

Wyniki finansowe i operacyjne za I kwartał 2024 r.

PREZENTACJA DLA INWESTORÓW

27 maja 2024 r.



Prowadzimy w zielonej zmianie

Dane finansowe



Kluczowe dane finansowe

[mIn PLN]	I kw. 2024	I kw. 2023	r/r
Przychody ze sprzedaży	16 841	27 208	-38%
EBITDA raportowana	2 536	3 427	-26%
EBITDA powtarzalna ¹	2 532	3 346	-24%
EBIT raportowany	1 408	2 343	-40%
EBIT powtarzalny ¹	1 450	2 287	-37%
Zysk (strata) netto dla akcjonariuszy ²	893	1 724	-48%
Zysk (strata) netto dla akcj. – bez odpisów ²	930	1 744	-47%
CAPEX (po korektach)	2 066	1 557	33%
Przepływy pieniężne netto z dział. operacyjnej	-2 339	-6 828	-66%
Przepływy pieniężne netto z dział. inwestycyjnej	-2 140	-1 645	30%
Przepływy pieniężne netto z dział. finansowej	2 769	5 347	-48%
Marża EBITDA	15%	13%	
Powtarzalna marża EBITDA	15%	12%	
Majątek obrotowy netto („core NWC”) ³	5 134	11 186	-54%
Zadłużenie netto ⁴	15 686	5 942	164%
Ekonomiczny poziom zadłużenia netto ⁵	21 227	13 766	54%
Zadłużenie netto/12 mies. EBITDA raportowana	1,72x	0,63x	
Zadłużenie netto/12 mies. EBITDA powtarzalna	1,58x	0,76x	

¹ Zestawienie zdarzeń jednorazowych zaprezentowane na następnej stronie.

² Dla jednostki dominującej.

³ Core NWC = zapasy + należności z tyt. dostaw i usług - zobowiązania z tyt. dostaw i usług (w odróżnieniu od NWC jako aktywa obrotowe - zobowiązania krótkoterminowe).

⁴ Z uwzględnieniem zobowiązań z tyt. faktoringu.

⁵ Szacunkowy poziom ekonomicznego zadłużenia netto (uwzględniającego przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO₂).

Zdarzenia jednorazowe

Do wyliczenia wyników powtarzalnych:

[mln PLN]	I kw. 2024	I kw. 2023	r/r
Rekompensaty KDT	4	0	-
Korekta szacunku odpisu na Fundusz WRC za 2022 rok	0	81	-100%
Zdarzenia jednorazowe na poziomie EBITDA	4	81	-95%
Odpisy RAT, WN i PDUA oraz inwestycji (brutto)	-46	-25	84%
Zdarzenia jednorazowe na poziomie EBIT	-42	56	-

Do wyliczenia wyniku netto skorygowanego o odpisy:

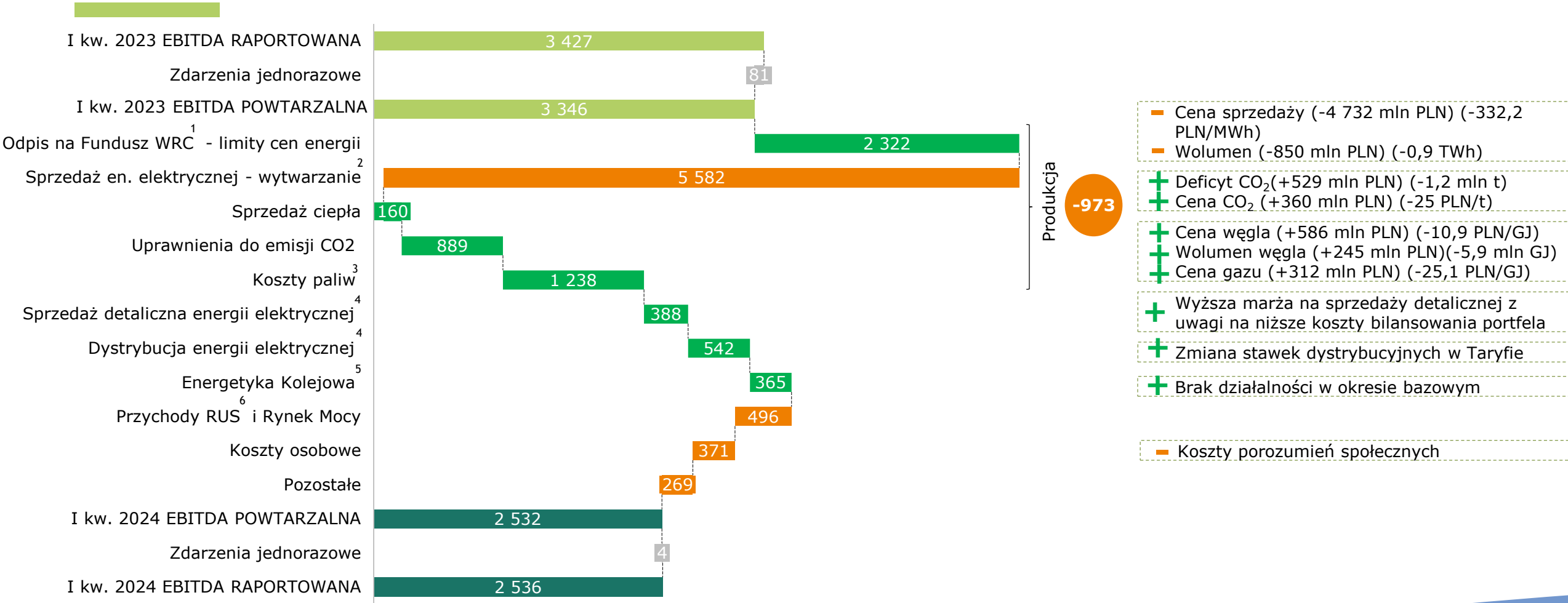
Odpisy RAT, WN i PDUA oraz inwestycji (netto)	-37	-20	85%
---	-----	-----	-----

Zdarzenia jednorazowe w segmentach I kw. 2024 r.

(mln PLN)	Energetyka Odnawialna		Energetyka Gazowa		Energetyka Konwencjonalna		Ciepłownictwo		Dystrybucja		Energetyka Kolejowa ¹		Obrót	
	I kw.	I kw.	I kw.	I kw.	I kw.	I kw.	I kw.	I kw.	I kw.	I kw.	I kw.	I kw.	I kw.	I kw.
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
EBITDA raportowana	379	436	-22	-3	-498	909	514	916	992	1 274	279	0	903	-254
Zmiana r/r	-57		-19		-1 407		-402		-282		279		1 157	
Zdarzenia jednorazowe, w tym:	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	81
Przychody z rekompensat KDT							4							81
Korekta szacunku odpisu na Fundusz WRC za 2022 rok														
EBITDA powtarzalna	379	436	-22	-3	-498	909	510	916	992	1 274	279	0	903	-335

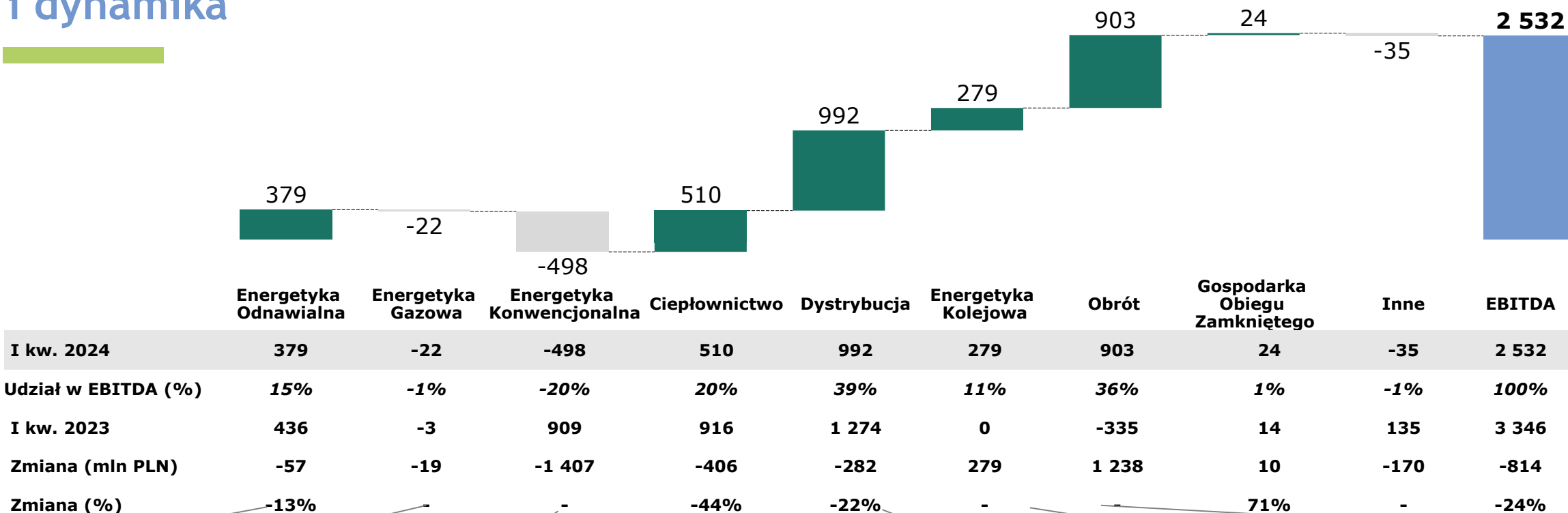
¹Akwizycja Energetyki Kolejowej w kwietniu 2023 roku

Główne czynniki budowy EBITDA I kw. 2024 r. (mln PLN)



1) Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 2) w ujęciu zarządczym 3) pozycja uwzględnia również pozostałe materiały produkcyjne i energię na potrzeby pompowania 4) bez doszacowania kosztów różnicy bilansowej 5) marża na energii elektrycznej i usłudze dystrybucyjnej 6) Regulacyjne Usługi Systemowe

Powtarzalny¹ zysk EBITDA w I kw. 2024 - składniki i dynamika



Niższe przychody z energii elektrycznej w związku z niższymi cenami na rynku. Niższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych w związku z niższą średnią ceną sprzedaży oraz niższym wolumenem sprzedaży. Brak odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny.

Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej w efekcie rozpoczęcia produkcji w marcu 2024 r., pomniejszone przez koszty zużytego gazu. Wyższe koszty osobowe w związku z rozpoczęciem procesu produkcyjnego. Koszty dotyczące Rynku Mocy w związku z przesunięciem w czasie rozpoczęcia produkcji.

Spadek marży na wytwarzaniu energii elektrycznej w wyniku niższych cen energii. Niższe przychody z realokacji mocy z uwagi na wysoką bazę 2023 r. Pozytywny efekt niższej ceny węgla oraz niższych kosztów CO₂ na skutek niższej ceny i mniejszej emisji w efekcie mniejszej produkcji. Pozytywny efekt braku odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny.

Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła, głównie w efekcie wyższych taryf. Spadek marży na wytwarzaniu energii elektrycznej w wyniku spadku cen sprzedaży energii elektrycznej i wolumenu, częściowo ograniczony brakiem odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny i spadkiem kosztów gazu ziemnego.

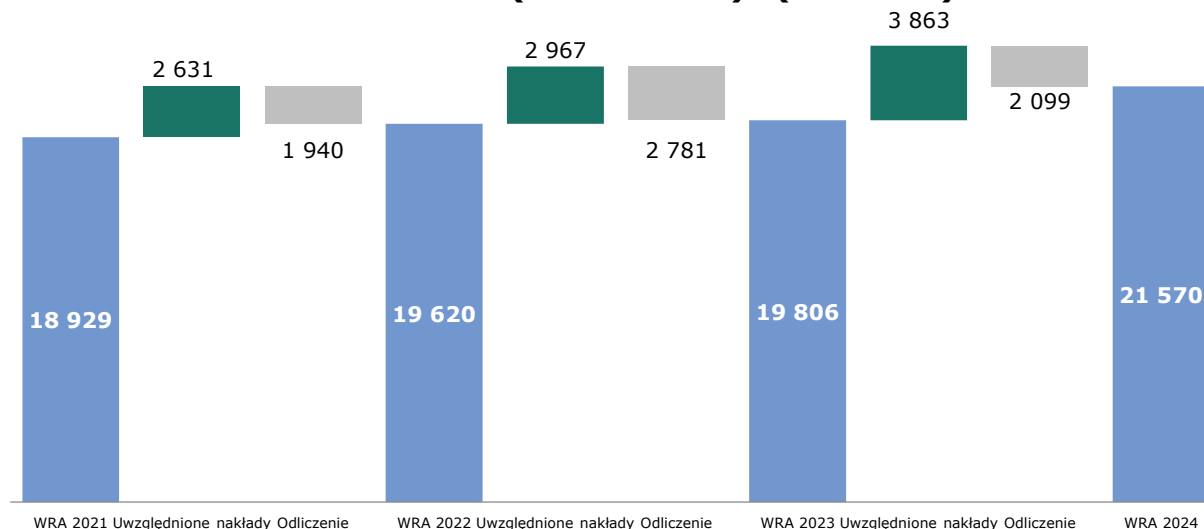
Negatywny wpływ na wyniki efektu doszacowania kosztów różnicy bilansowej o charakterze niegotówkowym rozliczanym z segmentem Obrotu (-0,9 mld PLN r/r), neutralnym na poziomie Grupy. Wynik skorygowany wsparty przez wyższą marżę dystrybucyjną (wyższy poziom WACC i WRA, opłat przyłączeniowych i wolumenu dystrybuowanej energii).

Głównymi czynnikami budowy wyniku EBITDA były wyniki na sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej oraz sprzedaży usług.

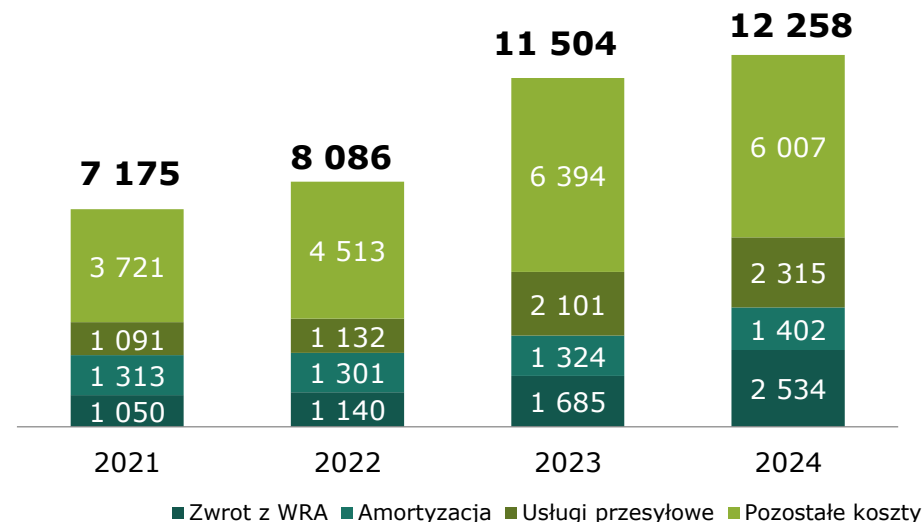
Wyższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych, głównie w efekcie uwzględnienia pozytywnego wpływu pozycji doszacowania różnicy bilansowej rozliczanej z segmentem Dystrybucji (+0,9 mld PLN r/r) neutralnego na poziomie Grupy oraz częściowego rozwiązania rezerwy na umowy rodzące obciążenia w kontraktach dotyczących taryfy G oraz produktów ABCR (+0,2 mld PLN).

Fundamenty dystrybucji (dotyczy PGE Dystrybucja S.A.)

Nadbudowa WRA (z WRA-AMI)¹ (mln PLN)



Struktura przychodu regulowanego¹(mln PLN)



WACC:

2021	2022	2023	2024
5,32%	4,68%	7,48%	7,48%

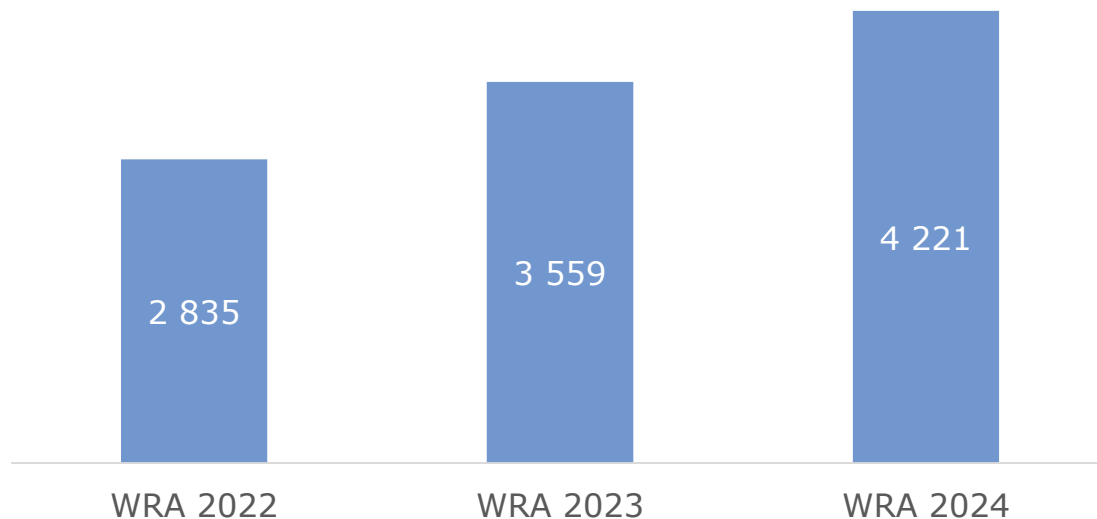
Faktyczny zwrot z WRA²:

2021	2022	2023	2024
5,55%	5,81%	8,51% ³	11,75% ³

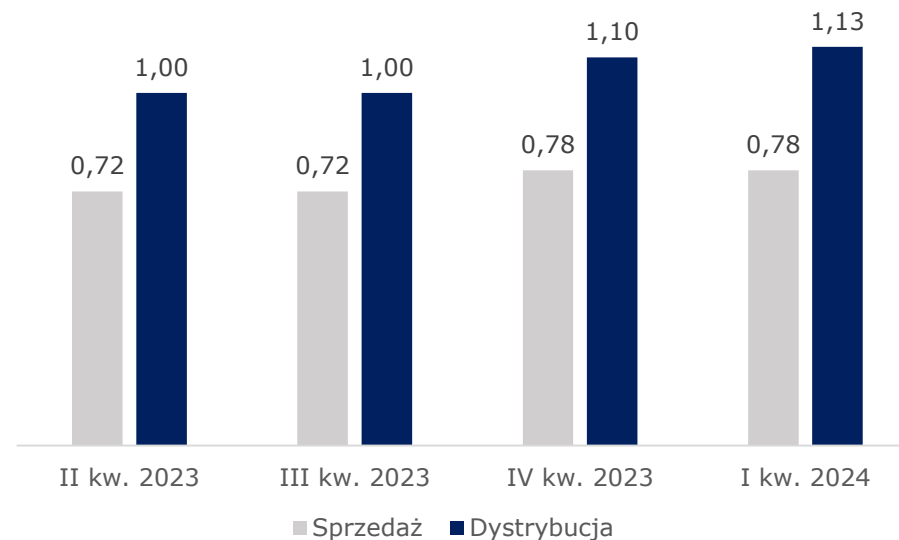
³stopa zwrotu WACC ustalona zgodnie z Kartą Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki. Karta umożliwia różnicowanie wynagrodzenia z zaangażowanego kapitału, uwzględniając hierarchizację celów. Oznacza to, że uznane za priorytetowe projekty inwestycyjne mogą być wynagradzane z wykorzystaniem mechanizmu dodatkowej premii.

Fundamenty segmentu Energetyka Kolejowa

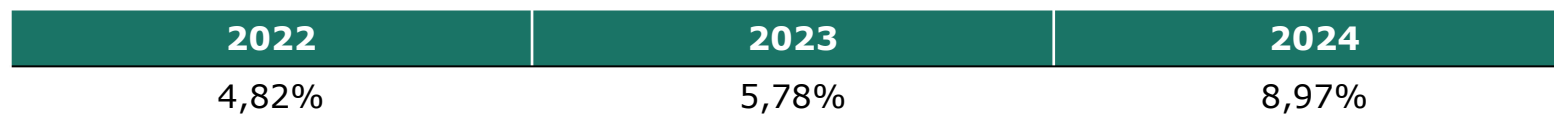
Wartość Regulacyjna Aktywów WRA (mln PLN)



Sprzedaż i dystrybucja energii (TWh)



WACC:



Uprawnienia do emisji CO₂ - regulacje i rozliczenia

Standardy księgowo

Darmowe uprawnienia otrzymane na własne potrzeby są rozpoznawane w ich wartości nominalnej – zero. Rezerwa na uprawnienia do emisji CO₂ jest zawiązywana w odniesieniu do ich aktualnego niedoboru w danym okresie. Poniesione koszty widoczne są w rachunku zysków i strat w pozycji podatki i opłaty.

Emisja CO₂ i rozliczenia uprawnień do emisji

W ciągu I kwartału 2024 r. instalacje GK PGE wyemitowały ok. 14,6 mln ton CO₂. Koszty związane z emisją CO₂ w powyższym okresie wyniosły 5 743 mln PLN. Instalacjom należącym do GK PGE nie przysługuje od 2020 r. przydział darmowych uprawnień do emisji z tytułu wytwarzania energii elektrycznej. Przyznawane są jedynie uprawnienia EUA na emisje CO₂ związane z wytwarzaną energią cieplną.

Uprawnienia EUA na własne potrzeby (SSF, nota 15)

	EUA	
	Ilość (mln Mg)	Wartość (mln PLN)
Stan na dzień 1 stycznia 2023	20	4 868
Zakup/sprzedaż (na rynku spot) ¹	81	28 491
Przyznane nieodpłatnie	1	-
Umorzenie	-76	-22 822
Stan na dzień 31 grudnia 2023	26	10 537
Zakup/sprzedaż (na rynku spot) ¹	24	10 337
Przyznane nieodpłatnie	0	-
Umorzenie	-	-
Stan na dzień 31 marca 2024	50	20 874

¹ GK PGE zabezpiecza koszt emisji CO₂ także w oparciu o kontrakty terminowe.

Rezerwy na zakup uprawnień CO₂ (SSF, nota 20), w mln PLN

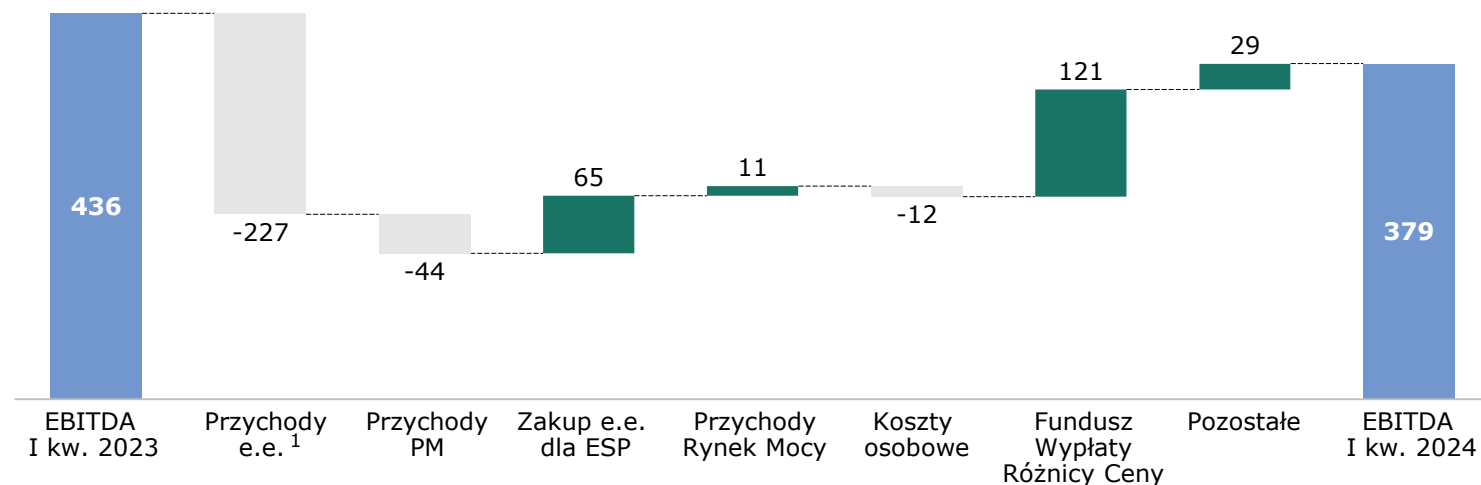
Stan na 31 grudnia 2023	21 211
Umorzenie/Rozwiązanie	-
Utworzenie rezerwy za I kw. 2024 r.	5 743
Stan na 31 marca 2024	26 954
Wpływ na rachunek zysków i strat (mln PLN) – ilustracyjnie	
	I kw. 2024
Koszty według rodzaju, w tym:	14 058
Podatki i opłaty	6 292

Dane finansowe - Segmenty Działalności

Odpis na Fundusz Wyłaty Różnicy Cen

[mln PLN]	I kw. 2024	I kw. 2023	r/r
Energetyka Konwencjonalna	-2	1 977	-
Ciepłownictwo	0	220	-100%
Energetyka Odnawialna	-1	120	-
Obrót	-2	0	-
Odpis na Fundusz Wyłaty Różnicy Cen	-5	2 317	-

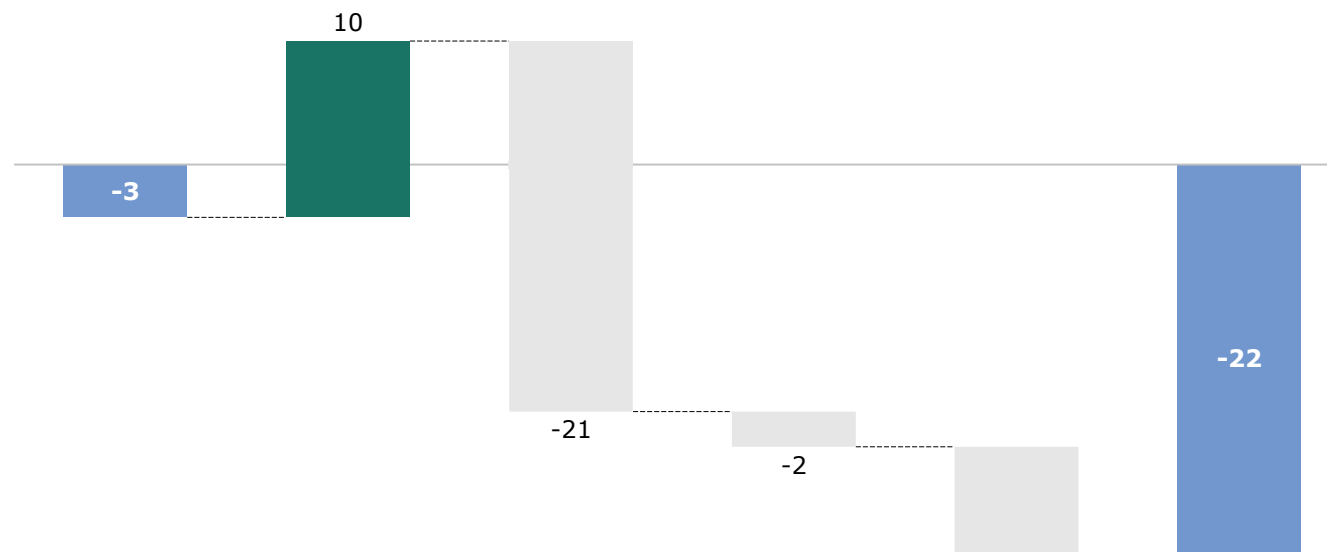
EBITDA segmentu Energetyka Odnawialna I kw. 2024



Odchylenie	-227	-44	65	11	-12	121	29	
EBITDA I kw. 2023	436	741	113	234	73	41	120	96
EBITDA I kw. 2024		514	69	169	84	53	-1	67
								379

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

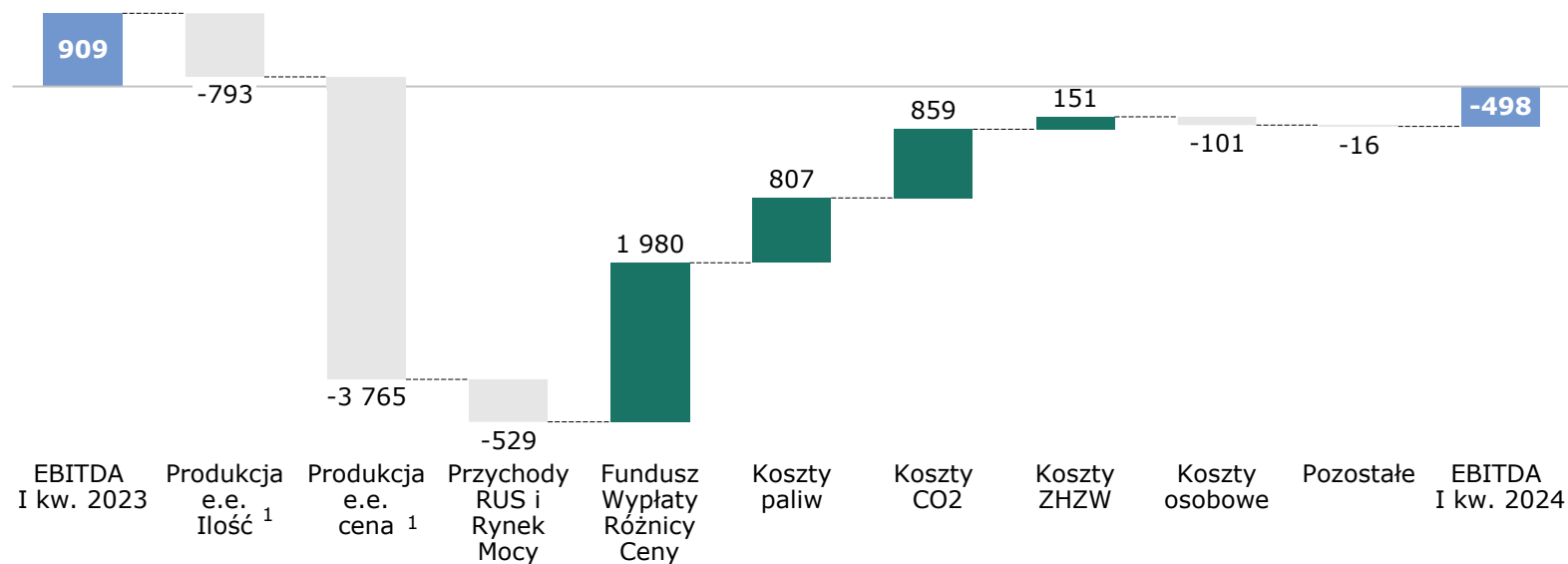
EBITDA segmentu Energetyka Gazowa I kw. 2024



	EBITDA I kw. 2023	Produkcja e.e. ¹	Koszty paliw	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I kw. 2024
Odchylenie		10	-21	-2	-6	
EBITDA I kw. 2023	-3	0	0	3	0	
EBITDA I kw. 2024		10	21	5	6	-22

¹Ujęcie zarządcze.

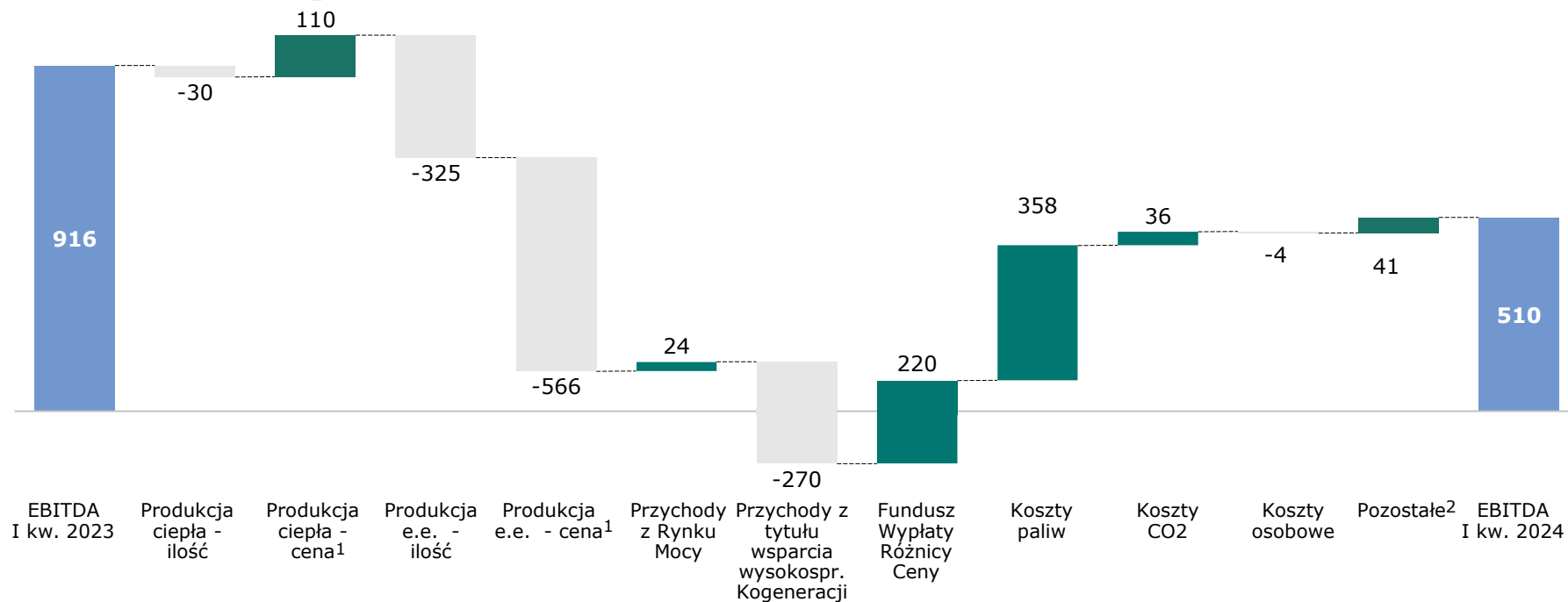
EBITDA segmentu Energetyka Konwencjonalna I kw. 2024



Odchylenie	-793	-3 765	-529	1 980	807	859	151	-101	-16	
EBITDA I kw. 2023	909	10 862	1 188	1 977	1 847	5 566	397	829	525	
EBITDA I kw. 2024		6 304	659	-3	1 040	4 707	246	930	541	-498

¹Ujęcie zarządcze.

EBITDA segmentu Ciepłownictwo I kw. 2024

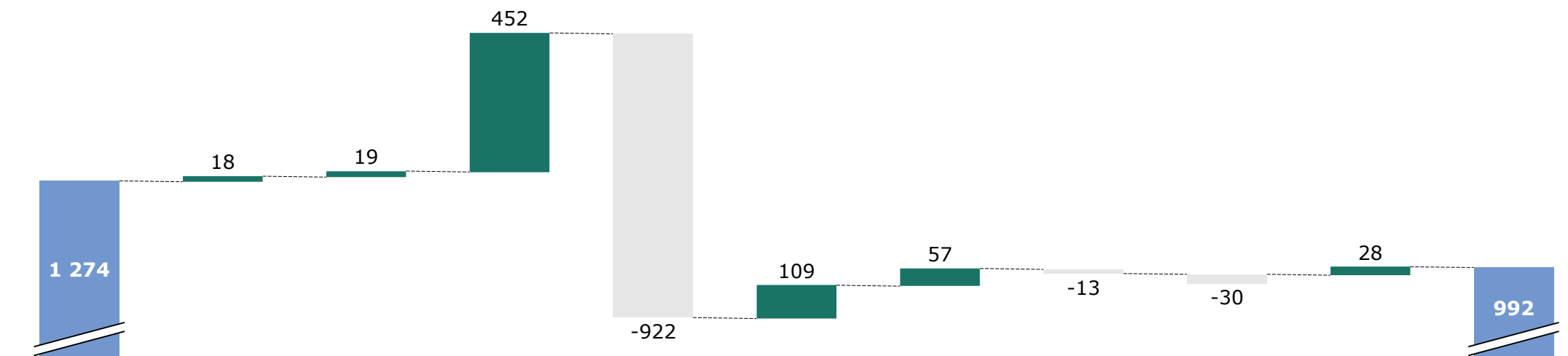


Odchylenie	-30	110	-325	-566	24	-270	220	358	36	-4	41
EBITDA raportowana I kw. 2023	916										
Zdarzenia jednorazowe I kw. 2023	0										
EBITDA powtarzalna I kw. 2023	916	1 660	2 675	62	293	220	2 076	1 150	151	177	
EBITDA powtarzalna I kw. 2024		1 740	1 784	86	23	0	1 718	1 114	155	136	510
Zdarzenia jednorazowe I kw. 2024											4
EBITDA raportowana I kw. 2024											514

¹Ujęcie zarządcze.

²Pozycja pozostałe bez uwzględnienia zmiany rekompensat KDT (zdarzenie jednorazowe).

EBITDA segmentu Dystrybucja I kw. 2024



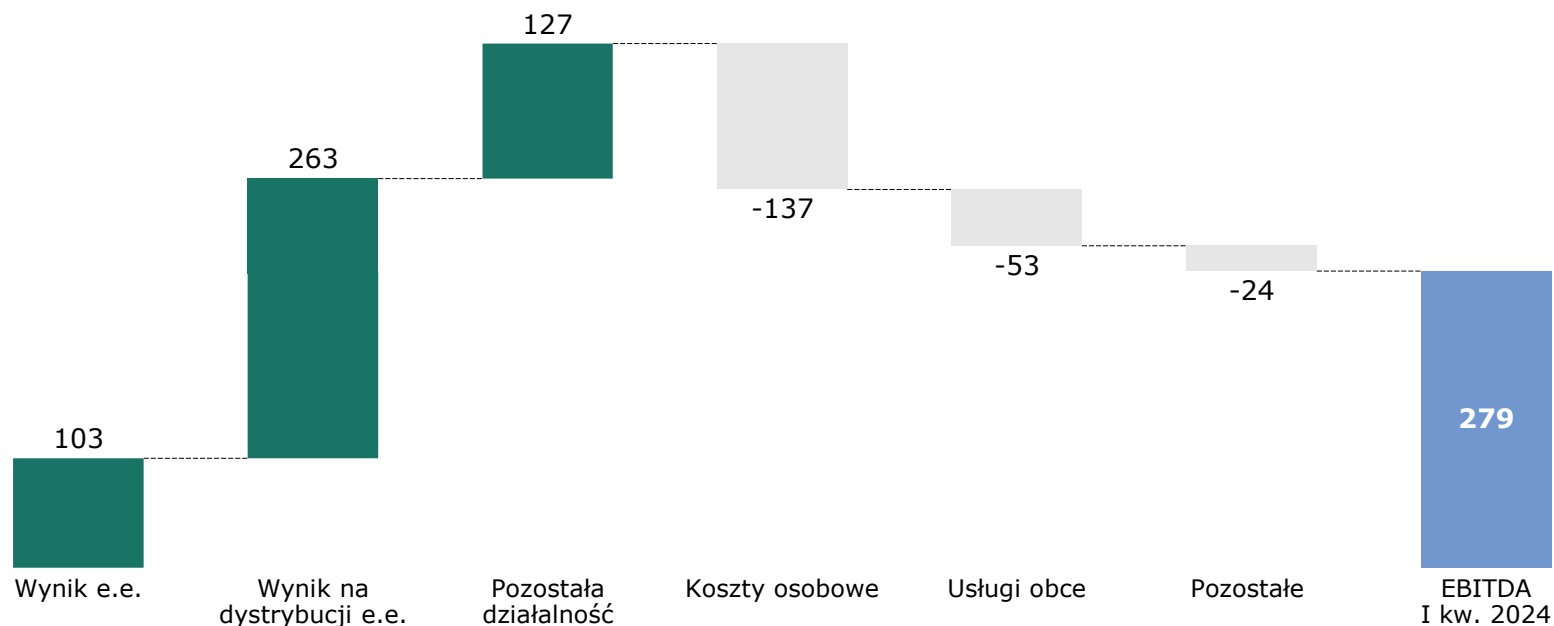
EBITDA I kw. 2023	Wolumen dystryb. e.e.	Zmiana taryfy dystryb. ¹	Koszt różnicy bilansowej ²	Doszacow. kosztów różnicy bilansowej ³	Przychody z opłaty przył.	Pozostałe przychody z usług dystryb.	Podatek od nieruchomości.	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I kw. 2024
Odchylenie	18	19	452	-922	109	57	-13	-30	28	
EBITDA I kw. 2023	1274	2 019	895	-569	33	98	125	392	33	
EBITDA I kw. 2024		2 056	443	353	142	155	138	422	5	992

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

² Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

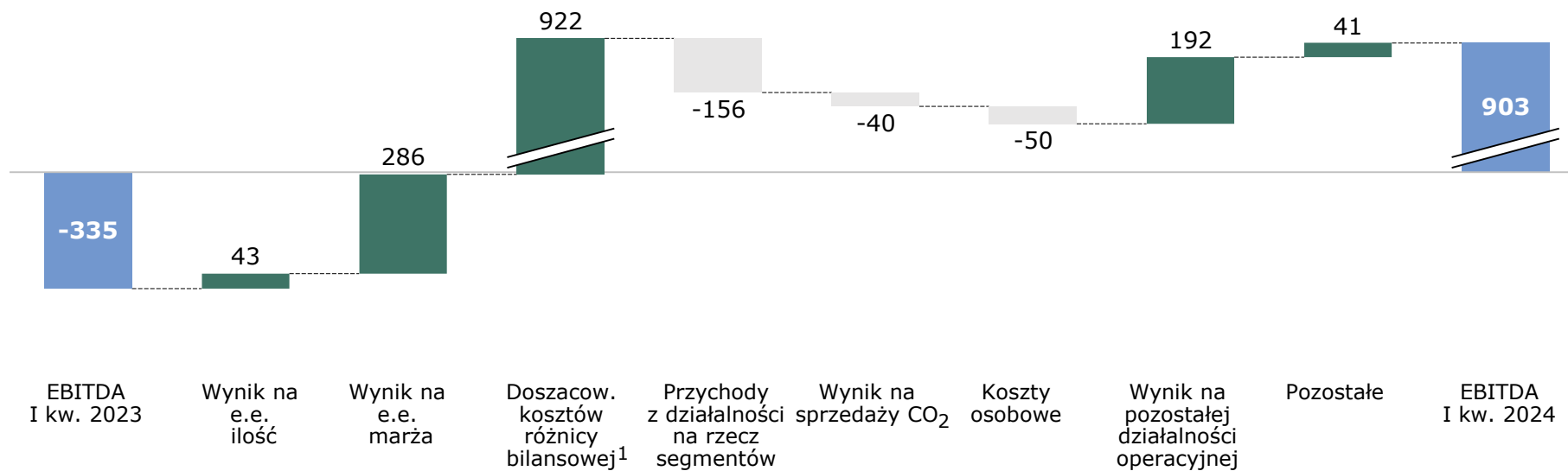
³ Pozycja neutralna dla wyniku GK PGE.

EBITDA segmentu Energetyka Kolejowa I kw. 2024



Czynniki budowy EBITDA	103	263	127	-137	-53	-24	279
EBITDA I kw. 2024	103	263	127	-137	-53	-24	279

EBITDA segmentu Obrót I kw. 2024



Odchylenie	43	286	922	-156	-40	-50	192	41	
EBITDA raportowana I kw. 2023	-254								
Zdarzenia jednorazowe I kw. 2023	81								
EBITDA powtarzalna I kw. 2023	-335	-173	-569	549	183	135	14	-204	
EBITDA powtarzalna I kw. 2024		156	353	393	143	185	206	163	903
Zdarzenia jednorazowe I kw. 2024									0
EBITDA raportowana I kw. 2024									903

¹Pozycja neutralna dla GK PGE.

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

Przepływy pieniężne i zadłużenie



Gotówka z operacji, inwestycje i zadłużenie netto

Skonsolidowane przepływy pieniężne

mIn PLN	I kw. 2024	I kw. 2023	.
Operacyjne	-2 339	-6 828	
Inwestycyjne	-2 140	-1 645	
Finansowe	2 769	5 347	
Zmiana środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	-1 710	-3 126	

Dane z bilansu skonsolidowanego

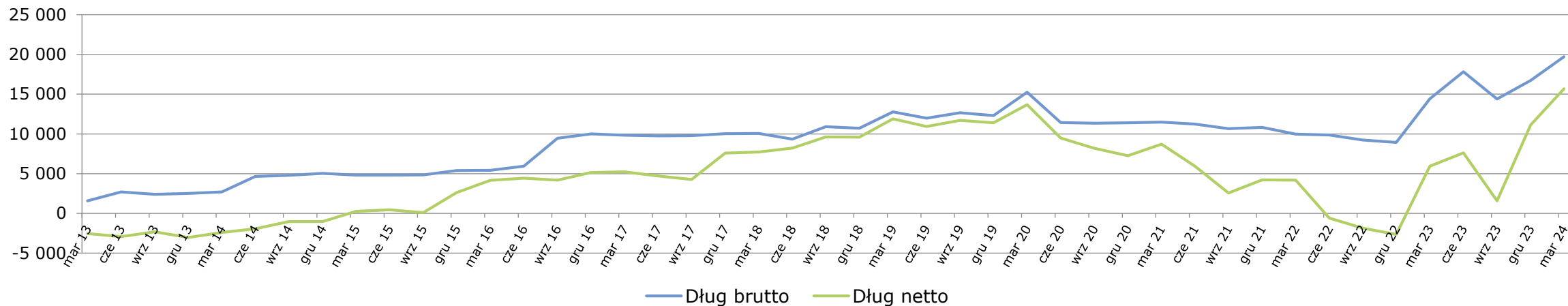
mIn PLN	B.Z. I kw. 2024	B.O. I kw. 2024	Δ I kw. 2024
Środki pieniężne i ekwiwalenty	4 323	6 033	-1 710
Pożyczki udzielone	0	0	0
Środki o ograniczonej możliwości dysponowania (korekta)	-296	-419	123
Środki pieniężne w dyspozycji Grupy PGE	4 027	5 614	-1 587
Krótkoterminowe zadłużenie finansowe	-9 352	-6 351	-3 001
Długoterminowe zadłużenie finansowe ¹	-10 361	-10 384	23
Łącznie zadłużenie finansowe (brutto)	-19 713	-16 735	-2 978
Zadłużenie netto²	-15 686	-11 121	-4 565
Zadłużenie ekonomiczne netto	-21 227	-21 646	419

¹ Zobowiązania zaprezentowane są ze znakiem ujemnym, przez wzgląd na arytmetyczną spójność między bilansem a cash flow.

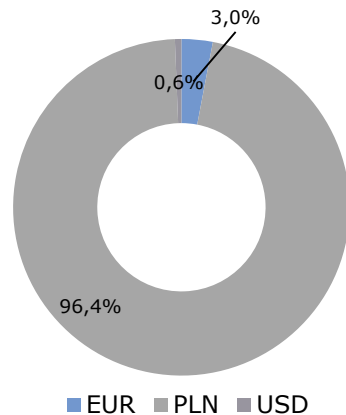
² Z uwzględnieniem zobowiązań z tytułu faktoringu.

Struktura długu oraz zadłużenie (31.03.2024)

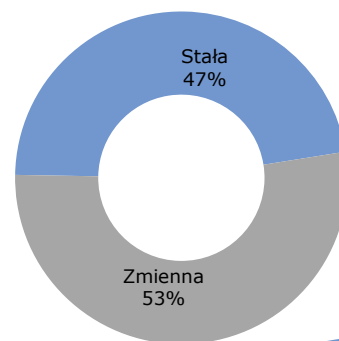
Zadłużenie brutto i netto (w mln PLN)



Profil walutowy rzeczywistego zadłużenia (po uwzględnieniu transakcji zabezpieczających)

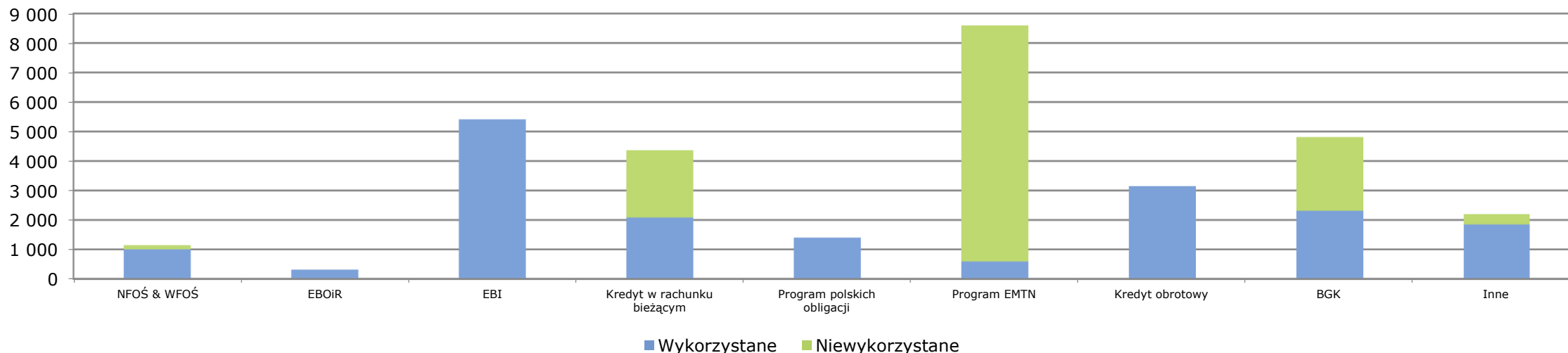


Zadłużenie ze stałą i zmienną stopą (rzeczywiste zadłużenie)

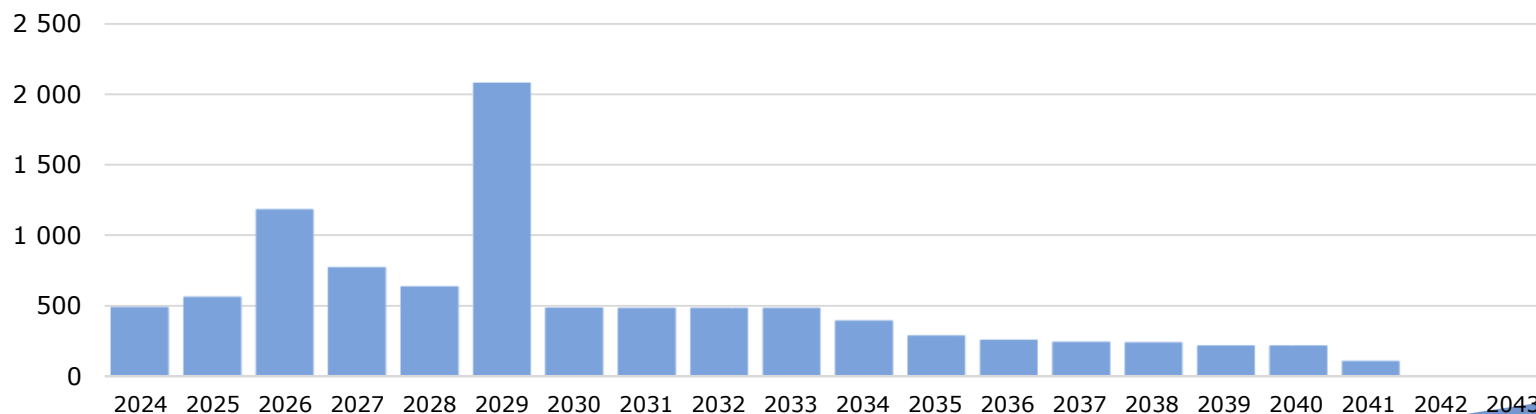


Zapadalność zadłużenia oraz dostępność finansowania

Wykorzystanie i dostępność zewnętrznego finansowania (w mln PLN) wg stanu na 31 marca 2024 r.



Profil zapadalności zadłużenia* (w mln PLN) na 31 marca 2024 r.



* Bez uwzględnienia kredytów w rach. bieżącym, linii odnawialnych, faktoringu i leasingu

Stabilne finanse

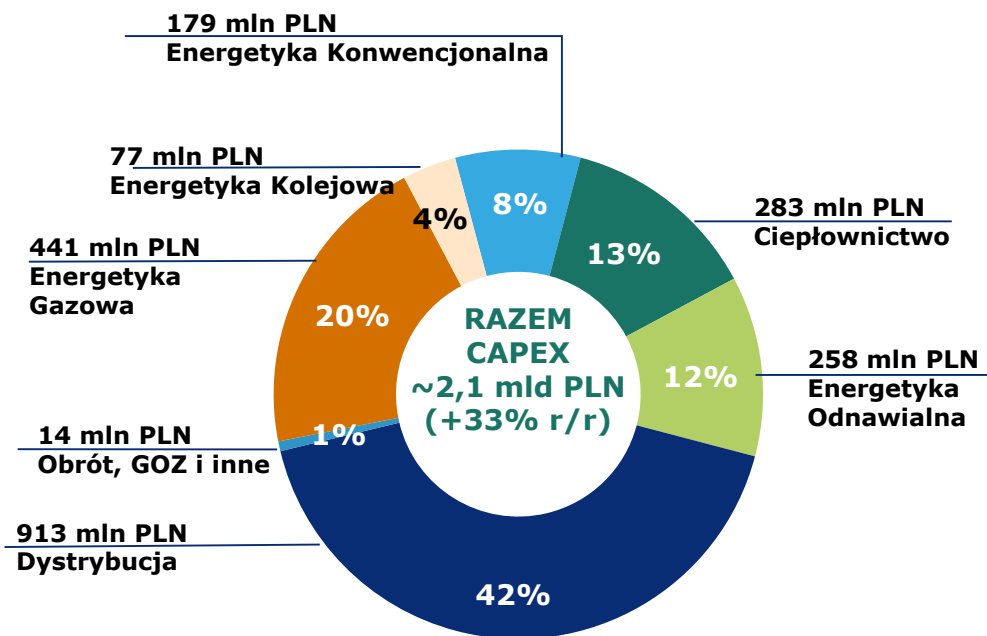
		I kw. 2024	2023
Zadłużenie	Zadłużenie brutto (mld PLN)	19,7	16,7
	Zadłużenie netto (mld PLN)	15,7	11,1
	Dług netto/12M EBITDA	1,72x	1,11x
	Ekonomiczne zadłużenie netto (mld PLN)	21,2	21,6
	Ekonomiczne zadłużenie netto /12M EBITDA powtarzalna	2,14x	2,02x
	Dług netto/Kapitał własny	0,32x	0,23x

		MOODY'S	FITCH
Silna pozycja finansowa potwierdzona przez agencje ratingowe	Długoterminowy rating spółki (IDR)	Baa1	BBB+
	Perspektywa ratingu	stabilna	stabilna
	Data nadania ratingu	2 września 2009	2 września 2009
	Data ostatniego potwierdzenia ratingu	13 stycznia 2023	16 stycznia 2024
	Rating niezabezpieczonego zadłużenia		BBB+
	Data ostatniej zmiany ratingu		4 sierpnia 2011
	Data ostatniego potwierdzenia ratingu		16 stycznia 2024
	Długoterminowy rating krajowy spółki		AA (pol)
	Data nadania ratingu		10 sierpnia 2012
Data ostatniej zmiany ratingu		3 sierpnia 2016	

Nakłady Inwestycyjne



Nakłady inwestycyjne w I kw. 2024



Kluczowe projekty		CAPEX w I kw. 2024
Wytwarzanie	Budowa bloków gazowo-parowych w PGE Gryfino 2050	223 mln PLN
	Budowa bloku gazowo-parowego w Rybniku	142 mln PLN
Dystrybucja	Modernizacje aktywów dystrybucyjnych	463 mln PLN
	Nowe projekty w segmencie Dystrybucji	450 mln PLN



CAPEX w Energetyce Konwencjonalnej, Ciepłownictwie, Energetyce Odnawialnej i Energetyce Gazowej (moce produkcyjne) oraz w Dystrybucji i Energetyce Kolejowej

- Moce w Energetyce Gazowej – budowa nowych bloków w PGE Gryfino 2050 i Rybnik 2050 (łącznie 365 mln PLN)
- Dystrybucja – nakłady w kwocie 411 mln PLN poniesione na przyłączenie nowych odbiorców
- Ciepłownictwo – łączne nakłady inwestycyjne 283 mln PLN

Nakłady inwestycyjne w ujęciu memoriałowym

Segment (mln PLN)	I kw. 2024	I kw. 2023	r/r
Energetyka Odnawialna, w tym:	258	165	56%
Modernizacje i odtworzenie	36	30	20%
Energetyka Gazowa	441	158	179%
Energetyka Konwencjonalna	179	198	-10%
Ciepłownictwo	283	242	17%
Dystrybucja, w tym:	913	815	12%
Przyłączanie nowych odbiorców	411	339	21%
Linie i sieci dystrybucyjne	223	318	-30%
Energetyka Kolejowa	77	0	-
Obrót, GOZ i pozostałe	14	25	-44%
SUMA	2 165	1 603	35%
SUMA (w tym korekty konsolidacyjne)	2 066	1 557	33%

Dane Operacyjne



Kluczowe dane operacyjne

Produkcja energii netto według paliw, sprzedaż ciepła, sprzedaż do odbiorców finalnych oraz dystrybucja

[TWh]	I kw. 2024	I kw. 2023	r/r
Produkcja energii el. netto, wg paliw:	14,60	15,72	-7%
węgiel brunatny	7,63	8,17	-7%
<i>w tym Turów 7</i>	0,39	0,56	-30%
węgiel kamienny:	4,32	4,93	-12%
w tym Energetyka Konwencjonalna	3,08	3,43	-10%
<i>w tym Opole 5/6</i>	1,23	1,36	-10%
w tym Ciepłownictwo	1,24	1,50	-17%
gaz ziemny	1,44	1,48	-3%
<i>w tym Gryfino 9</i>	0,03	0,00	-
el. szczytowo pompowe	0,32	0,29	10%
woda	0,17	0,16	6%
wiatr	0,59	0,57	4%
biomasa	0,11	0,12	-8%
odpady komunalne	0,01	0,00	-
fotowoltaika	0,01	0,00	-
Sprzedaż ciepła [PJ]	19,93	20,22	-1%
w tym Energetyka Konwencjonalna	0,84	0,87	-3%
Sprzedaż energii el. do odbiorców finalnych, w tym:	9,12	8,87	3%
PGE Obrót	8,32	8,83	-6%
Energetyka Kolejowa	0,78	0,00	-
Dystrybucja energii el.	10,68	9,47	13%
PGE Dystrybucja	9,55	9,47	1%
Energetyka Kolejowa	1,13	0,00	-

Kluczowe dane operacyjne

Średnia zrealizowana hurtowa cena energii, średni koszt CO₂

Średnia zrealizowana hurtowa cena energii¹

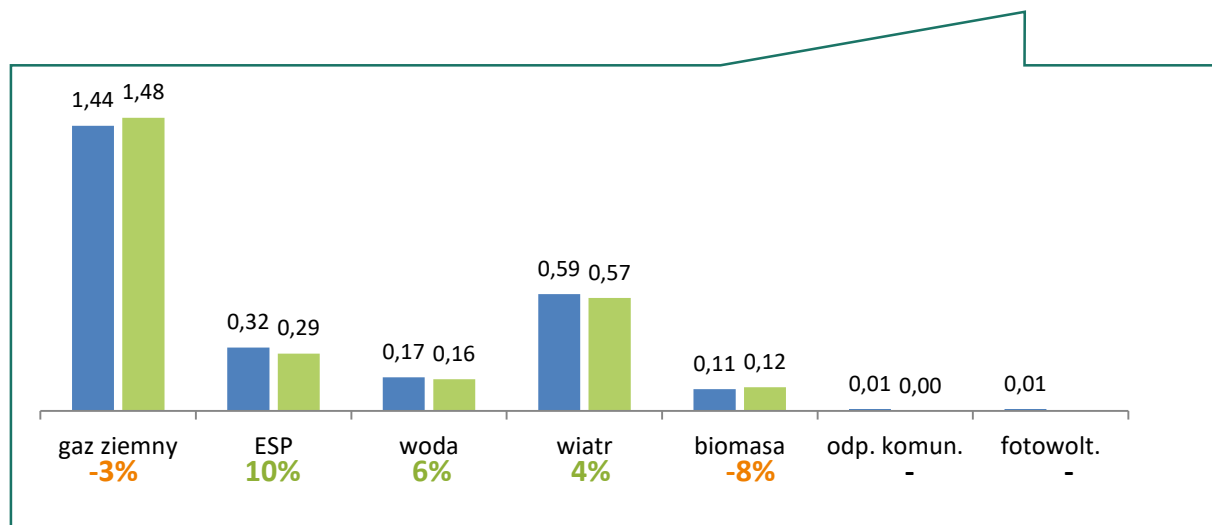
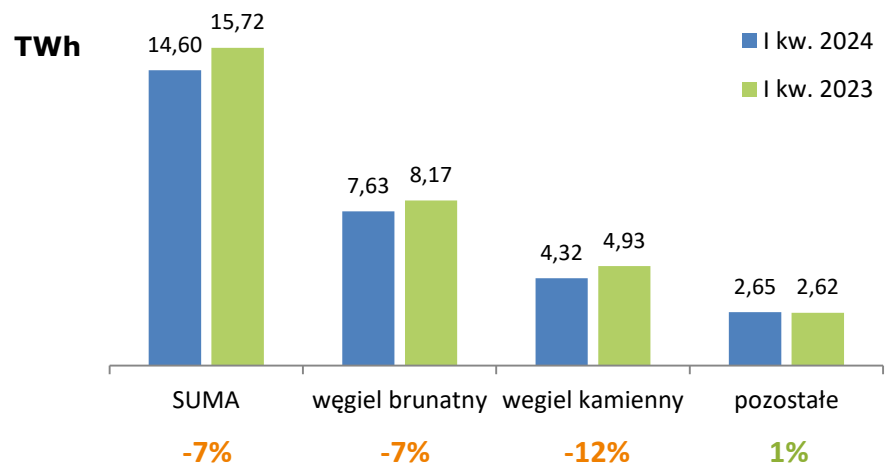
[PLN/MWh]	I kw. 2024	I kw. 2023	r/r
segment Energetyka Konwencjonalna (EK)	582,24	767,50	-24%
segment Ciepłownictwo (EC)	654,76	785,83	-17%
Ogółem (EK i Ciepłownictwo)	596,42	771,56	-23%

Średni koszt emisji CO₂

(EK i EC) średni koszt CO ₂ (PLN/tonę)	405,36	430,49	-6%
(EK i EC) średni koszt CO ₂ (PLN/MWh)	376,33	406,62	-7%

¹cena z uwzględnieniem odpisu na Fundusz Wyłaty Różnicy Ceny.

Wolumen produkcji wg paliw - I kw. 2024 r/r



↑ **Sytuacja w KSE (r/r):** Krajowe zużycie energii w I kw. 2024 r. wyższe o 1,2 TWh, (+2,7%) r/r. Import energii netto 1,4 TWh (saldo wymiany +0,7 TWh r/r), → **wyższa produkcja energii elektrycznej o 0,4 TWh r/r. Silny wzrost produkcji w el. wiatrowych (+1,3 TWh r/r) i gazowych (+0,7 TWh r/r). Spadek produkcji na węglu brunatnym (-0,6 TWh r/r) i kamiennym (-1,6 TWh r/r).**

↓ **PGE:**

↓ **Węgiel brunatny:** spadek produkcji -7% r/r ze względu na silny wzrost produkcji w el. wiatrowych i gazowych.

↓ **Węgiel kamienny:** spadek produkcji -12% r/r ze względu na silny wzrost produkcji w el. wiatrowych i gazowych.

↓ **Gaz ziemny:** niewielki spadek produkcji w elektrociepłowniach gazowych, ze względu na niższą produkcję w EC Lublin.

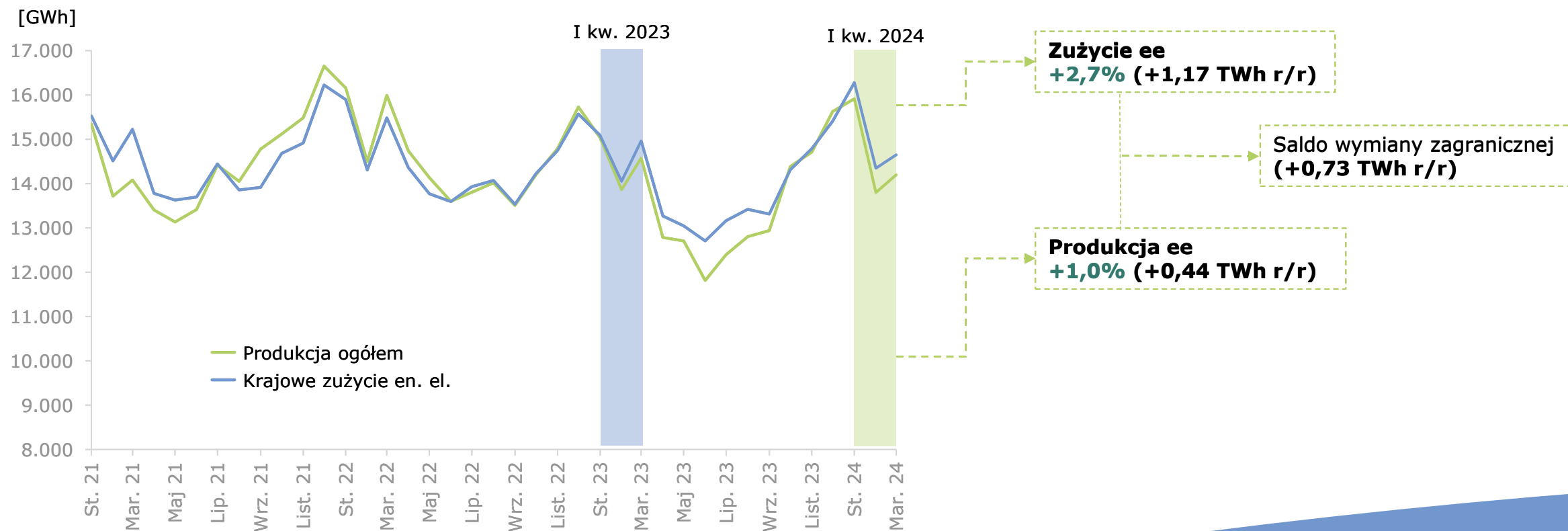
↑ **Wiatr:** nieco słabsze warunki wietrzne, dodatkowo farma wiatrowa Zalesie.

↑ **Woda:** lepsze warunki hydrologiczne

Rynek energii elektrycznej - bilans energii

Odwrócenie trendu spadku zapotrzebowania oraz spadku produkcji

Krajowe zużycie i produkcja energii elektrycznej

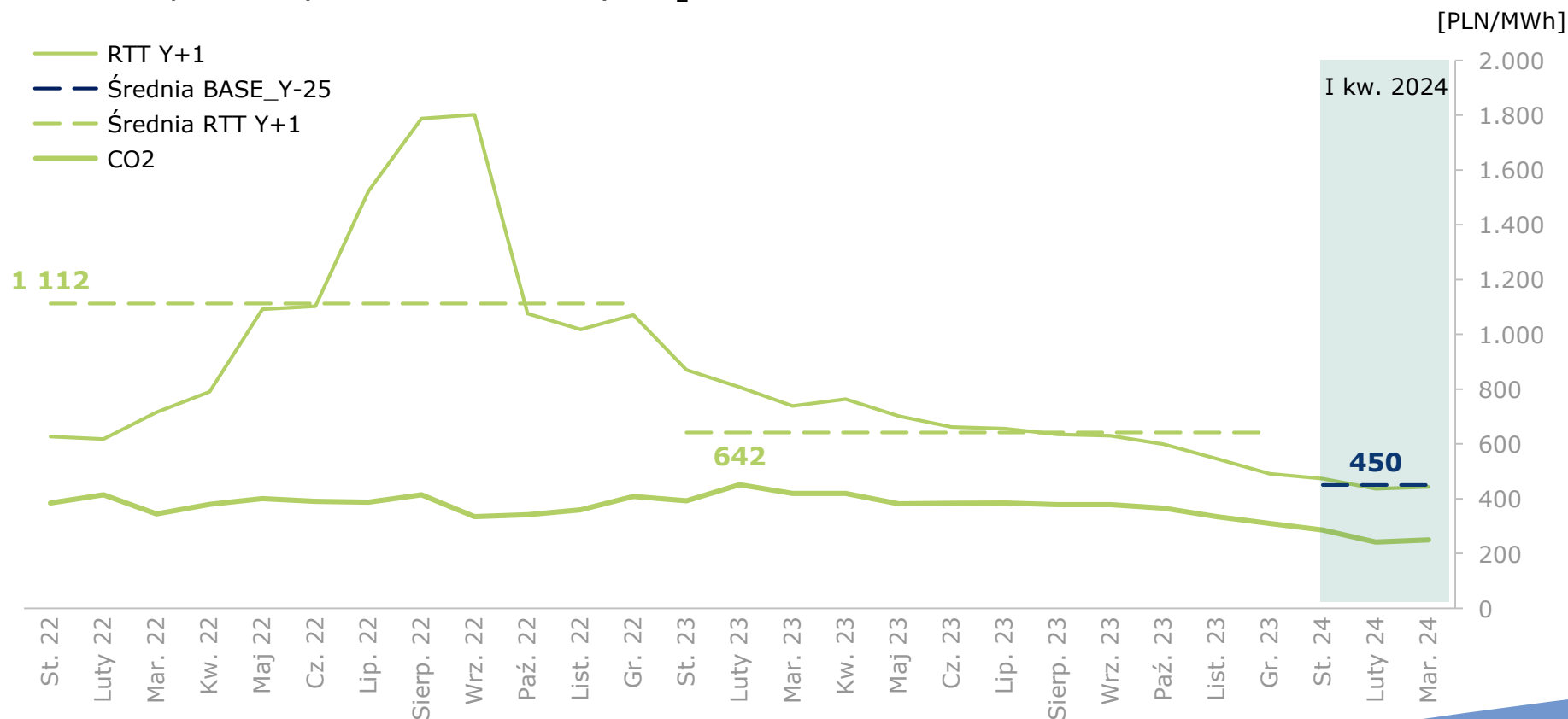


Źródło: PSE S.A.

Rynek energii elektrycznej - ceny

Spadek ceny paliw odzwierciedlony w cenach energii

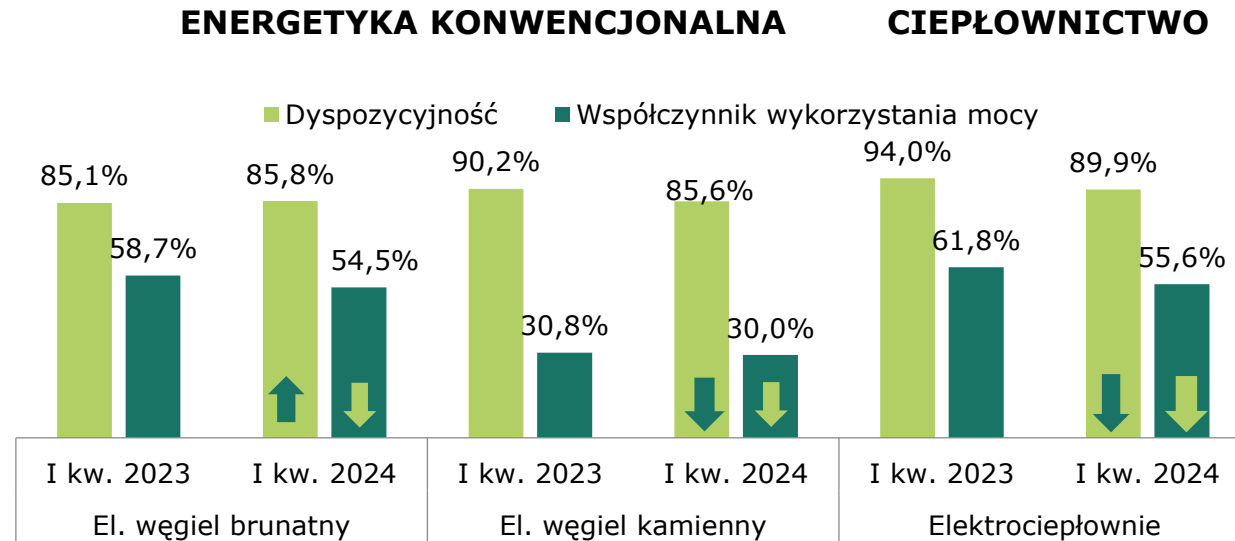
Kontrakt pasmowy 1Y Forward i ceny CO₂



- Ceny kontraktu z dostawą na rok 2025 przez I kwartał 2024 roku oscylowały w okolicach poziomu **400-500 PLN/MWh.**
- Obecnie ceny na rynku terminowym kształtują się na poziomie około 475 PLN/MWh.

Źródło: TGE

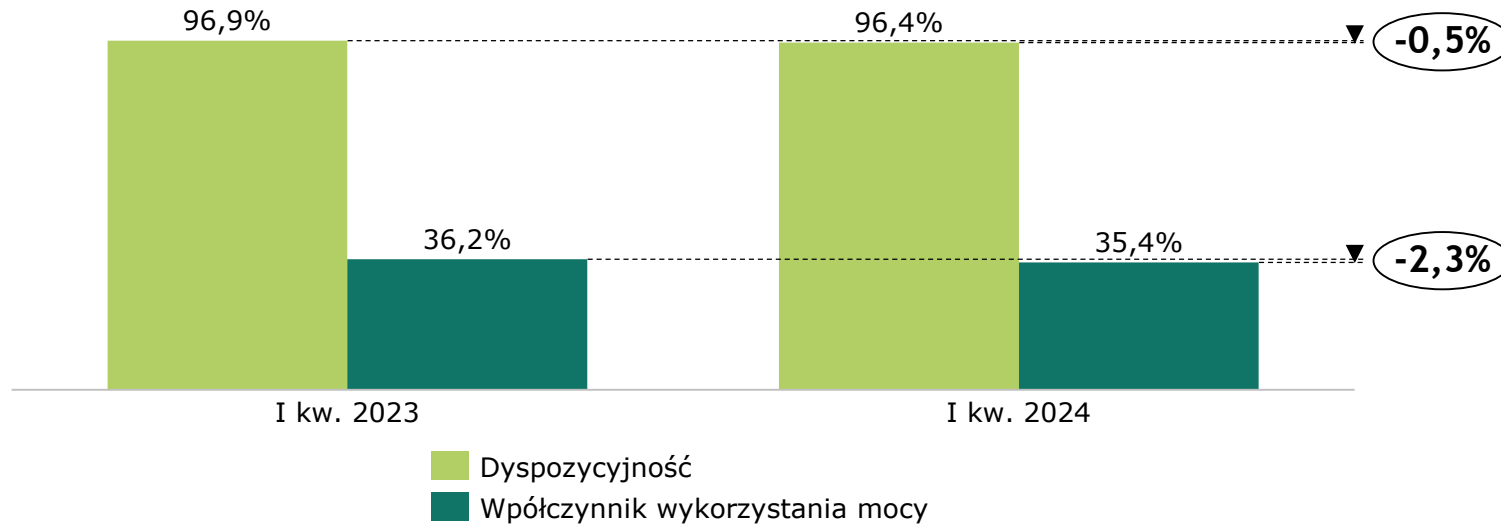
Aktywa wytwórcze - konwencjonalne



Spadek obciążenia elektrowni na węgiel brunatny

- **I kw. 2024 r.:**
- Niższe obciążenie elektrowni na węglu brunatnym ze względu na wzrost produkcji OZE i w źródłach gazowych w KSE.
- Nieco niższe obciążenie elektrowni na węglu kamiennym ze względu na wzrost produkcji OZE i w źródłach gazowych.
- Niższe wykorzystanie elektrociepłowni ze względu na wyższe średnie temperatury zewnętrzne.

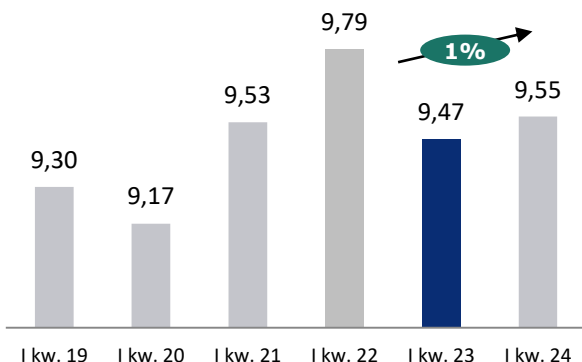
Aktywa wytwórcze - wiatrowe



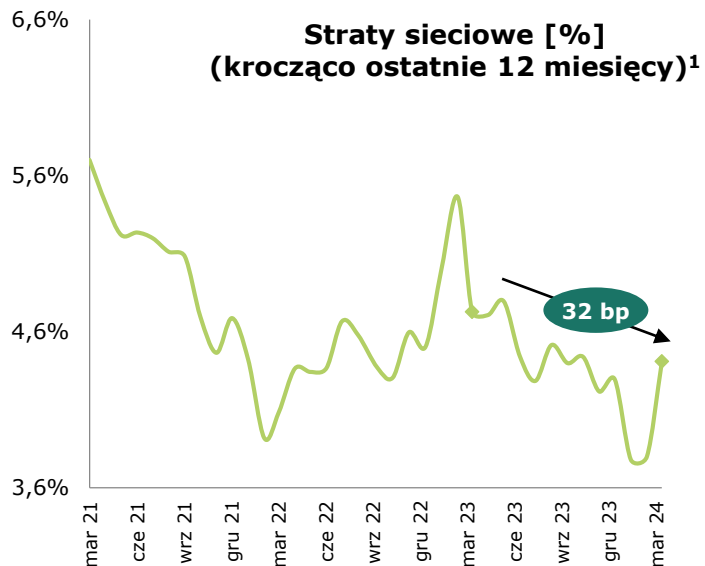
- Niższy współczynnik wykorzystania mocy wynika z mniej korzystnych warunków wietrznych.

Aktywa segmentu Dystrybucja

Wolumen dystrybuowanej energii PGE Dystrybucja (TWh)

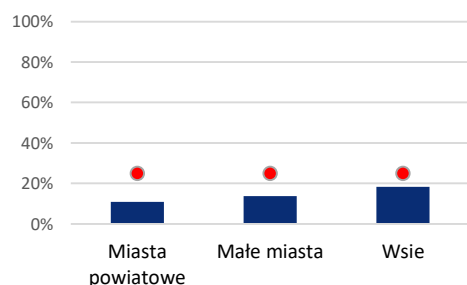


Straty sieciowe [%] (krocząco ostatnie 12 miesięcy)¹

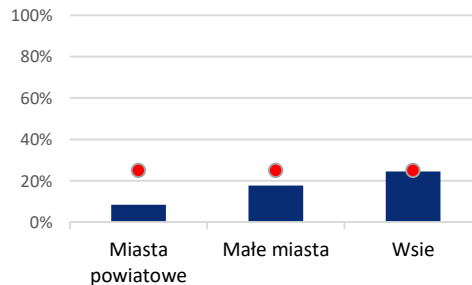


- Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii
- Niższy poziom strat sieciowych na koniec I kw. 2024 r.

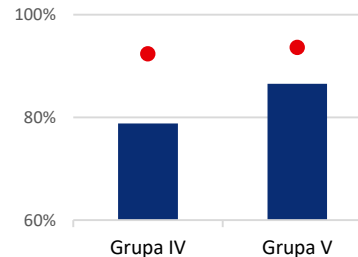
Czas trwania przerw¹



Częstość przerw¹



Czas przyłączenia¹



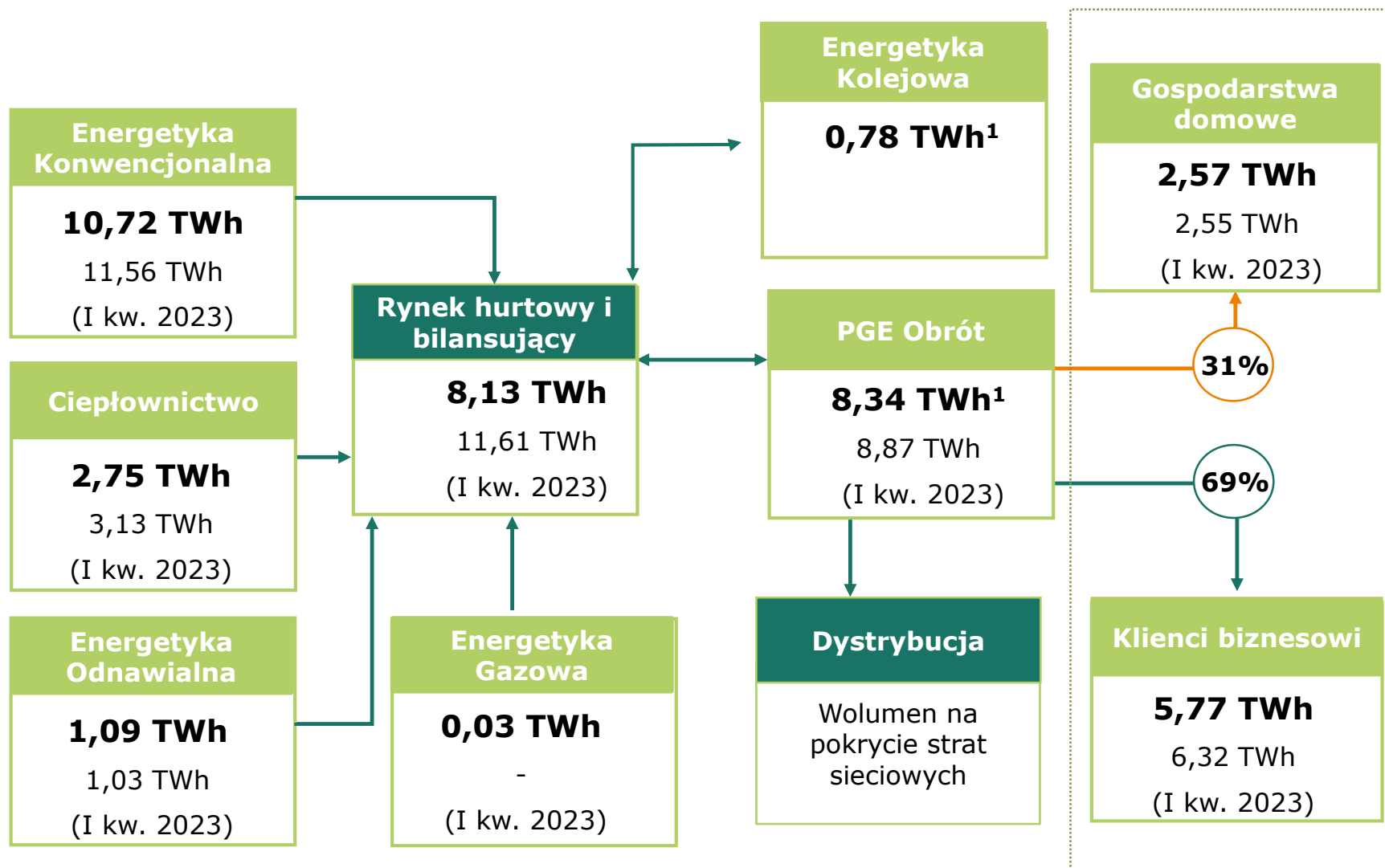
- Wskaźniki CTP i CP w ramach indykowanych celów URE.
- Cele URE dotyczące czasu przyłączenia w ramach progu niezuołości.

¹ Wskaźniki dla PGE Dystrybucja zgodnie z regulacją jakościową, wykonanie względem indykowanych celów URE narastająco w roku

• Cel indykowany URE (maksymalny dopuszczalny poziom wskaźnika)
 ■ Wykonanie wskaźnika dla PGE Dystrybucja S.A.

Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej w I kw. 2024 r.

Ilustracyjnie

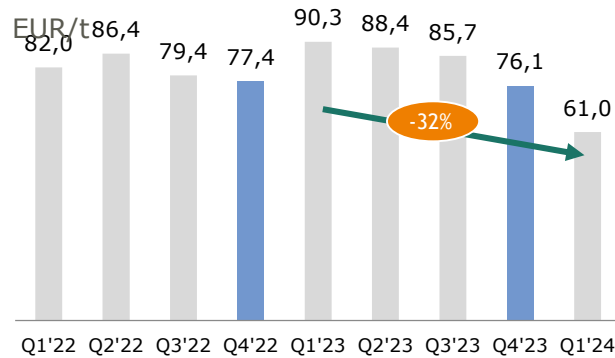


¹ Sprzedaż Grupy PGE do odbiorcy finalnego po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE. Niektóre przepływy włączając rynek bilansujący, handel zagraniczny, zakupy z giełdy oraz zużycie własne nie są uwzględnione.

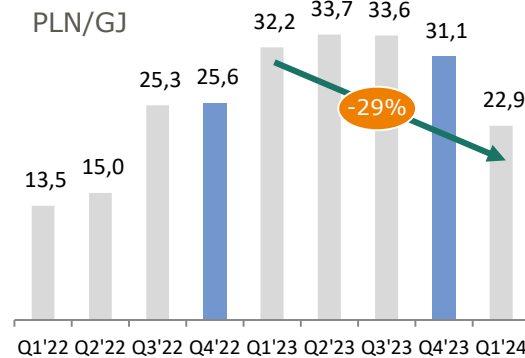
Źródło: PGE S.A.

Niższe ceny energii na TGE r/r

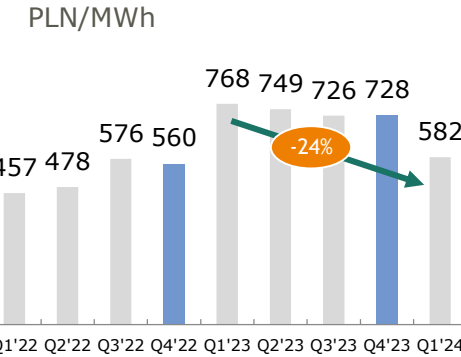
**Uprawnienia do emisji CO₂
(EUA_Grudzień_Y)**



Węgiel kamienny (indeks PSCMI1)



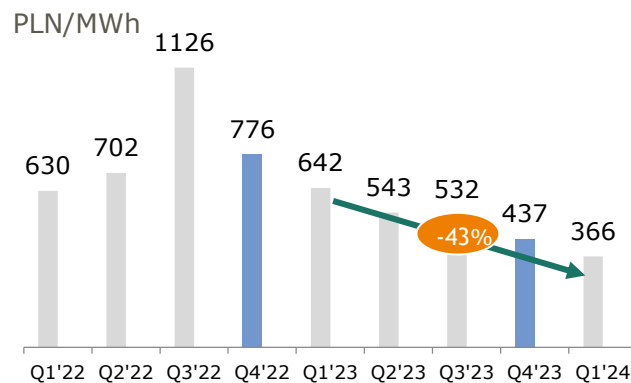
Średnia cena hurtowa energii zrealizowana przez PGE (segment EK¹)



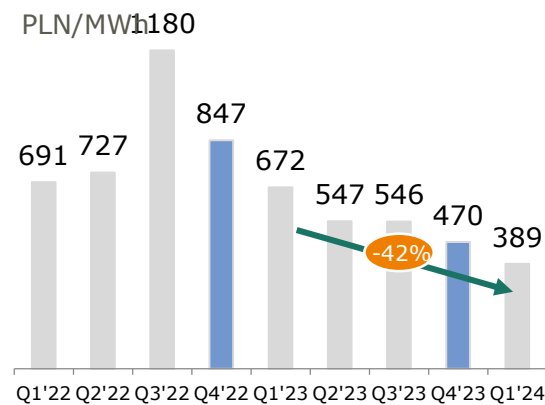
¹Średnia cena obliczona w oparciu o wolumen sprzedaży skorygowany o wolumen zakupu na rynku hurtowym. Dane od Q4'22 do Q4'23 z uwzględnieniem odpisu na FWRC

Średnie kwartalne ceny energii na TGE

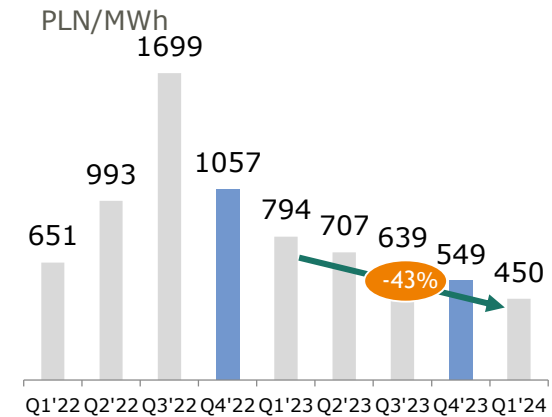
Rynek dnia następnego – podstawa



Rynek dnia następnego – szczyt



Kontrakty na kolejny rok – Base_Y+1



Zaproszenie na konferencję

W imieniu
Dariusza Marca
Prezesa Zarządu

zapraszamy na konferencję poświęconą

Wynikom finansowym za I kwartał 2024 r.,
która odbędzie się
we wtorek, 28 maja 2024 r.
o godzinie 11.00

Transmisja konferencji wynikowej dostępna będzie pod adresem:

<https://infostrefa.tv/pge/>

Wszelkie pytania prosimy kierować na adres ir@gkpge.pl
podczas trwania transmisji internetowej lub przed jej rozpoczęciem,
a także poprzez kwestionariusz na stronie transmisji.

Możliwe jest odsłuchanie spotkania poprzez linię telefoniczną
pod numerem **123480899**, kod dostępu: **0129962**

Analitycy sell-side pokrywający PGE

Instytucja

Analitik

BOŚ

Łukasz Prokopiuk

Citigroup

Piotr Dzieciołowski

Erste Group Research

Petr Bartek

IPOPEMA

Robert Maj

mBank

Kamil Kliszc

Pekao

Marcin Górnik

PKO BP

Andrzej Rembelski

Santander Biuro Maklerskie

Paweł Puchalski

Societe Generale

Bartłomiej Kubicki

Trigon DM

Michał Kozak

Wood & Company

Iuliana Ciopraga

Zastrzeżenie

Niniejsza prezentacja została przygotowana przez Zarząd PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (dalej „Spółkę” lub „PGE”) oraz inne jednostki. Niniejsza prezentacja nie stanowi rekomendacji, oferty czy zachęty do sprzedaży lub zakupu papierów wartościowych Spółki, ani spółek zależnych, w żadnej jurysdykcji. Żadna część niniejszej prezentacji, ani fakt jej dystrybuowania nie powinien tworzyć podstawy, ani wiązany z jakąkolwiek decyzją inwestycyjną, kontraktem czy zobowiązaniem.

Działamy w sektorze dla którego trudno jest uzyskać precyzyjne informacje branżowe i rynkowe. Dane rynkowe i branżowe oraz prognozy i stwierdzenia użyte w niniejszej prezentacji dotyczące rynkowej pozycji PGE oparte są na założeniach, które uważamy za rozsądne i pochodzą z naszych wewnętrznych badań i analiz, wykonanych na nasze zamówienie przez podmioty zewnętrzne lub z publicznych źródeł i powszechnie dostępnych publikacji takich jak prasa.

Niniejsza prezentacja ani żadne materiały dystrybuowane wraz z tą prezentacją nie są adresowane, ani przeznaczone do użytku przez obywateli lub rezydentów żadnego stanu, kraju czy jurysdykcji, gdzie taka dystrybucja, publikacja, udostępnienie lub użycie byłoby sprzeczne z prawem, regulacją lub podlegało rejestracji bądź licencjonowaniu.

Prezentacja zawiera zwroty dotyczące przyszłości. Te zwroty zawierają słowa „antycypować”, „wierzyć”, „zamierzać”, „szacować”, „oczekiwać” oraz wyrazy bliskoznaczne. Wszystkie określenia inne niż informacje historyczne zawarte w niniejszej prezentacji, dotyczące m.in. finansów Spółki, strategii biznesowej, planów i celów Zarządu (także planów rozwoju i celów odnośnie produktów i usług) są zwrotami dotyczącymi przyszłości.

Kontakt dla inwestorów



Filip Osadczuk

Dyrektor Departamentu
Relacji Inwestorskich i ESG

filip.osadczuk@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 12 24

Kom: +48 695 501 370



Krzysztof Dragan

krzysztof.dragan@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 15 13

Kom: +48 601 334 290



Stanisław Ozga CFA

stanislaw.ozga@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 12 69

Kom: +48 887 171 324

Dziękujemy

