów emisji CO₂ 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 CO₂.

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 wniosek 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 I półroczu 2023 roku rezerwa na umowy rodzące obciążenia została częściowo rozwiązana i wynosi obecnie 22 mln PLN. Przychody ze sprzedaży są fakturowane zgodnie z prawomocnymi wyrokami sądowymi.

Na 30 czerwca 2023 roku wartość aktywów oraz kapitałów i zobowiązań spółki wynosi 140 mln PLN a wartość kapitałów własnych (-)217 mln PLN.

REKOMENDACJA NIETYTUŁACJA 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/t. 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. Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania nie została zawarta umowa z MKiS dotycząca finansowania realizacji decyzji Prezesa Rady Ministrów. W związku ze znacznym spadkiem rynkowych cen węgla w I półroczu 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 czerwca 2023 roku do szacowanych, możliwych do uzyskania na rynku cen węgla. Kwota odpisu aktualizującego wartość zapasów na 30 czerwca 2023 roku wniosła 634 mln PLN. W wynikach bieżącego okresu została ujęta kwota 563 mln PLN. Grupa zakłada podpisanie umowy i pełny zwrot kosztów związanych z realizacją decyzji, co spowoduje ujęcie przychodu w przyszłych sprawozdaniach finansowych.

Grupa ujęła w wynikach bieżącego okresu przychody z tytułu rekompensat za dostawy węgla zrealizowane od stycznia do kwietnia 2023 roku w wysokości 115 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. 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. W trakcie procedowania, na etapie parlamentarnym, jest również Ustawa z 17 sierpnia 2023 roku o zasadach udzielania przez Skarb Państwa gwarancji za zobowiązania NABE, która zmienia przepisy Ustawy dla gospodarstw domowych. 7 września 2023 roku Senat przyjął uchwałę o odrzuceniu Ustawy i została ona przekazana do Sejmu.

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 zatwierdzone 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 CO₂, 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 będzie 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 I półrocze 2023 roku (wraz z korektą dotyczącą roku 2022) wyniósł 3 646 mln PLN (zmniejszenie wyniku finansowego).
- przychody z tytułu rekompensat za I półrocze 2023 roku wyniosły 3 760 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 niektórymi innymi ustawami.

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 MKiS 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 18 września 2023 roku. Rozporządzenie to obniża odbiorcom w gospodarstwach domowych rachunki za energię elektryczną średnio o ponad 120 PLN w 2023 roku, pod warunkiem spełnienia jednej z wymienionych enumeratywnie przesłanek.

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania wpływ powyższej regulacji na wyniki Grupy PGE jest trudny do precyzyjnego oszacowania, gdyż zależny będzie od liczby odbiorców spełniających warunki rozporządzenia.

DEPOZYTY ZABEZPIEZAJĄCE

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 zabezpieczenie 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 CO₂, 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 I półroczu 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 CO₂, 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 CO₂. 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 CO₂.

TESTY NA UTRATĘ WARTOŚCI RZECZOWYCH AKTYWÓW TRWAŁYCH, WARTOŚCI NIEMATERIALNYCH, PRAWA DO UŻYTKOWANIA SKŁADNIKÓW AKTYWÓW ORAZ WARTOŚCI FIRMY

Rzeczowe aktywa trwałe stanowią najbardziej istotną pozycję aktywów Grupy Kapitałowej PGE. Z uwagi na zmienne otoczenie makroekonomiczne oraz regulacyjne, Grupa Kapitałowa PGE okresowo weryfikuje przesłanki mogące świadczyć o utracie wartości odzyskiwalnej swojego majątku. Grupa Kapitałowa PGE w ocenie sytuacji rynkowej posługuje się zarówno własnymi narzędziami analitycznymi, jak i wsparciem niezależnych ośrodków analitycznych. W poprzednich okresach sprawozdawczych Grupa Kapitałowa PGE dokonywała istotnych odpisów z tytułu utraty wartości aktywów trwałych segmentu Energetyka Konwencjonalna, Ciepłownictwo oraz Energetyka Odnawialna. Odpis utworzony w segmencie Energetyka Odnawialna został również w poprzednich okresach całkowicie odwrócony.

W bieżącym okresie sprawozdawczym Grupa dokonała analizy przesłanek i zidentyfikowała czynniki, które w istotny sposób mogły przyczynić się do zmiany wartości posiadanych aktywów trwałych.

Wyniki testów na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych zostały omówione w nocie 3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

PROJEKT BUDOWY ELEKTROWNI JADROWEJ

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 Pątnowie. Strony zdecydowały się podjąć współpracę, mającą na celu opracowanie planu rozwoju elektrowni jądrowej w oparciu o koreańską technologię APR1400, w tym w szczególności wykonanie analizy danych dotyczących warunków geotechnicznych, sejsmicznych i środowiskowych, opracowanie szacunkowego budżetu dla prac przygotowawczych, etapu budowy oraz etapu

produkcji wraz z proponowanym modelem finansowania projektu oraz opracowanie oczekiwanego harmonogramu wraz ze zdefiniowaniem dat dla kluczowych kamieni milowych.

Obszar w Pątnowie jest określony w Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku oraz w Programie Polskiej Energetyki Jądrowej jako jedna z czterech możliwych lokalizacji elektrowni jądrowej w Polsce.

7 marca 2023 roku PGE S.A. zawarła z ZE PAK S.A. porozumienie wstępne dotyczące utworzenia wspólnej spółki celowej na potrzeby związane z projektem budowy elektrowni jądrowej. 13 kwietnia 2023 roku PGE S.A. oraz ZE PAK S.A. utworzyły spółkę celową PGE PAK Energia Jądrowa S.A. z siedzibą w Koninie, która nabędzie lub obejmie akcje w spółce mającej za zadanie realizację projektu budowy elektrowni jądrowej z potencjalnym udziałem partnera technologicznego.

Porozumienie zawiera podsumowanie podstawowych warunków współpracy stron w zakresie wspólnego przedsięwzięcia mającego na celu udział w realizacji inwestycji dotyczącej budowy elektrowni jądrowej, w tym określenie zasad ładu korporacyjnego i działalności spółki celowej oraz ograniczeń w zbywaniu akcji spółki celowej. PGE S.A. i ZE PAK S.A. będą posiadać równą liczbę akcji w spółce celowej a reguły korporacyjne będą oparte na zasadzie współkontroli.

Jednocześnie planuje się, iż spółka celowa w ramach kolejnego etapu współpracy, zrealizuje:

- studium wykonalności,
- badania lokalizacyjne i środowiskowe.

16 sierpnia 2023 roku spółka PGE PAK Energia Jądrowa S.A. złożyła w MKiS wniosek o wydanie decyzji zasadniczej dla budowy elektrowni jądrowej w regionie konińskim. Uzyskanie decyzji zasadniczej jest niezbędne do uzyskiwania kolejnych decyzji w procesie inwestycyjnym, tj. decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach, zezwolenie na budowę, pozwolenie na budowę.

Wniosek zawiera kluczowe elementy projektowanej elektrowni: lokalizacja, planowana łączna moc zainstalowana - dwa reaktory o łącznej mocy 2 800 MW, technologia, planowana struktura własnościowa oraz opis planowanego sposobu finansowania inwestycji.

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 będzie 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.

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 WZNOSENIE 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.

5.2. 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
Pozostała Działalność	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
Ciepłownictwo	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.
Gospodarka Obiegu Zamkniętego	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
Energetyka Kolejowa	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.
Pozostała Działalność	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.
Energetyka Odnawialna	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.

ŁĄCZENIE SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka przejmująca/spółka przejmowana	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
Energetyka Odnawialna	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.
Energetyka Odnawialna	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.

LIKwidACJA SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka likwidowana	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
Obrót	PGE Trading GmbH w likwidacji z siedzibą w Berlinie (PGE Trading)	1 marca 2021 roku Na dzień 30 czerwca 2023 roku brak wykreślenia PGE Trading 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.
Pozostała Działalność	PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji	31 marca 2022 roku Na dzień 30 czerwca 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.

5.4. 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	

5.5. 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%
Razem	2 243 712 994	2 243 712 994	100,00%

AKCJE WŁASNE

Na 30 czerwca 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 czerwca 2023 roku nie posiadała akcji jednostki dominującej ani akcji/udziałów w jednostkach powiązanych z PGE S.A.

5.6. Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

5.7. Istotne pozycje pozabilansowe

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

5.8. Oddziały posiadane przez Spółkę

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

6. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

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

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

7. Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego

Zarząd PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oświadcza, że firma audytorska, dokonująca przeglądu skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego została wybrana zgodnie z przepisami prawa. Podmiot ten oraz biegli rewidenci, dokonujący tego przeglądu, spełniali warunki do wydania bezstronnego i niezależnego raportu z przeglądu, zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami zawodowymi.

8. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej 26 września 2023 roku.

Warszawa, 26 września 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 ₂ , 1 EUA uprawnia do emisji jednej tony CO ₂
EU ETS	European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme, wspólnotowy system handlu emisjami. Zasady jego funkcjonowania określa Dyrektywa Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, zmieniona Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z 23 kwietnia 2009 roku (Dz.U.UE L z 5.6.2009, Nr 140, str. 63–87)
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 ⁹ 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 ₂)
MW	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MWe	megawat mocy elektrycznej
MWt	megawat mocy cieplnej
NH ₃	amoniak
Nm ³	normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m ³ przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
NO _x	tlenki azotu

Odnawialne źródło energii (OZE)	źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych
Operacyjna rezerwa mocy (ORM)	zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JGWA) będących w ruchu albo postoju, stanowiące nadwyżkę mocy dostępną dla PSE S.A. ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokryte w ramach Umów Sprzedaży Energii (USE) oraz na Rynku Bilansującym (RB) w ramach generacji swobodnej
Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD)	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi
Operator Systemu Przesyłowego (OSP)	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi. Na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od 2 lipca 2014 do 31 grudnia 2030 roku na Operatora Systemu Przesyłowego w zakresie przesyłu energii elektrycznej wyznaczona została PSE S.A.
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 przeznacza się wyłącznie na pokrycie ujemnego salda z tyt. rozliczeń energii ze źródeł odnawialnych pomiędzy wytwórcami tej energii i sprzedawcami energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz kosztów działalności Zarządcy Rozliczeń S.A. (dysponenta opłat OZE).
Opłata przejściowa	element opłaty dystrybucyjnej pobierany w celu zrekompensowania zakładom energetycznym strat wynikających z przedterminowego rozwiązania Kontraktów Długoterminowych (KDT).
OTF	Organized Trading Facilities
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
Świadcstwo pochodzenia z energii odnawialnej	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w OZE, wydawany przez Prezesa URE, tzw. zielony certyfikat
Świadcstwo pochodzenia z kogeneracji	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, wydawany przez Prezesa URE, tzw. czerwone certyfikaty (dla energii wytworzonej z węgla w kogeneracji z ciepłem) i żółte certyfikaty (dla energii wytworzonej z gazu w kogeneracji z ciepłem)
Taryfa	zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą
Technologie ICT	pojęcie obejmujące techniki przetwarzania, gromadzenia lub przesyłania informacji w formie elektronicznej

TGE	Towarowa Giełda Energii S.A., giełda towarowa na której przedmiotem obrotu może być energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, wielkość emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń, dopuszczone do obrotu na giełdzie
TPA	Third Party Access, zasada polegająca na udostępnieniu przez właściciela bądź operatora infrastruktury sieciowej stronom trzecim w celu dostarczenia towarów/usług klientom strony trzeciej
TWh	terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI - 1 TWh to 10 ⁹ kWh
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa KDT	Ustawa z 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130 poz. 905 z 2007 roku)
Wskaźnik dyspozycyjności	(czas pracy + czas postoju w rezerwie) x 100 / czas okresu
Wskaźnik wykorzystana moc zainstalowanej	wyprodukowana energia elektryczna x 100 / (czas okresu x moc zainstalowana)
V (wolt)	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, 1 V = 1J/1C = (1 kg x m ²) / (A x s ³)
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, 1 W = 1J/1s = 1 kg x m ² x s ⁻³
WRA	Wartość Regulacyjna Aktywów
Wskaźnik N:W	stosunek objętości zdejmowanego nadkładu w m ³ do masy wydobytego węgla brunatnego w tonach
Współspalanie	wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w oparciu o proces wspólnego, jednoczesnego, przeprowadzanego w jednym urządzeniu spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami; część energii wyprodukowanej w powyższy sposób może być uznana za energię wytworzoną w odnawialnym źródle energii
ZHZW	Umowa o zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi