

# Wyniki finansowe Grupy Energa za IV kwartał i cały 2023 rok





[@EnergaSA](#)

[#Energa4Q23](#)

25 kwietnia 2024 roku

# Grupa Energa w IV kwartale i całym 2023 roku

## Wzrost EBITDA w 2023 roku

Dane finansowe (mln zł)		IV kw. 2023	Zmiana r/r	2023	Zmiana r/r
	Przychody	6 598	22%	26 087	28%
	EBITDA	-473	-10%	2 885	12%
		202 <sup>1</sup>	-63%	3 710 <sup>1</sup>	2%
	Wynik netto	-1 013	-73%	606	-40%
		-508 <sup>2</sup>	<-100%	1 255 <sup>2</sup>	-33%
	Dane operacyjne		IV kw. 2023	Zmiana r/r	2023
	Produkcja energii elektrycznej	1,0 TWh	-14%	3,4 TWh	-24%
	Dystrybucja energii elektrycznej	5,8 TWh	1%	22,4 TWh	-4%
	Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej	4,6 TWh	-2%	17,1 TWh	-5%

<sup>1</sup> Dane skorygowane o zdarzenia jednorazowe;

<sup>2</sup> Wynik przed zdarzeniami uwzględnionymi w skorygowanej EBITDA, odpisami aktywów trwałych i wynikiem na sprzedaży jednostek podporządkowanych, rezerwą na roszczenia dot. Projektu Ostrołęka C, rezerwą na podatek odroczonej od różnic kursowych (Energa Finance AB) oraz udziałem w wyniku w spółkach konsolidowanych metodą praw własności.

# Otoczenie rynkowe

## Spadek cen oraz produkcji i zużycia energii elektrycznej

	IV kw. 2023	Zmiana r/r	2023	Zmiana r/r
Ceny węgla kamiennego <sup>1</sup> (zł/GJ)	30,5	19%	32,5	70%
Ceny zielonych certyfikatów <sup>1</sup> (zł/MWh)	58,0	-66%	158,2	-18%
Ceny uprawnień do emisji <sup>1</sup> (EURO/tonę)	77,3	-1%	83,8	5%
Ceny energii SPOT <sup>1</sup> (zł/MWh)	436,8	-44%	533,6	-33%
Produkcja krajowa ee (TWh)	44,7	0%	163,6	-7%
Krajowe zużycie ee (TWh)	44,5	0%	167,5	-3%

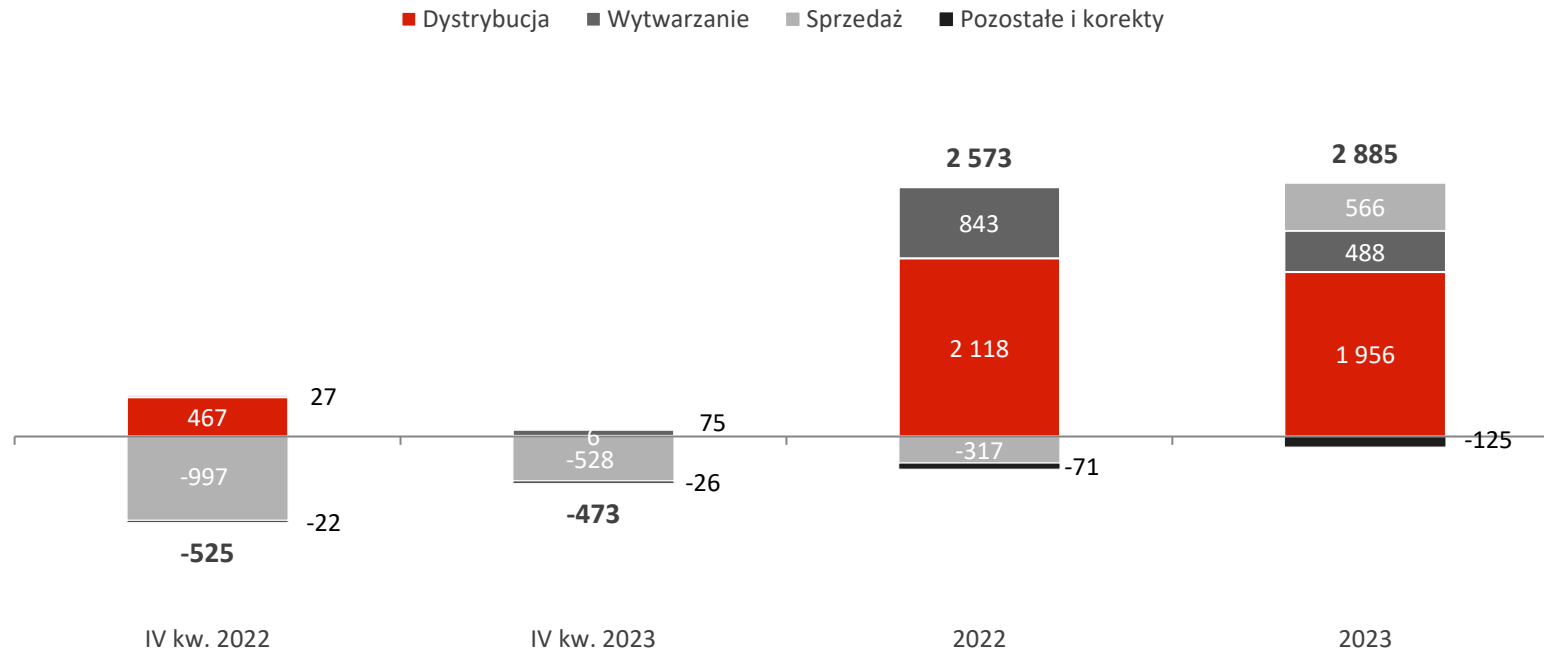
<sup>1</sup> Średnie ceny w okresie

Źródło: Polski Rynek Węgla, Towarowa Giełda Energii

# Struktura EBITDA Grupy Energa

Wiodący udział Dystrybucji w 2023 roku

EBITDA w podziale na Linie Biznesowe (mln zł)



# Nakłady inwestycyjne

## Duży wzrost r/r zarówno w IV kwartale, jak i całym 2023 roku

Łączne nakłady inwestycyjne Grupy Energa w IV kw. 2023 r. wyniosły 1 446 mln zł (+41% r/r), natomiast za 2023 r. 4 334 mln zł (+33% r/r).

Kluczowe inwestycje w Linii Biznesowej Dystrybucja w IV kw. 2023 r.:

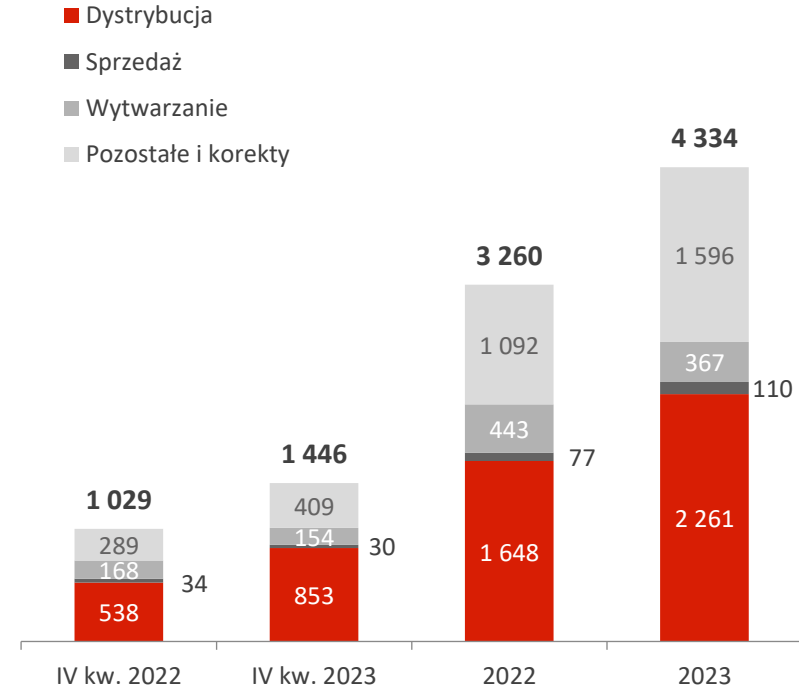
- 370 mln zł (1 206 mln zł w 2023 r.) – przyłączenie odbiorców i źródeł ee oraz związana z tym budowa nowych sieci,
- 318 mln zł (723 mln zł w 2023 r.) – modernizacja i odtworzenie istniejącego majątku związana z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowana na moc,

w wyniku których:

- przyłączono 17 tys. nowych odbiorców (72 tys. w 2023 r.),
- wybudowano i zmodernizowano 940 km linii wysokiego, średniego i niskiego napięcia (3 058 km w 2023 r.),
- przyłączono do sieci 277 MW nowych źródeł OZE (1 387 MW w 2023 r.).

Kluczowe inwestycje w „Pozostałe i korekty” w IV kw. 2023 r. to 133 mln zł (944 mln zł w 2023 r.) związane z budową elektrowni CCGT w Ostrołęce oraz 282 mln zł (680 mln zł w 2023 r.) związane z budową elektrowni CCGT w Grudziądzu.

mln zł



# Kluczowe aktywne projekty inwestycyjne Grupy Energa (1/3)

Projekt	Moc (MWe)	CAPEX (mln zł) Projektowy / Zrealizowany	Status prac	Planowane wdrożenie (rok)
<b>Budowa elektrowni CCGT Ostrołęka</b>	745 netto	ok. 2 850* / 1 857	25.06.2021 r. CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. podpisała Aneks Gazowy z generalnym wykonawcą inwestycji - konsorcjum spółek z Grupy GE. W grudniu 2021 r. w wyniku aukcji głównej rynku mocy na 2026 rok CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. zawarła umowę mocową (695,951 MW) na okres 17 lat. 24.03.2022 r. CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. wydała generalnemu wykonawcy tzw. Polecenie Rozpoczęcia dotyczące prac związanych z budową elektrowni gazowo-parowej. 29.06.2023 r. została zawarta umowa kredytowa na finansowanie budowy z konsorcjum polskich i zagranicznych instytucji finansowych. 3.10.2023 r. podpisany został aneks do umowy z 25.06.2021 r. z generalnym wykonawcą inwestycji, na mocy którego m.in. zwiększone zostało wynagrodzenie generalnego wykonawcy z ok. 2,5 mld zł do ok. 2,85 mld zł. Trwa etap budowy.	2025
<b>CCGT Grudziądz</b>	563 netto	ok. 2 000** / 939	W grudniu 2021 r. w wyniku aukcji głównej rynku mocy na 2026 r. CCGT Grudziądz Sp. z o.o. zawarła umowę mocową (518,370 MW) na okres 17 lat. 18.05.2022 r. CCGT Grudziądz sp. z o.o. podpisała umowę z generalnym wykonawcą inwestycji - konsorcjum spółek z grupy Siemens oraz spółką Mytilineos. 24.06.2022 r. spółka przekazała generalnemu wykonawcy teren budowy. Trwa budowa bloku.	2025
<b>CCGT Gdańsk</b>	ok. 450	w trakcie ustalania	16.09.2022 r. Energa SA zawarła z ORLEN S.A. porozumienie w sprawie finansowania budowy elektrowni gazowo-parowej w Gdańsku. W 2023 r. prowadzono postępowanie dotyczące wyboru generalnego wykonawcy (EPC) oraz dostawcy usług serwisowych (LTSA) bloku gazowo-parowego CCGT Gdańsk o mocy do 456 MWe. Z uwagi na brak podjęcia decyzji realizacyjnej dla tego projektu oraz brak przystąpienia spółki CCGT Gdańsk Sp. z o.o. do Aukcji Głównej Rynku Mocy w 2023 roku, projekt obecnie utrzymywany jest wyłącznie w gotowości realizacyjnej.	Brak decyzji
<b>Program inwestycyjny - aktywa ciepłownicze (Elbląg, Kalisz, Ostrołęka)</b>	70	465 / 177	i) W lokalizacji Elbląg prowadzone są prace przygotowawcze w zakresie zadania dot. budowy silników gazowych 3xSG10 – uzyskano warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz Decyzję o Uwarunkowaniach Środowiskowych. 30.08.2023 r. Urząd Miasta w Elblągu wydał decyzję o Pozwoleniu na Budowę. W 2023 roku Spółka przeprowadziła postępowanie przetargowe na wybór GRI, w wyniku, którego nie uzyskano ofert ostatecznych. Kolejne postępowanie zostało uruchomione z początkiem stycznia 2024 roku i w terminie składania ofert określonym na dzień 12.02.2024 r. uzyskano ofertę wiążącą; (ii) W lokalizacji Kalisz realizowany jest kontrakt na budowę kotłowni rezerwowo-szczytowej oraz stacji uzdatniania wody. Kotły zostały wprowadzone i posadowione w budynku. Przygotowano kotły do ruchu regulacyjnego oraz próbnego. Realizowane są również prace dot. budowy układu kogeneracyjnego opartego o silniki gazowe 2xSG10. Trwają prace w obrębie fundamentów pod silniki i budynku głównego układu kogeneracyjnego; (iii) W lokalizacji Ostrołęka prowadzone były prace projektowe gazociągu dla zasilania nowego źródła ciepła – uzyskano Decyzję o Uwarunkowaniach Środowiskowych. W toku są prace związane ze sporządzaniem dokumentacji do uzyskania decyzji administracyjnych.	2025

\*Szacunkowa kwota budowy elektrowni CCGT przez konsorcjum spółek z Grupy GE wynikająca z aneksu z dn. 3.10.2023 roku.; \*\*Szacunkowa kwota budowy elektrowni CCGT przez konsorcjum spółek z grupy Siemens oraz spółki Mytilineos.

Według stanu na 31 grudnia 2023 r.

# Kluczowe aktywne projekty inwestycyjne Grupy Energa (2/3)

Projekt	Moc (MWe)	CAPEX (mln zł) Projektowy / Zrealizowany	Status prac	Planowane wdrożenie (rok)
Smart Grid	nd	254 / 249	Projekt ma na celu zapewnienie stabilności i elastyczności systemu dystrybucyjnego poprzez wdrożenie rozwiązań inteligentnej sieci energetycznej, jest współfinansowany z UE w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Wszystkie zadania w ramach projektu zostały zrealizowane. Raport końcowy projektu zostanie sporządzony po przejściu na pracę produkcyjną we wszystkich Oddziałach, które nastąpi w maju 2024 r. W ramach projektu został rozwinięty system sterowania ruchem sieci elektroenergetycznej SCADA o moduł lokalizacji awarii, co spowodowało skrócenie czasu trwania przerw w dostawie energii elektrycznej. Elementem projektu była także budowa magazynu energii, którego zadaniem jest stabilizacja pracy systemu dystrybucyjnego w obszarze przyłączenia farmy fotowoltaicznej o mocy 4 MW w Czernikowie.	2023
Projekty PV Wielbark i PV Gryf 2	PV Wielbark ok. 70  PV Gryf 2 ok. 5	PV Wielbark 232 / 232  PV Gryf 2 18 / 16	W 2023 r. zakończono budowę zespołu farm fotowoltaicznych o łącznej mocy blisko 70 MW, zlokalizowanych w woj. warmińsko-mazurskim, jak również rozbudowano moc farmy PV Gryf zlokalizowanej w woj. wielkopolskim do poziomu około 25 MW. Farma PV Gryf powstała w gminie Przykona, na terenach zrehabilitowanych po odkrywce węgla brunatnego, w sąsiedztwie należącej do Grupy Energa farmy wiatrowej.	2023
PV Mitra	ok. 65	186,3* / 36,9	Celem projektu jest przygotowanie, budowa i oddanie do eksploatacji instalacji fotowoltaicznej składającej się z zespołu elektrowni fotowoltaicznych o łącznej mocy zainstalowanej ok. 65 MW. W 2023 roku podpisano umowę z generalnym wykonawcą inwestycji, wydano polecenie rozpoczęcia prac budowlanych, przekazano teren budowy.	2024
Projekt MFW	ok. 1800	16 / 16	W 2023 r. Ministerstwo Infrastruktury ogłosiło wyniki procesu przyznawania sześciu nowych lokalizacji farm wiatrowych planowanych na polskich wodach Morza Bałtyckiego. Największą liczbę punktów w przypadku pięciu lokalizacji otrzymała Grupa ORLEN. W efekcie potencjał concernu w morskiej energetyce wiatrowej może wkrótce powiększyć się o ok. 5200 MW, z czego Energa MFW 1 Sp. z o.o. oraz Energa MFW 2 Sp. z o.o., spółki zależne Energi Wytwarzanie, uzyskały dwa pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich (PSZW) o łącznej mocy ok. 1800 MW. Koncesje, które zabezpieczyła Grupa ORLEN, znajdują się na wysokości Kołobrzegu oraz Łeby i są usytuowane około 30 kilometrów od linii brzegowej. Wspomniane spółki zależne Energi Wytwarzanie otrzymały największą liczbę punktów w postępowaniu rozstrzygającym odpowiednio w obszarach 14.E.1 i 14.E.2.	2023
5xPV	ok. 4,2	12 / 10,4	Celem projektu była budowa pięciu farm fotowoltaicznych (PV Czernikowo+, PV Samolubie 1, PV Samolubie 2, PV Przykona, PV Pierzchały) o mocy jednostkowej do 1MW każda (łącznie ok. 4,2 MW) wraz z wyprowadzeniem mocy. W 2023 r. zakończono 4 projekty, a na początku 2024 r. zakończono projekt PV Pierzchały. Rozbudowa nowych mocy zwiększy wskaźnik udziału odnawialnych źródeł w łącznej produkcji energii elektrycznej wszystkich aktywów Grupy Energa.	2023

\*Bez ujęcia gruntów pod inwestycję.

Według stanu na 31 grudnia 2023 r.

# Kluczowe aktywne projekty inwestycyjne Grupy Energa (3/3)

Projekt	Moc (MWe)	CAPEX (mln zł) Projektowy / Zrealizowany	Status prac	Planowane wdrożenie (rok)
			30.06.2023 r. Energa Wytwarzanie podpisała z firmą Greenvolt umowę przedwstępną na zakup farmy wiatrowej i czterech instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 59 MW za szacowaną kwotę ok. 107 mln euro (ok. 460 mln zł). Transakcja dotyczy dwóch projektów OZE realizowanych w woj. wielkopolskim. Pierwszym jest projekt Opalenica, obejmujący trzy farmy fotowoltaiczne o łącznej mocy 22 MW. Drugim – hybrydowy projekt Sompolno, łączący turbiny wiatrowe o mocy 26 MW i instalację fotowoltaiczną o mocy 10 MW. Nabywane aktywa w ciągu roku mogą wyprodukować 111 GWh energii, czyli równowartość zużycia ponad 55 tys. gospodarstw domowych. Za budowę i doprowadzenie obu projektów do fazy operacyjnej odpowiada Greenvolt Power, spółka będąca częścią Grupy Greenvolt. Zawarcie umów przyrzeczonych dla portfolio Opalenica planowane jest w II kwartale 2024 r., a portfolio Sompolno w III kwartale 2024 r., po wybudowaniu i uzyskaniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej dla poszczególnych instalacji OZE.	
Projekty M&A OZE	ok. 393	n/d (inwestycje kapitałowe)	13.10.2023 r. Energa Wytwarzanie i Lewandpol Holding sp. z o.o. podpisały przedwstępną umowę zakupu 100% udziałów w spółce E&G sp. z o.o. realizującej projekty budowy instalacji fotowoltaicznych i farmy wiatrowej Kleczew Solar & Wind o łącznej mocy od ok. 244,5 MW do ok. 334 MW w województwie wielkopolskim. Ww. projekty budowy podzielone są na trzy etapy, z których pierwszy obejmuje budowę instalacji fotowoltaicznej o mocy 193,1 MW oraz farmy wiatrowej o mocy do 19,2 MW. W ramach kolejnych dwóch etapów moc zainstalowana farmy fotowoltaicznej ma wzrosnąć docelowo o maksymalnie ok. 122 MW. Zgodnie z aktualnym harmonogramem budowa ww. źródeł OZE ma zakończyć się w 2025 roku. Przedmiotowy projekt stwarza możliwość ewentualnej rozbudowy o dodatkowe moce wiatrowe w przyszłości, w formule cable pooling. Powyższa transakcja uzależniona jest od spełniania szeregu warunków zawieszających (m.in. uzyskania bezwarunkowej zgody Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej), a jej zamknięcie planowane jest najpóźniej w pierwszym kwartale 2025 roku. Zgodnie z założeniami, jeśli ww. transakcja dojdzie do skutku, ORLEN zapewni wsparcie finansowe dla Grupy Energa na sfinansowanie tej inwestycji. Przy założeniu maksymalnej wartości mocy projektu (tj. 19,2 MW - farma wiatrowa oraz 315,1 MW w instalacjach PV) maksymalna cena nabycia wynieść może 1 927 mln zł.	2026

Według stanu na 31 grudnia 2023 r.



Linia Biznesowa  
**Dystrybucja**

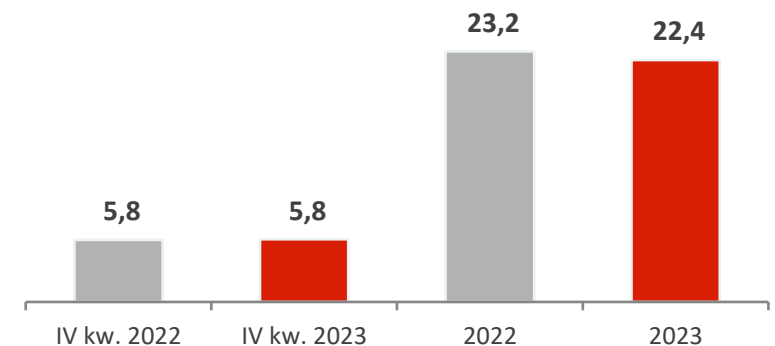
# LB Dystrybucja: kluczowe dane operacyjne i biznesowe

## Sukcesywny wzrost poziomu inwestycji sieciowych, EOP liderem w zakresie liczników zdalnego odczytu

- Energa Operator („EOP”) umocnił się na pozycji lidera wśród polskich OSD w zakresie liczby zainstalowanych liczników zdalnego odczytu („LZO”). Ponad 74% odbiorców Energa Operatora posiada zainstalowane liczniki zdalnego odczytu (tj. ponad 2,47 mln szt. na koniec 2023 r.; w IV kw. 2023 r. zainstalowano ponad 120 tys., w całym 2023 r. zainstalowano ok. 450 tys. liczników). Udział urządzeń LZO w ogólnej liczbie tych liczników w Polsce wynosi 15%.
- Od 1 lipca 2023 r. EOP, jako pierwszy OSD w Polsce, posiada jeden system bilingowy (CC&B), w którym obsługuje procesy rozliczania dostawy energii elektrycznej wobec każdego miejsca przyłączenia do sieci EOP.
- Ponad 270 tys. prosumentów oraz wytwórców jest obsługiwanych na podstawie rzeczywistych, godzinowych rejestrów pomiarowych, a dla prosumentów dodatkowo przed i po sumarycznym bilansowaniu w każdej godzinie doby.
- W 2023 r. EOP zrealizował nakłady inwestycyjne na rekordowym poziomie prawie 2,3 mld zł. Realizacja kluczowych inwestycji koncentrowała się na niezbędnych inwestycjach sieciowych związanych z przyłączeniami nowych odbiorców i źródeł oraz budową nowych sieci, a także modernizacją i odtworzeniem istniejącego majątku, co przyczyniło się do poprawy jakości usług. Jednocześnie realizowano rozwój i rozbudowę sieci WN w adekwatny sposób do rosnących przepływów i wzrostu zapotrzebowania na moc.
- Na koniec IV kw. 2023 r. do sieci EOP przyłączone było łącznie 8,414 GW mocy wytwórczych z OZE, z czego 1,387 GW przyłączono od początku 2023 r. Do sieci dystrybucyjnej EOP przyłączone jest najwięcej mocy źródeł OZE spośród wszystkich OSD w kraju, co potwierdza rolę EOP jako lidera zielonej transformacji w sektorze energetycznym.
- W roku 2023 r.: przyłączono do sieci 110 kV łącznie 13 dużych farm fotowoltaicznych i wiatrowych o całkowitej mocy ponad 550 MW oraz zawarto umowy o przyłączenie do sieci 110 kV dla 17 źródeł o łącznej mocy sięgającej 450 MW.
- Energa Operator od stycznia 2023 r. w rozliczeniach usługi dystrybucji ujął terminowo zasady zamrożenia cen zgodnie z ustawą definiującą warunki tarczy solidarnościowej;
- EOP jako pierwszy OSD w kraju wdrożył scentralizowany system klasy SCADA ADMS wspierający sterowanie i zarządzanie siecią energetyczną. W ciągu 2023 r. pomyślnie wykonano kilka kluczowych zadań związanych z tym pionierskim wdrożeniem. Zrealizowano m.in. kompleksowe testy nowego systemu i rozpoczęto sukcesywne wdrożenie na środowisku produkcyjnym.



### Dystrybucja ee (TWh)



# Wyniki finansowe Linii Biznesowej Dystrybucja

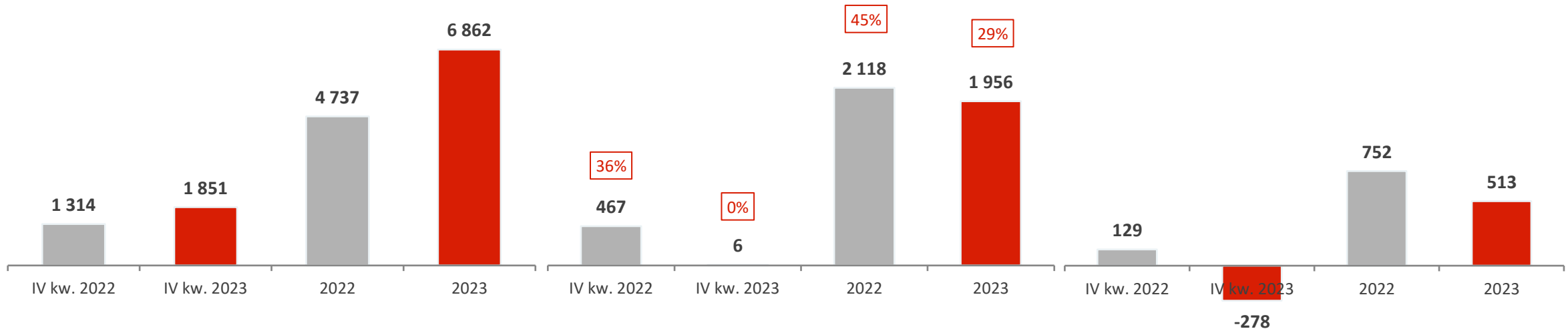
Wyniki pod wpływem otoczenia regulacyjnego oraz jednorazowych zdarzeń księgowych

Przychody (mln zł)

EBITDA (mln zł)

Wynik netto (mln zł)

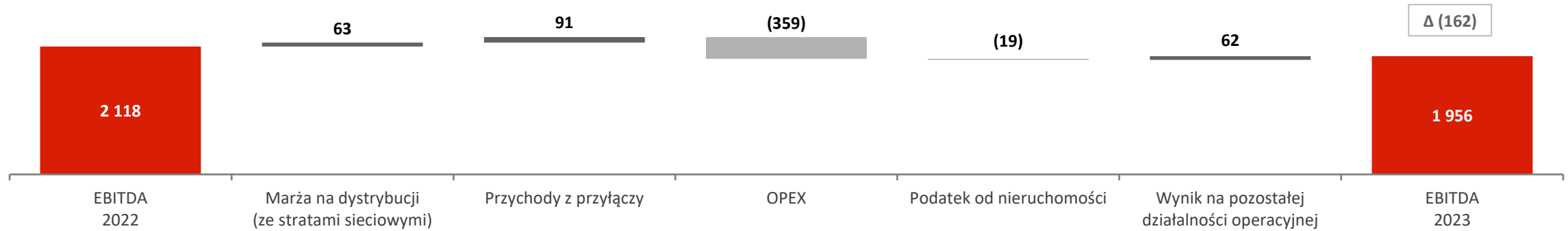
□ Marża EBITDA



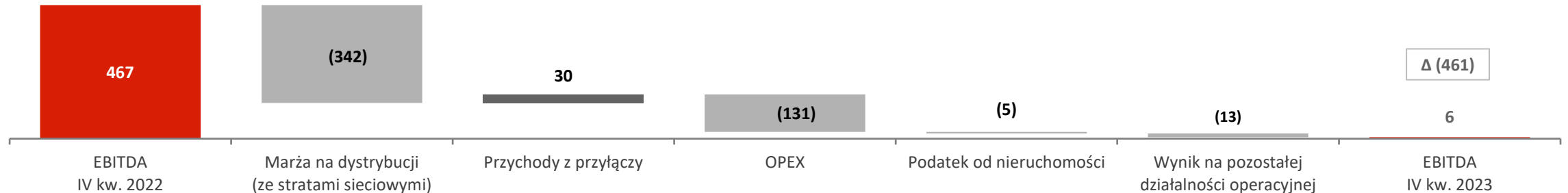
# EBITDA Linii Biznesowej Dystrybucja

Negatywny wpływ jednorazowego zdarzenia księgowego i presja inflacyjna

## EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja – 2023 (mln zł)



## EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja – IV kw. 2023 (mln zł)



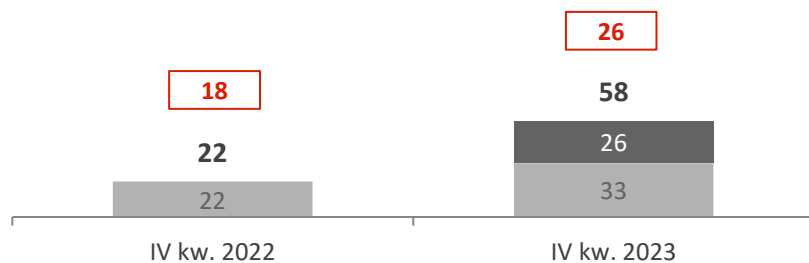
- Wyniki zarówno w IV kwartale, jak i całym 2023 r. pod istotnym negatywnym wpływem jednorazowego zdarzenia księgowego dotyczącego sposobu ujęcia zakupu energii elektrycznej na pokrycie strat sieciowych. Ponadto niekorzystny wpływ nieprzeniesienia w taryfie pełnego kosztu zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej oraz wyższych r/r kosztów operacyjnych w związku z presją inflacyjną, a także wzrostem płacy minimalnej.
- Pozytywny wpływ na wynik miała wyższa r/r średnia cena usługi dystrybucyjnej zarówno w ujęciu narastającym, jak i kwartalnym, a także wzrost przychodów z przyłączy.
- Wyższe saldo pozostałej działalności r/r to efekt niskiej bazy roku 2022, gdzie wystąpiły istotne koszty usuwania awarii masowych.

# Wskaźniki niezawodności

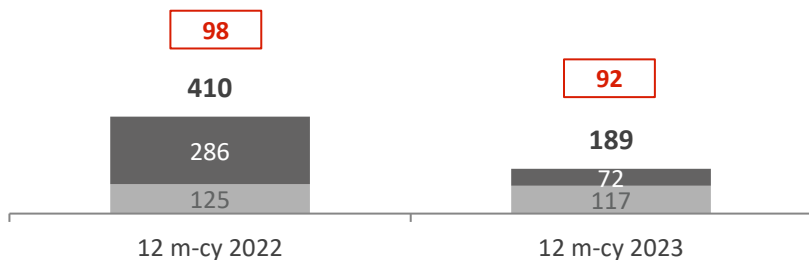
## Znaczna poprawa wskaźników rocznych

### SAIDI (liczba min./odb.)

#### SAIDI (planowane, nieplanowane i katastrofalne)

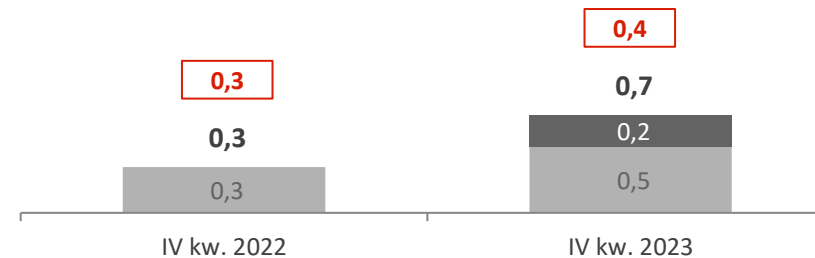


#### SAIDI (planowane, nieplanowane i katastrofalne)

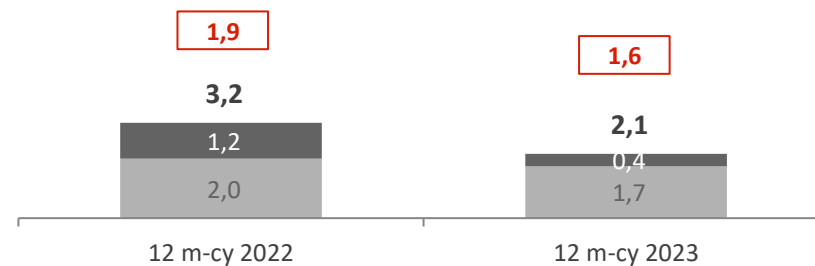


### SAIFI (liczba zakłóceń/odb.)

#### SAIFI (planowane, nieplanowane i katastrofalne)



#### SAIFI (planowane, nieplanowane i katastrofalne)



■ bez awarii masowych

■ awarie masowe

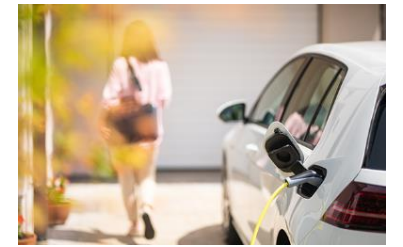
□ SAIDI/SAIFI bez awarii masowych - WN i SN

# Linia Biznesowa Sprzedaż

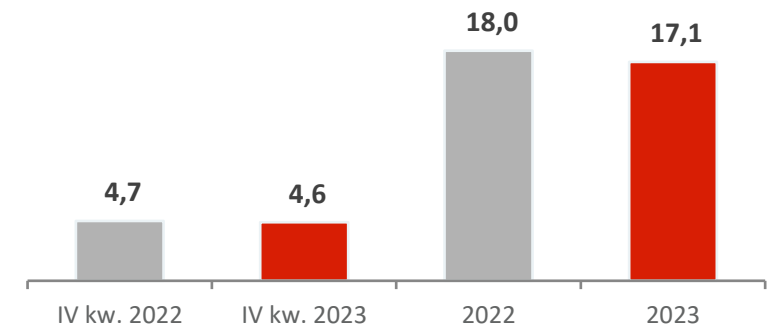
# LB Sprzedaż: kluczowe dane operacyjne i biznesowe

## Rozwój portfela produktowego, elektromobilności oraz efektywność energetyczna

- Aktywny rozwój produktów dla klientów indywidualnych i biznesowych w 2023 r. – m.in.: Pakiet podstawowy z dopłatą za prąd, 100% zielonej energii w Twoim domu, Prąd z bonusem na zakupy internetowe, Kupowanie za polecenie fotowoltaiki, Oferta z pomocą fachowców, Rabat na energię elektryczną i tańsze paliwo.
- 50% wyższy r/r przychód ze sprzedaży energii na stacjach ładowania pojazdów elektrycznych w IV kw. 2023 r. . Podobny wzrost liczby sesji ładowań pojazdów elektrycznych w IV kw. 2023 roku (8% r/r). W całym 2023 roku wzrost przychodów i liczby sesji ładowań pojazdów elektrycznych odpowiednio o 98% r/r oraz 40% r/r . Świadczenie przez Energa Obrót komercyjnej sprzedaży stacji ładowania pojazdów elektrycznych i udostępnianie możliwości dołączenia do sieci ORLEN Charge.
- Audyt energetyczny, ograniczenie mocy w ramach usługi DSR, modernizacja oświetlenia czy instalacja fotowoltaiki dla samorządów, które mogą pomóc w zmniejszeniu zużycia energii elektrycznej w danej aglomeracji to produkty rozwijane w Linii Biznesowej Sprzedaż w 2023 r.
- Prowadzenie w 2023 r. kampanii promującej blog Zielone Pojęcie, której celem jest promowanie inicjatyw na rzecz środowiska, zachęcanie do korzystania z usług, które pozwalają działać proekologicznie i oszczędzać energię elektryczną.
- W ramach Programu „Przygotowanie rozwiązania KSeF dla Grupy Energa” kontynuacja w IV kwartale 2023 r. projektów, które mają na celu zachowanie ciągłości biznesowej przy spełnieniu wymogów legislacyjnych poprzez dostosowanie systemów IT do wystawiania faktur sprzedażowych i odbierania faktur kosztowych zgodnie ze schematem Krajowego Systemu e-Faktur.



### Sprzedaż detaliczna ee (TWh)



# Wyniki finansowe Linii Biznesowej Sprzedaż

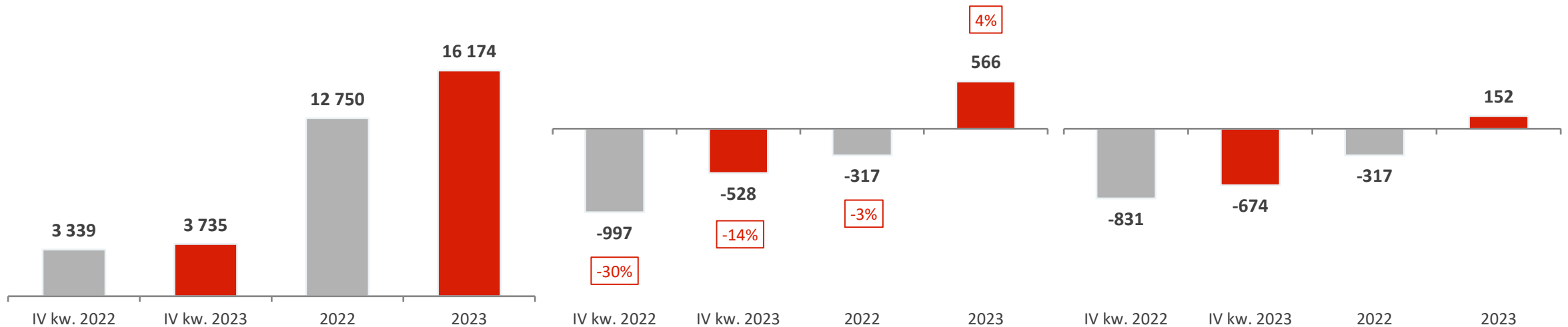
Wyniki pod wpływem otoczenia regulacyjnego i zdarzeń jednorazowych

## Przychody (mln zł)

## EBITDA (mln zł)

## Wynik netto (mln zł)

□ Marża EBITDA

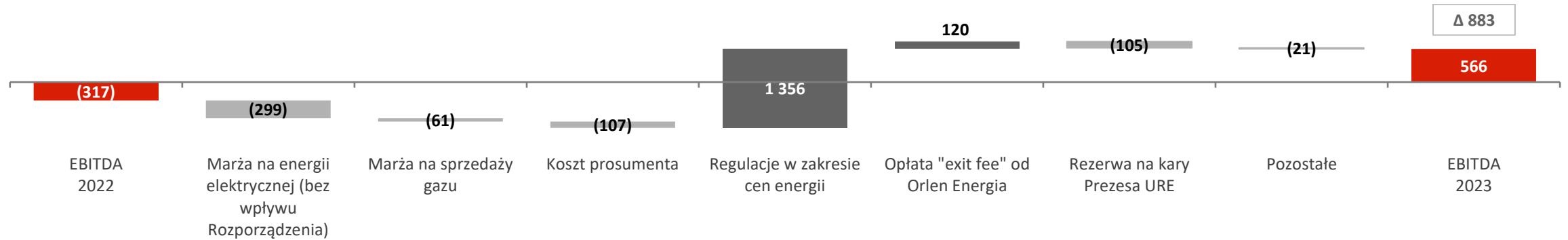




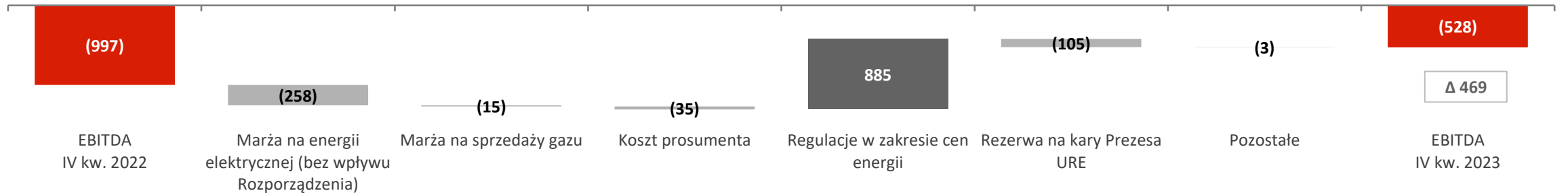
# EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż

Korzystny wpływ salda rezerw, negatywny Rozporządzenia o obniżce cen dla gosp. domowych oraz spadku marży na sprzedaży ee i gazu

## EBITDA Bridge Linii Biznesowej Sprzedaż – 2023 (mln zł)



## EBITDA Bridge Linii Biznesowej Sprzedaż – IV kw. 2023 (mln zł)



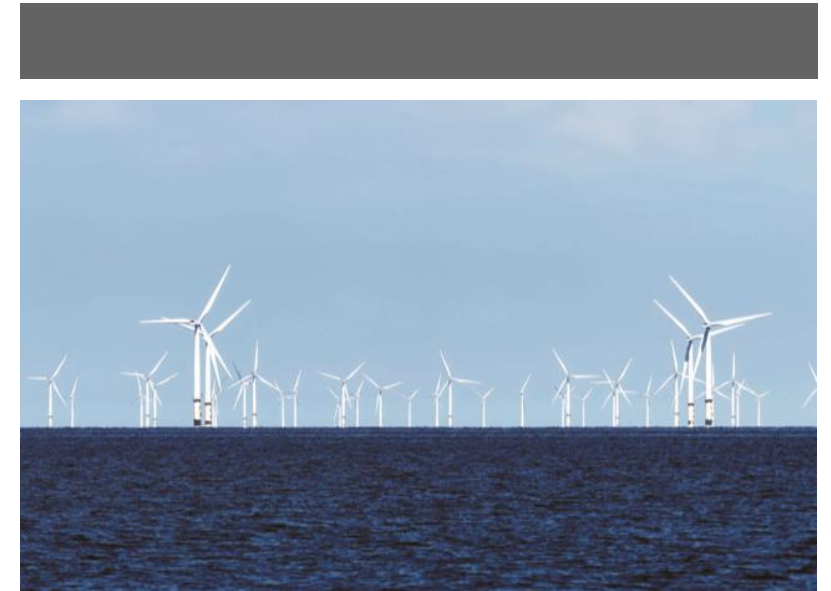
- Korzystny wpływ zmiany stanu rezerw na kontrakty rodzące obciążenia, które są efektem regulacji w zakresie cen energii elektrycznej dla niektórych odbiorców końcowych w 2023 i 2024 roku, a także poziomu taryf Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dla energii elektrycznej dla gospodarstw domowych.
- Negatywny wpływ Rozporządzenia o obniżce cen dla gospodarstw domowych w 2023 roku.
- Spadek marży na sprzedaży energii elektrycznej i gazu.
- Zdarzenia jednorazowe – opłata „exit fee” od ORLEN Energia (korzystny wpływ) oraz utworzenie rezerwy na kary Prezesa URE (negatywny wpływ).

Linia Biznesowa  
**Wytwarzanie**

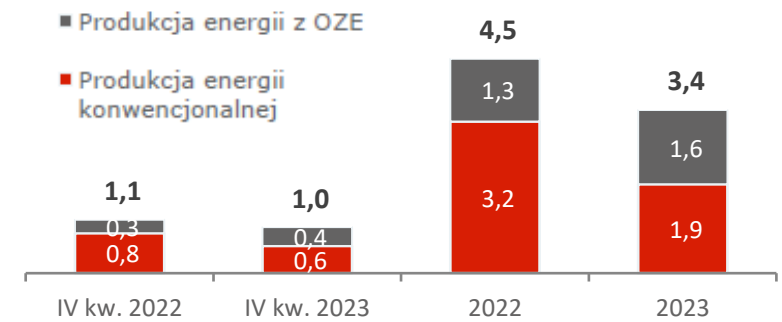
# LB Wytwarzanie: kluczowe dane operacyjne i biznesowe

## Dalsze inwestycje w odnawialne źródła energii

- W 2023 r. Energa Wytwarzanie rozpoczęła procesy akwizycji kolejnych źródeł odnawialnych. Podpisano przedwstępne umowy na zakup spółek celowych realizujących projekty OZE o mocy do 393 MW: (i) z portugalską grupą Greenvolt, w ramach której Energa Wytwarzanie nabędzie farmę wiatrową i 4 farmy fotowoltaiczne o łącznej mocy ok. 59 MW, (ii) z firmą Lewandpol Holding, której spółka celowa realizuje projekt budowy nowych hybrydowych źródeł odnawialnych „Kleczew Solar & Wind” (inwestycja powstaje w gminie Kleczew w województwie wielkopolskim, a jej łączna moc wyniesie do 334 MW).
- W trakcie budowy są inwestycje PV Mitra (65 MW) i PV Żuki (2,4 MW). Obie farmy są położone w bezpośrednim sąsiedztwie farmy wiatrowej Przykona i PV Gryf i powinny powstać do końca 2024 r.
- Zakończono budowę PV Samolubie I i II o łącznej mocy ok. 1,5 MW oraz PV Pierzchały o mocy 0,7 MW i tym samym zakończono budowę 5 farm fotowoltaicznych o łącznej mocy ponad 4 MW (PV: Przykona, Czernikowo+, Samolubie I i II, Pierzchały).
- 26.09.2023 r. Energa Wytwarzanie podpisała umowę ze spółką NOWOTNA FARMA WIATROWA z Grupy ORLEN na świadczenie usług zarządzania komercyjnego i technicznego na 3 farmy wiatrowe o łącznej mocy 89,4 MW.
- 29.09.2023 r. Ministerstwo Infrastruktury wydało pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich dla spółki Energa MFW 1 w obszarze 14.E.1 oraz dla spółki Energa MFW 2 w obszarze 14.E.2.
- W Energa Elektrownie Ostrołęka SA zakończono remont bloku nr 2 (w tym remont kotła nr 2, remont turbozespołu TG-2 oraz urządzeń pomocniczych) oraz remont planowy IOS I i IOS II (w tym wymieniono wykładzinę chemoodporną Absorbera IOS I).



## Produkcja ee brutto (TWh)



# Wyniki finansowe Linii Biznesowej Wytwarzanie

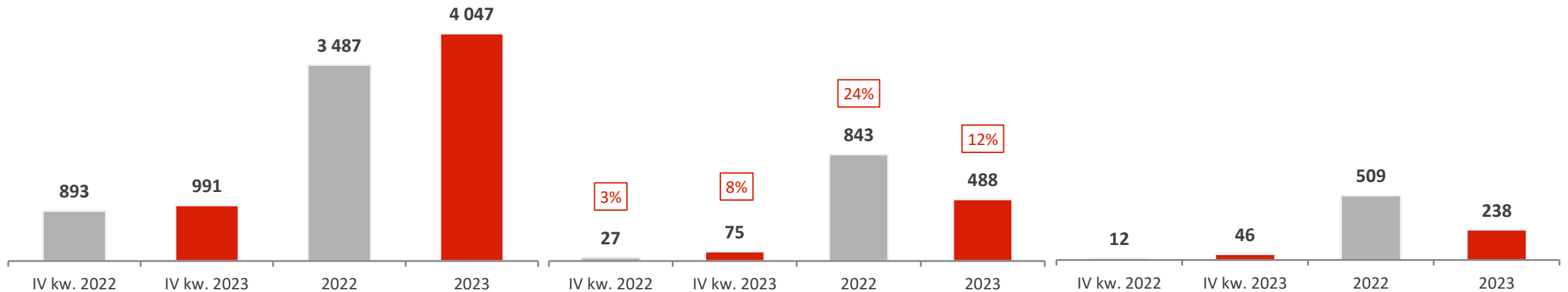
Wyniki pod wpływem niższych wolumenów produkcji w elektrowni w Ostrołęce, odpisu na Fundusz Wyłaty Różnicy Ceny oraz wyceny otwartych pozycji elektrowni w Ostrołęce

Przychody (mln zł)

EBITDA (mln zł)

Wynik netto (mln zł)

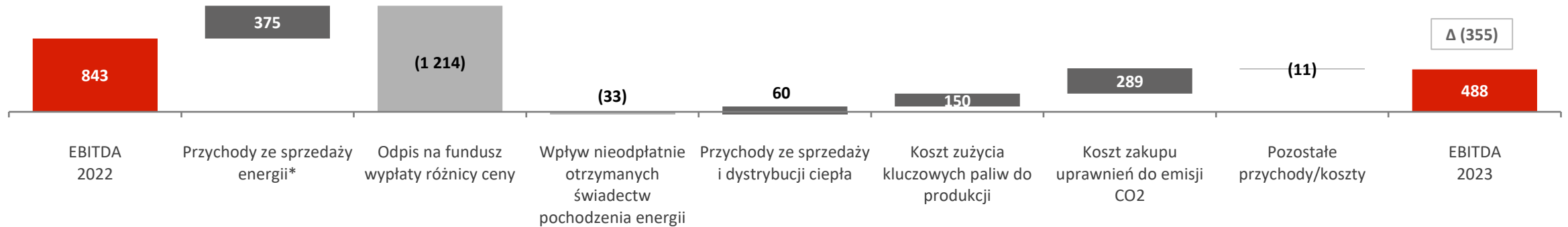
□ Marża EBITDA



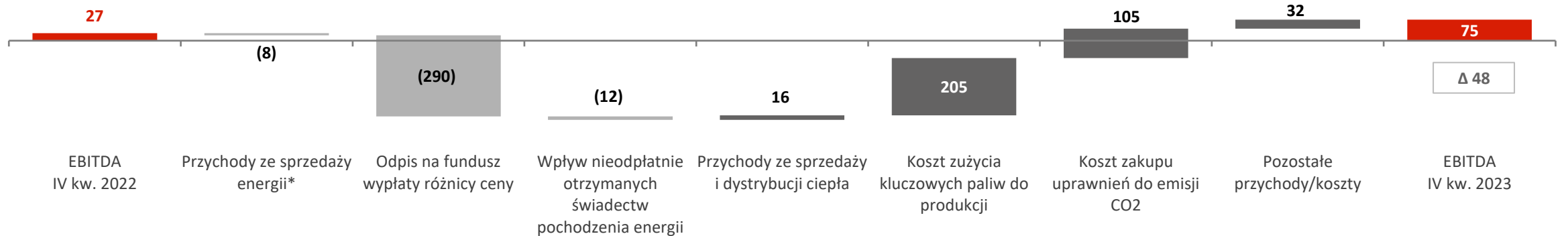
# EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie

## Negatywny wpływ odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny

### EBITDA Bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie – 2023 (mln zł)



### EBITDA Bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie - IV kw. 2023 (mln zł)



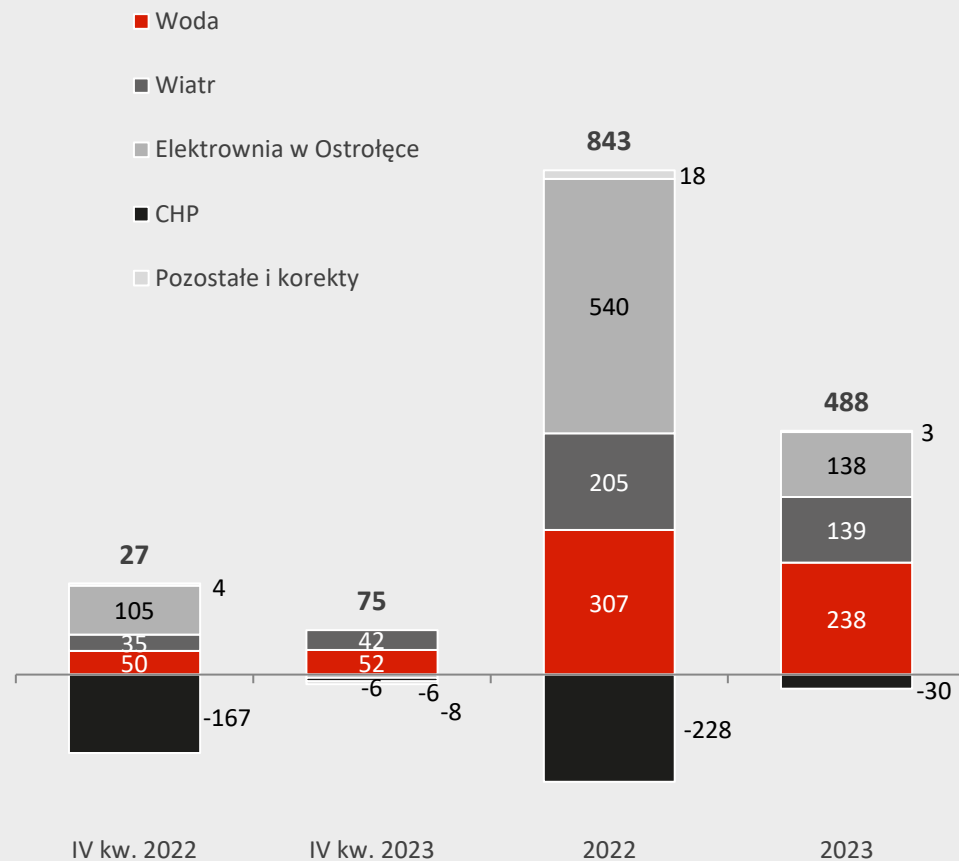
- Przychody ze sprzedaży energii były zależne m.in. pośrednio od wielkości odpisu na Fundusz Wypłaty Różnic Ceny oraz niższych wolumenów produkcyjnych i wyceny otwartych pozycji w elektrowni w Ostrołęce.
- Wyższe przychody ze sprzedaży i dystrybucji ciepła zależne głównie od cen ciepła obowiązujących dla danej lokalizacji.
- Koszty zmienne zależne głównie od produkcji elektrowni w Ostrołęce oraz ich cen rynkowych.

\*uwzględnia trading energii elektrycznej netto (przychód minus koszt) oraz wpływ wyceny otwartych pozycji elektrowni w Ostrołęce

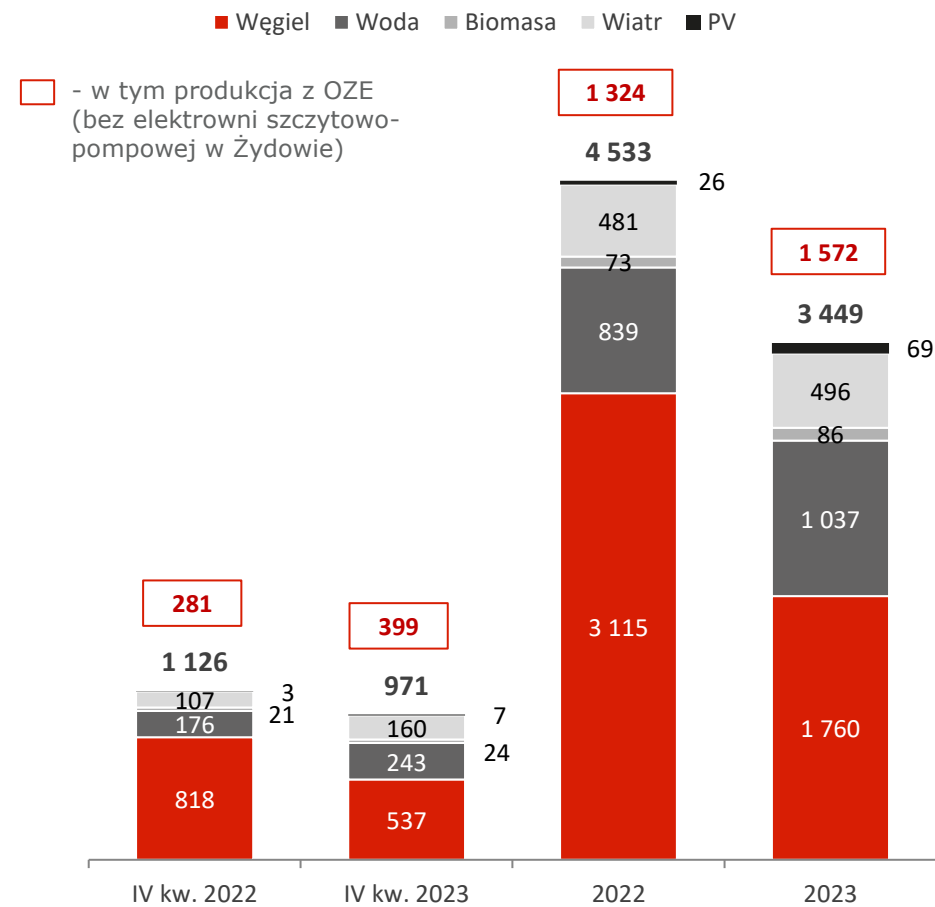
# Produkcja wg głównych typów źródeł

Znacząco niższy wolumen produkcji ze źródeł konwencjonalnych

## EBITDA w podziale na obszary wytwarzania (mln zł)



## Produkcja brutto ee według paliw (GWh)



# Perspektywy

# Czynniki istotne dla rozwoju Grupy Energa w perspektywie co najmniej 2024 roku

Wpływ trwającej wojny w Ukrainie i innych napięć geopolitycznych na rynek energetyczny

Czynniki makro (inflacja, stopy procentowe)

Poziom taryf na dystrybucję, sprzedaż energii elektrycznej oraz ciepła, a także regulacje dotyczące cen energii w pierwszym półroczu 2024 roku

Kształtowanie się cen energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów na rynku

Kształtowanie się cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz węgla

Niższa produkcja energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych

Wysoka zmienność produkcji energii z OZE, co wpływa na koszt bilansowania portfela energii

Warunki pogodowe i hydrometeorologiczne

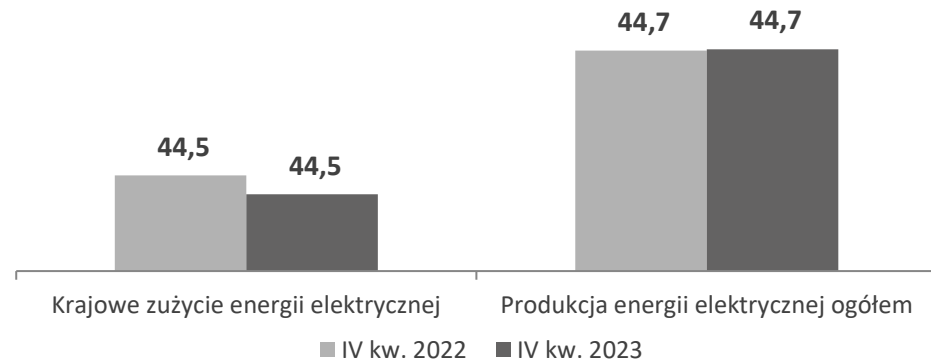
Realizacja planu inwestycyjnego Grupy Energa



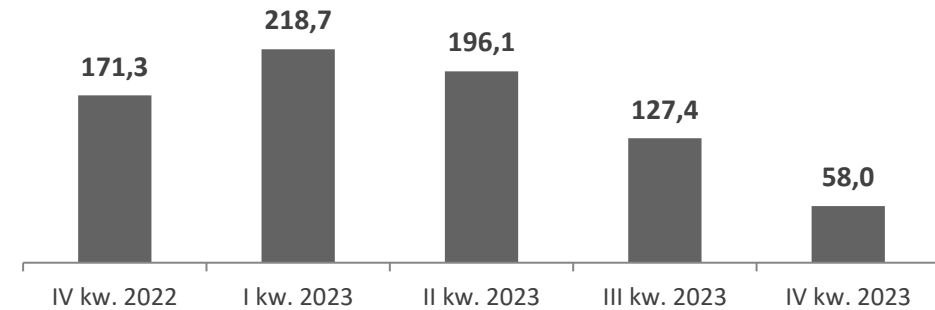
# Informacje dodatkowe

# Dane rynkowe

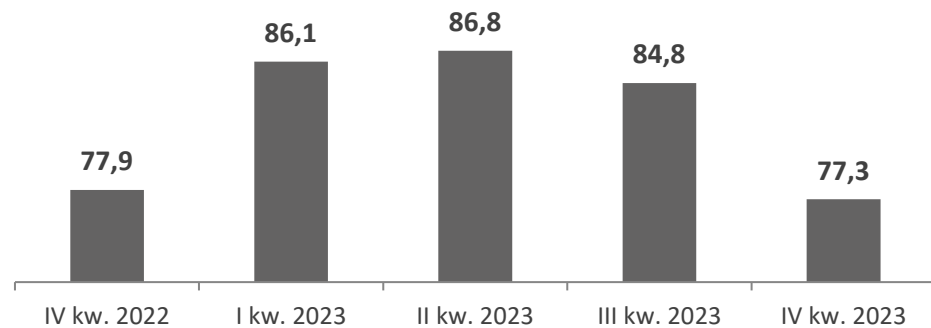
## Krajowe zużycie i produkcja energii elektrycznej (TWh)



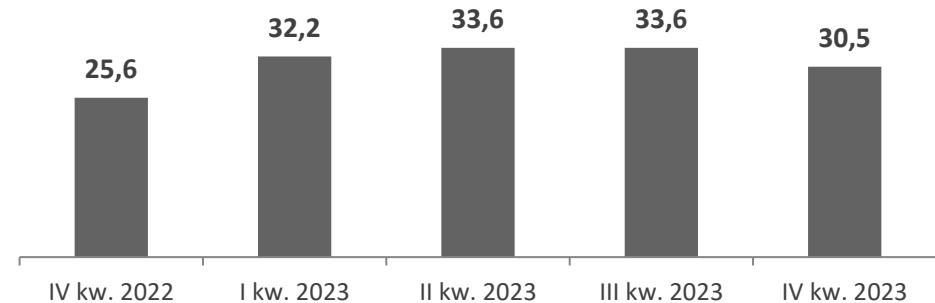
## Ceny zielonych praw majątkowych PMOZE\_A (zł/MWh)



## Ceny uprawnień do emisji (Euro/tonę)



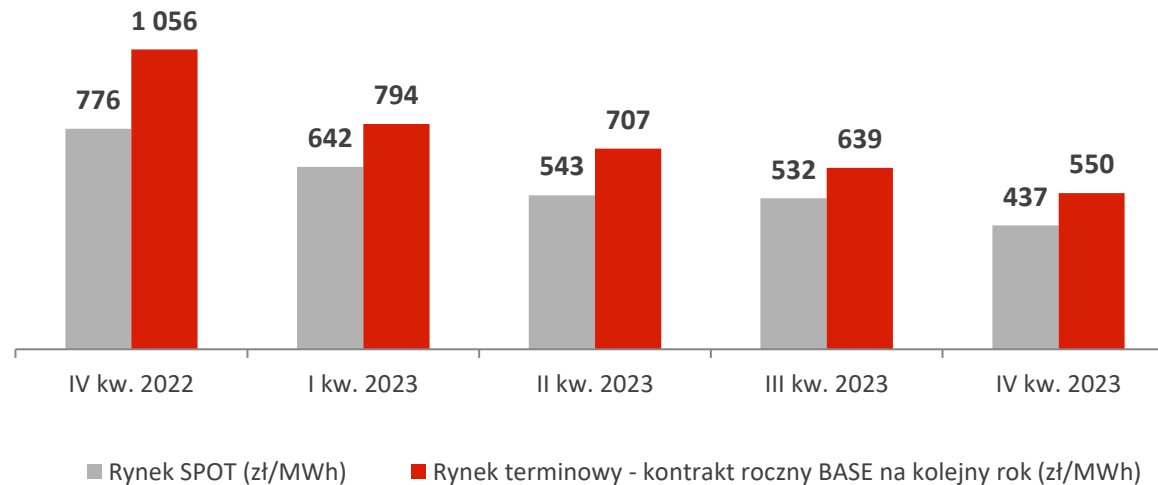
## Ceny sprzedaży węgla\* (PSCMI zł/GJ)



\* Średnie ceny w okresie

# Ceny energii

## Ceny energii na rynku SPOT i terminowym



Kontynuacja, zapoczątkowanego w IV kwartale 2022 roku, spadku cen energii elektrycznej w 2023 roku m.in. z uwagi na wprowadzone regulacje oraz spadek cen węgla i gazu na światowych rynkach.

# Kluczowe aktywa Grupy Energa

## Dystrybucja

- 198,4 tys. km linii energetycznych
- 22,4 TWh - dostarczona energia elektryczna w 2023 roku (5,8 TWh w IV kw. 2023 roku)
- Zasięg 75 tys. km<sup>2</sup>

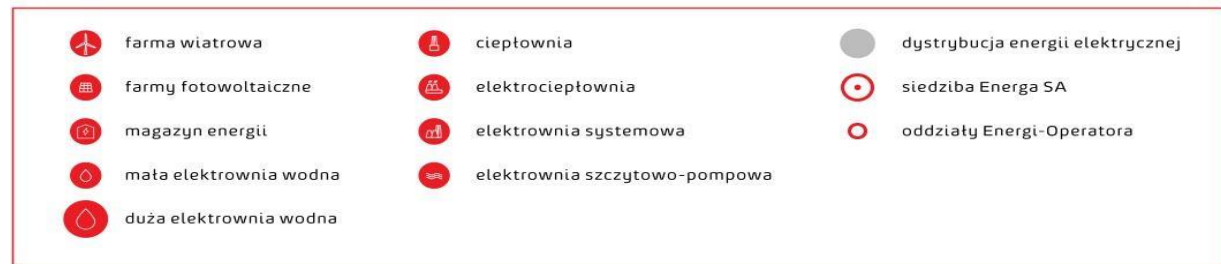
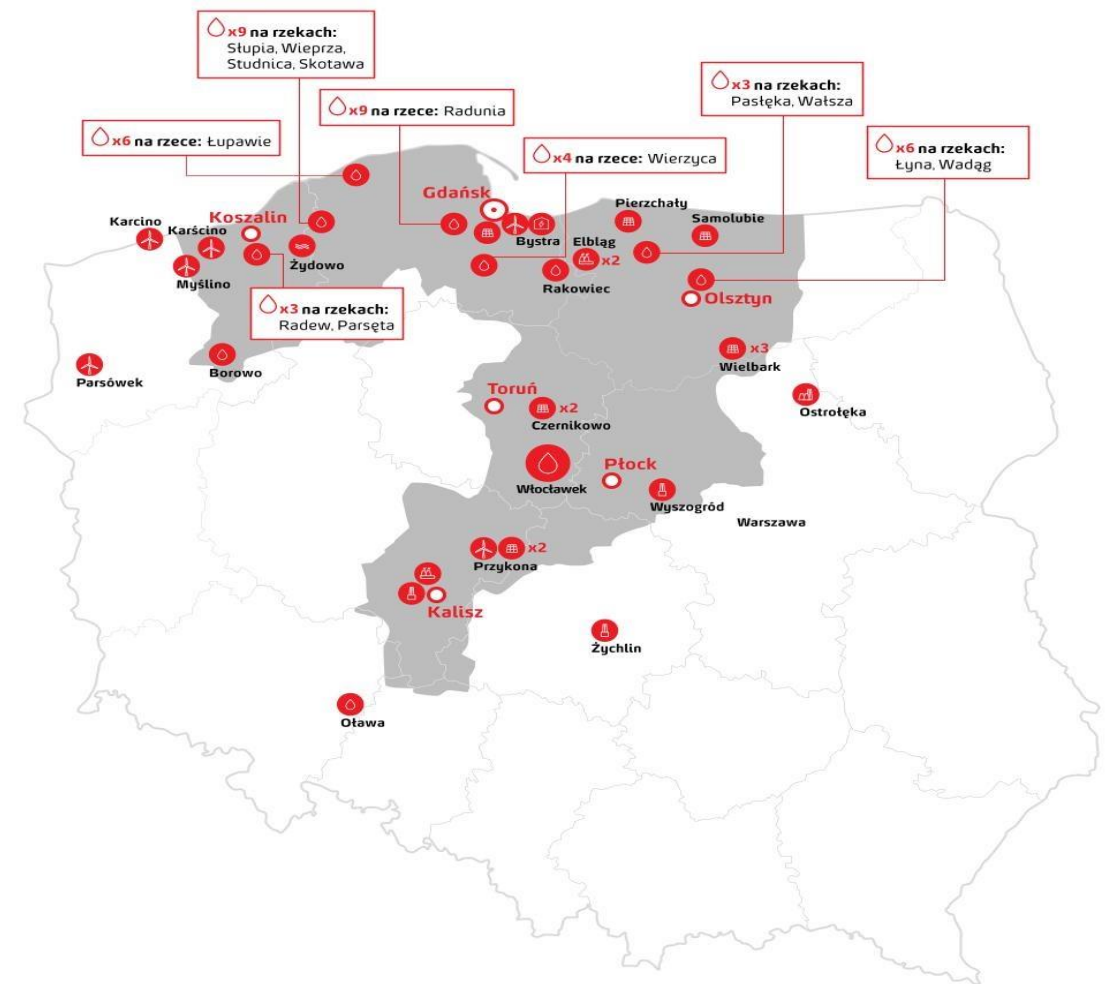
## Wytwarzanie\*

- Elektrownie wodne
  - Włocławek (162 MW)
  - Mniejsze jednostki wytwórcze (40 MW)
  - Elektrownia szczytowo-pompowa w Żydowie (157 MW)
- 6 farm wiatrowych (łączna moc 244 MW, w tym Karścino 90 MW, Przykona 33 MW)
- Farmy fotowoltaiczne (łączna moc 96 MW, w tym Wielbark 62 MW i Gryf 25 MW)
- Elektrownia systemowa w Ostrołęce B (690 MWe, 220 MWt)
- Pozostałe elektrociepłownie i ciepłownie (25 MWe, 365 MWt)

## Sprzedaż

- 3,3 mln PPE
- 17,1 TWh – sprzedaż detaliczna w 2023 roku (4,6 TWh w IV kw. 2023 roku)

\* Moc zainstalowana



# Podsumowanie IV kw. 2023 roku

mln zł	Dystrybucja			Sprzedaż			Wytwarzanie		
	IV kw. 2022	IV kw. 2023	Zmiana (%)	IV kw. 2022	IV kw. 2023	Zmiana (%)	IV kw. 2022	IV kw. 2023	Zmiana (%)
Przychody	1 314	1 851	41%	3 339	3 735	12%	893	991	11%
<b>EBITDA</b>	<b>467</b>	<b>6</b>	<b>-99%</b>	<b>-997</b>	<b>-528</b>	<b>47%</b>	<b>27</b>	<b>75</b>	<b>&gt;100%</b>
<i>Marża EBITDA</i>	<i>35,5%</i>	<i>0,3%</i>	<i>Δ -35,2 p.p.</i>	<i>-29,9%</i>	<i>-14,1%</i>	<i>Δ 15,7 p.p.</i>	<i>3,0%</i>	<i>7,6%</i>	<i>Δ 4,5 p.p.</i>
EBIT	227	-251	<-100%	-1 012	-546	46%	-8	33	>100%
<b>Wynik netto</b>	<b>129</b>	<b>-278</b>	<b>&lt;-100%</b>	<b>-831</b>	<b>-674</b>	<b>19%</b>	<b>12</b>	<b>46</b>	<b>&gt;100%</b>
<i>Marża wyniku netto</i>	<i>9,8%</i>	<i>-15,0%</i>	<i>Δ -24,8 p.p.</i>	<i>-24,9%</i>	<i>-18,0%</i>	<i>Δ 6,8 p.p.</i>	<i>1,3%</i>	<i>4,6%</i>	<i>Δ 3,3 p.p.</i>
CAPEX	538	853	59%	34	30	-12%	168	154	-8%

mln zł	Wytwarzanie, w tym:											
	Woda			Wiatr			Elektrownia w Ostrołęce			CHP		
	IV kw. 2022	IV kw. 2023	Zmiana (%)	IV kw. 2022	IV kw. 2023	Zmiana (%)	IV kw. 2022	IV kw. 2023	Zmiana (%)	IV kw. 2022	IV kw. 2023	Zmiana (%)
Przychody	99	297	>100%	47	89	90%	659	514	-22%	107	98	-8%
<b>EBITDA</b>	<b>50</b>	<b>52</b>	<b>5%</b>	<b>35</b>	<b>42</b>	<b>22%</b>	<b>105</b>	<b>-6</b>	<b>&lt;-100%</b>	<b>-167</b>	<b>-8</b>	<b>95%</b>
<i>Marża EBITDA</i>	<i>50,5%</i>	<i>17,5%</i>	<i>Δ -33 p.p.</i>	<i>74,5%</i>	<i>47,2%</i>	<i>Δ -27,3 p.p.</i>	<i>15,9%</i>	<i>-1,2%</i>	<i>Δ -17,1 p.p.</i>	<i>-156,1%</i>	<i>-8,2%</i>	<i>Δ 147,9 p.p.</i>
EBIT	41	43	6%	18	25	41%	105	-7	<-100%	-174	-15	92%
CAPEX	3	7	98%	2	4	>100%	0	14	>100%	18	37	>100%

# Podsumowanie 2023 roku

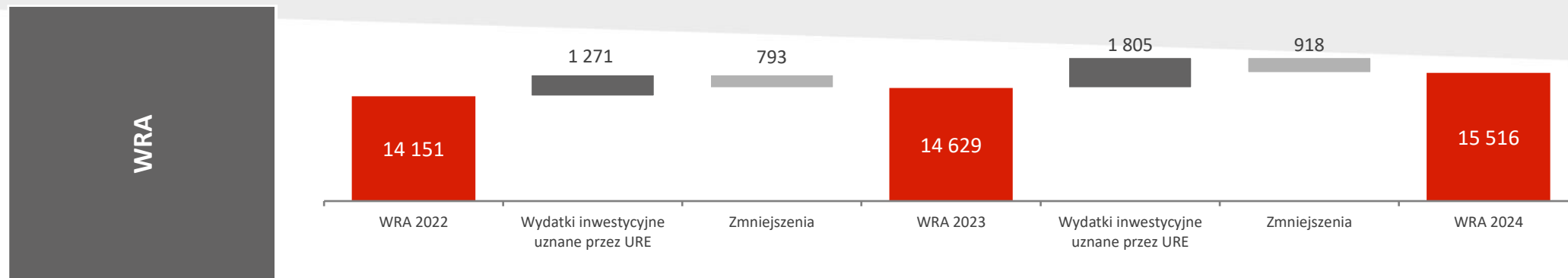
mln zł	Dystrybucja			Sprzedaż			Wytwarzanie		
	2022	2023	Zmiana (%)	2022	2023	Zmiana (%)	2022	2023	Zmiana (%)
Przychody	4 737	6 862	45%	12 750	16 174	27%	3 487	4 047	16%
<b>EBITDA</b>	<b>2 118</b>	<b>1 956</b>	<b>-8%</b>	<b>-317</b>	<b>566</b>	<b>&gt;100%</b>	<b>843</b>	<b>488</b>	<b>-42%</b>
<i>Marża EBITDA</i>	<i>44,7%</i>	<i>28,5%</i>	<i>Δ -16,2 p.p.</i>	<i>-2,5%</i>	<i>3,5%</i>	<i>Δ 6 p.p.</i>	<i>24,2%</i>	<i>12,1%</i>	<i>Δ -12,1 p.p.</i>
EBIT	1 202	991	-18%	-373	502	>100%	622	340	-45%
<b>Wynik netto</b>	<b>752</b>	<b>513</b>	<b>-32%</b>	<b>-317</b>	<b>152</b>	<b>&gt;100%</b>	<b>509</b>	<b>238</b>	<b>-53%</b>
<i>Marża wyniku netto</i>	<i>15,9%</i>	<i>7,5%</i>	<i>Δ -8,4 p.p.</i>	<i>-2,5%</i>	<i>0,9%</i>	<i>Δ 3,4 p.p.</i>	<i>14,6%</i>	<i>5,9%</i>	<i>Δ -8,7 p.p.</i>
CAPEX	1 648	2 261	37%	77	110	43%	443	367	-17%

mln zł	Wytwarzanie, w tym:											
	Woda			Wiatr			Elektrownia w Ostrołęce			CHP		
	2022	2023	Zmiana (%)	2022	2023	Zmiana (%)	2022	2023	Zmiana (%)	2022	2023	Zmiana (%)
Przychody	475	1 362	>100%	269	351	30%	2 508	2 011	-20%	290	327	13%
<b>EBITDA</b>	<b>307</b>	<b>238</b>	<b>-22%</b>	<b>205</b>	<b>139</b>	<b>-32%</b>	<b>540</b>	<b>138</b>	<b>-75%</b>	<b>-228</b>	<b>-30</b>	<b>87%</b>
<i>Marża EBITDA</i>	<i>64,6%</i>	<i>17,5%</i>	<i>Δ -47,1 p.p.</i>	<i>76,2%</i>	<i>39,6%</i>	<i>Δ -36,6 p.p.</i>	<i>21,5%</i>	<i>6,9%</i>	<i>Δ -14,6 p.p.</i>	<i>-78,6%</i>	<i>-9,2%</i>	<i>Δ 69,4 p.p.</i>
EBIT	271	203	-25%	140	73	-48%	546	136	-75%	-346	-57	83%
CAPEX	9	14	51%	4	11	>100%	5	20	>100%	52	71	37%

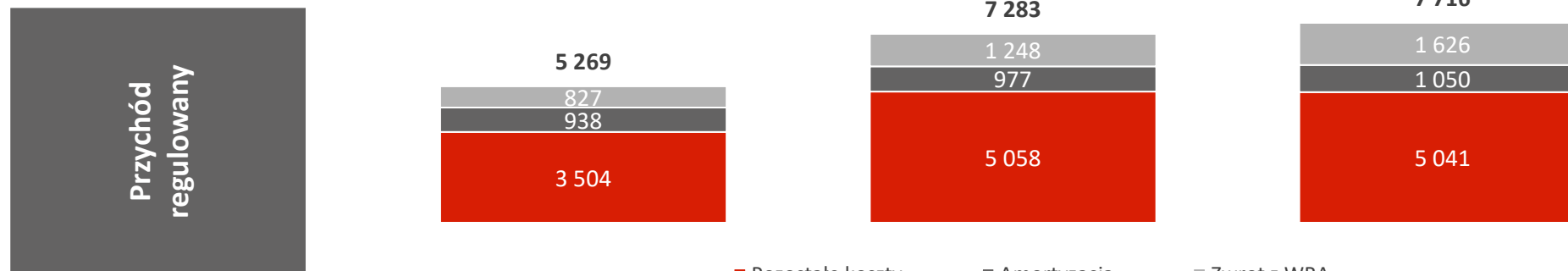
# Struktura kosztów operacyjnych Grupy Energa

mln zł	IV kw. 2022	IV kw. 2023	2022	2023
Amortyzacja rzeczowych aktywów trwałych, aktywów niematerialnych i aktywów z tytułu praw do użytkowania	293	319	1 134	1 194
Zużycie materiałów i energii	755	1 303	1 843	3 139
w tym energia elektryczna dotycząca różnicy bilansowej	172	943	344	1 836
w tym zużycie paliw (z transportem)	478	278	1 183	1 025
Usługi obce	443	717	1 570	2 393
w tym opłaty przesyłowe i tranzytowe	240	400	900	1 525
Podatki i opłaty	550	690	2 046	2 746
Koszty świadczeń pracowniczych	341	438	1 308	1 535
Odpisy aktualizujące zapasy	3	1	3	1
Pozostałe (w tym zmiana stanu produktów oraz koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby)	-19	-103	-246	-201
Przyznane prawa majątkowe	-22	-8	-75	-41
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	4 002	3 900	11 595	13 650
<b>Koszty operacyjne, razem</b>	<b>6 346</b>	<b>7 257</b>	<b>19 178</b>	<b>24 416</b>

# Wartość Regulacyjna Aktywów



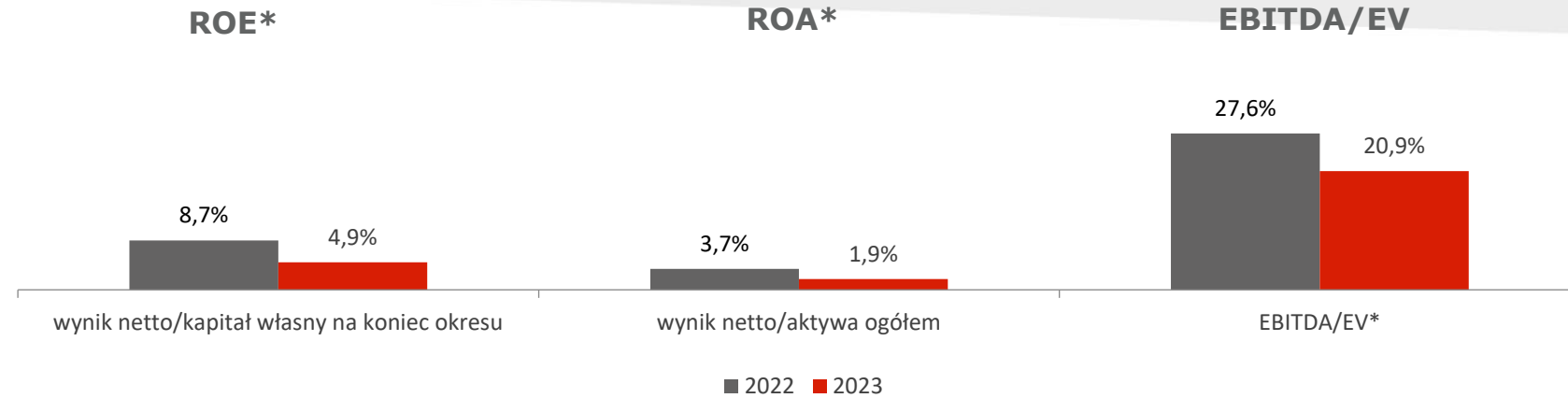
Zwrot z WRA		"standard"	2022	2023	2024
			WACC	5,776%	8,478%
		Q (Wskaźnik jakościowy)	1,00	1,00	1,00
		WR (Wskaźnik regulacyjny)	1,00	1,00	1,00
		Zwrot z kapitału na bazie WRA	827	1 248	1 626
		Ujęte w taryfie	827	1 248	1 626
		Efektywny zwrot z WRA	5,85%	8,53%	10,48%



■ Pozostałe koszty   
 ■ Amortyzacja   
 ■ Zwrot z WRA

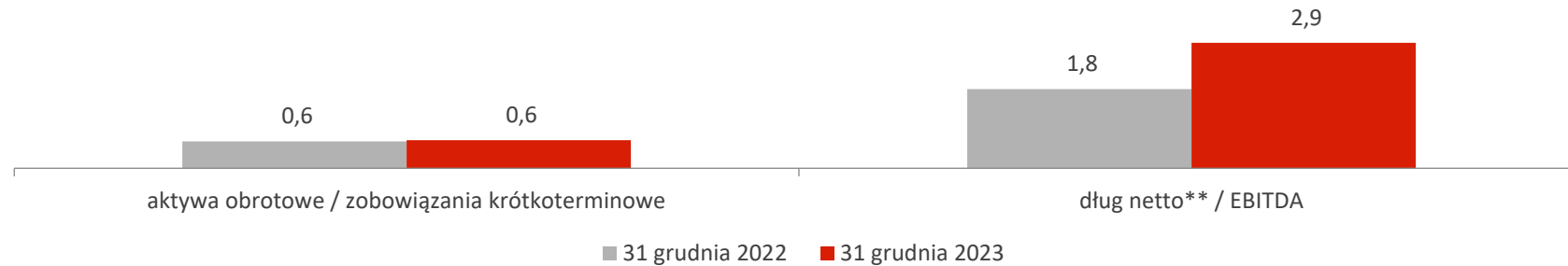


# Wskaźniki rentowności i płynności



## Wskaźnik płynności

## Dług netto/EBITDA



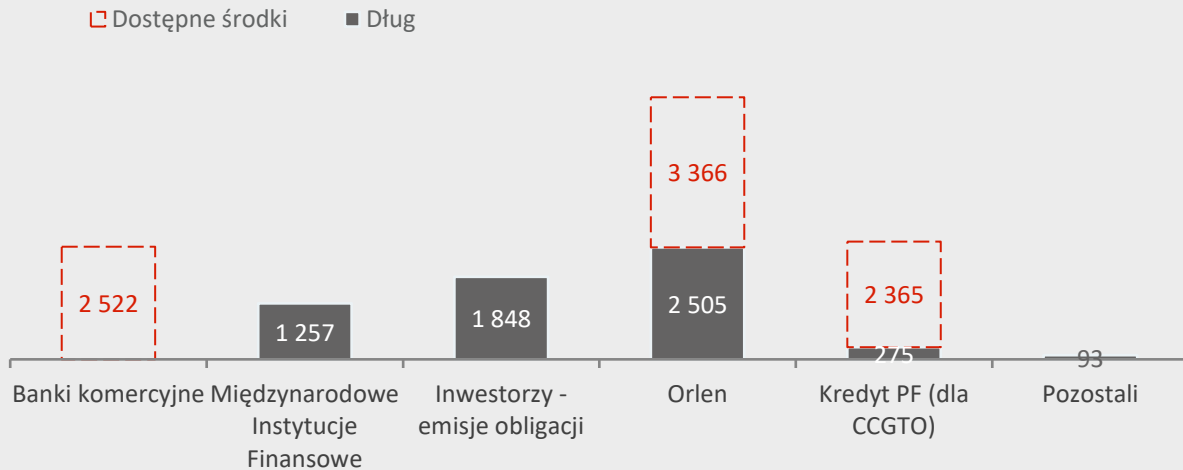
\* wartość rynkowa + dług netto

\*\* wartość zobowiązań finansowych netto uwzględniona w kalkulacji wskaźnika dług netto / EBITDA uwzględnia kluczowe elementy zdefiniowane w umowach o finansowanie

# Struktura zadłużenia Grupy Energa

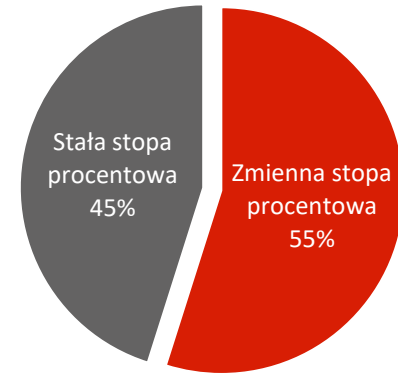
wg stanu na 31 grudnia 2023 roku

## Struktura wg źródła\* (mln zł)

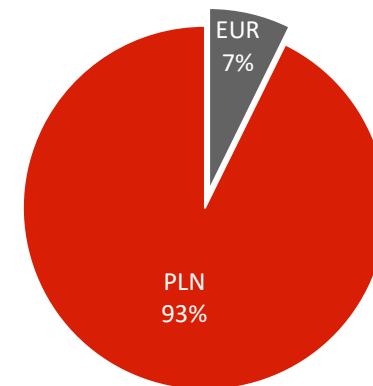


\* Wartość nominalna

## Struktura według stopy procentowej

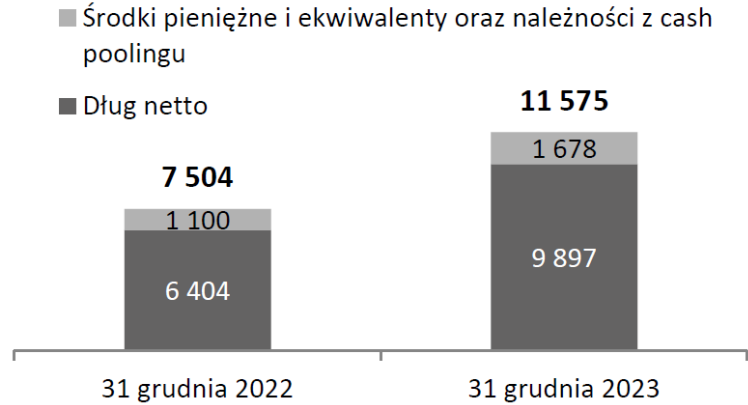


## Struktura według waluty długu

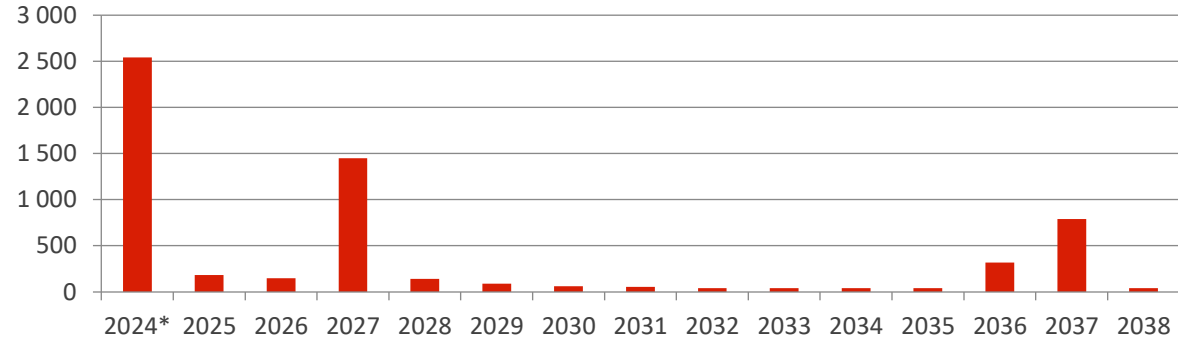


# Bezpieczeństwo finansowe

## Zadłużenie (mln zł)



## Wiekowanie długu (mln zł)

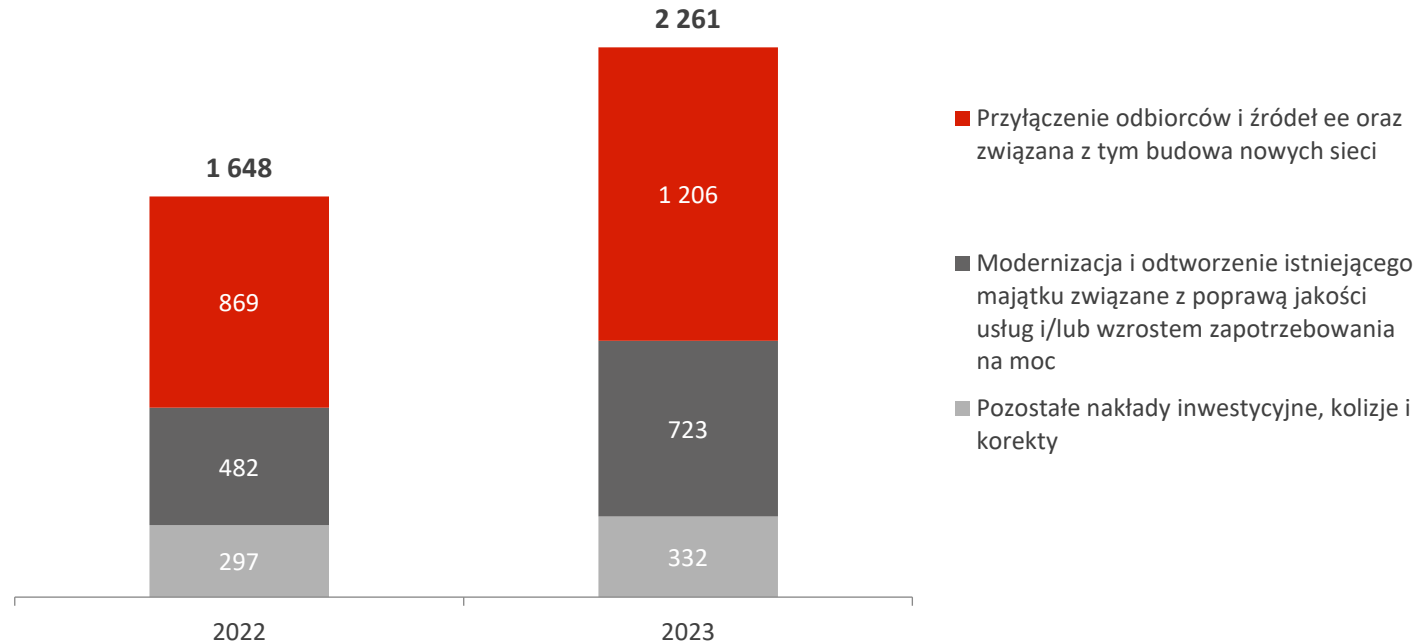


\* w tym dług w kwocie 2,3 mld zł (stan na 31.12.2023) z tyt. pożyczki obrotowej od ORLEN S.A.

Wybrane programy / umowy o finansowanie	Kwota pierwotna	Data wykupu/ Termin spłaty ostatniej raty
Program emisji euroobligacji	300 mln EURO	marzec 2027
Emisji obligacji hybrydowych z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym	125 mln EURO	wrzesień 2037
Umowa kredytowa z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym	1 000 mln zł	wrzesień 2031
Umowa kredytowa z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym	1 050 mln zł	grudzień 2025
Umowa kredytowa z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym	150 mln EURO	grudzień 2038
Umowa kredytowa konsorcjalna RCF	2 000 mln zł	wrzesień 2025
Umowa kredytowa z SMBC	120 mln EURO	lipiec 2025
Umowa pożyczki obrotowej z Orlen	3 000 mln zł	wrzesień 2024
Umowa kredytowa konsorcjalna (CCGT Ostrołęka)	2 640 mln zł	grudzień 2036
Orlen pożyczki wsparciowe (CCGT Ostrołęka)	975 mln zł	styczeń 2037
Orlen pożyczka inwestycyjna (CCGT Grudziądz)	1746 mln zł	wrzesień 2028
Orlen pożyczka inwestycyjna (Energia Wytwarzanie)	270 mln zł	wrzesień 2028

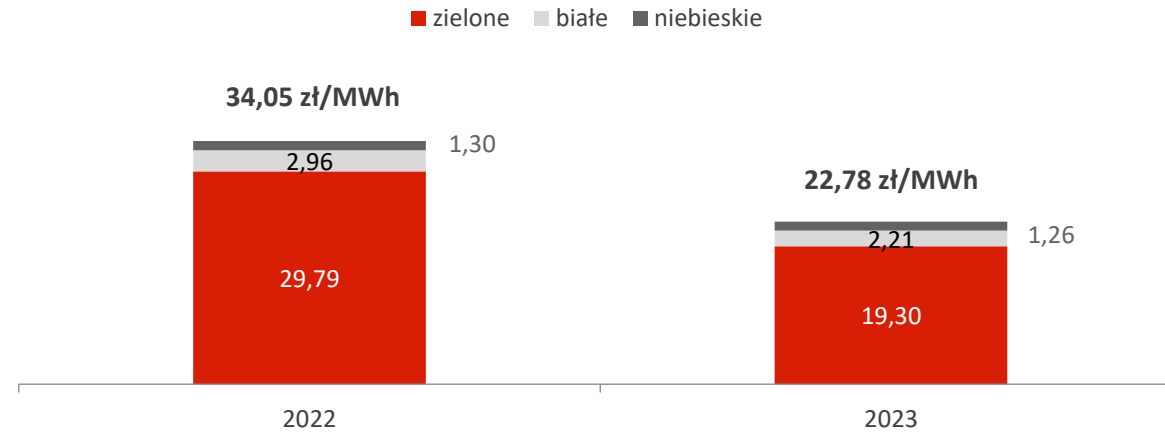
# Struktura nakładów inwestycyjnych LB Dystrybucja

mln zł



# Kluczowe dane operacyjne LB Sprzedaż

## Struktura kosztu umorzenia praw majątkowych na 1 MWh EE sprzedanej do klientów końcowych



	IV kw. 2022	IV kw. 2023	Zmiana (%)	2022	2023	Zmiana (%)
Sprzedaż energii elektrycznej przez LB Sprzedaż (GWh)	5 178	5 154	0%	21 227	19 935	-6%
<i>w tym sprzedaż detaliczna</i>	4 679	4 571	-2%	17 992	17 117	-5%
Średnia cena zakupu energii elektrycznej bez PM (zł/MWh)	544,7	692,6	27%	489,8	731,1	49%
Średnia cena zakupu energii elektrycznej z PM (zł/MWh)	571,1	713,7	25%	518,2	750,2	45%
Marża zmienna I stopnia energii elektrycznej*	5,8%	-4,3%	Δ -10,1 p.p.	9,0%	3,1%	Δ -5,9 p.p.

\* Marża zmienna I stopnia liczona jako iloraz wyniku na sprzedaży energii elektrycznej i przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej.

# Kluczowe dane operacyjne LB Wytwarzanie

Zużycie paliw	IV kw. 2022	IV kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)	2022	2023	Zmiana	Zmiana (%)
<b>Węgiel kamienny</b>								
Ilość (tys. ton)	377,1	259,4	-117,7	-31%	1 444,3	845,7	-598,6	-41%
Koszt* (mln zł)	421,8	230,3	-191,5	-45%	1 018,1	868,6	-149,5	-15%
Koszt jednostkowy (zł/tonę)	1 118,6	888,0	-230,6	-21%	704,9	1 027,0	322,1	46%
Koszt jednostkowy (zł/MWh)**	393,8	315,6	-78,1	-20%	264,4	369,8	105,4	40%
<b>Biomasa</b>								
Ilość (tys. ton)	22,0	21,7	-0,3	-2%	71,7	82,3	10,6	15%
Koszt* (mln zł)	37,4	23,5	-13,9	-37%	97,5	96,7	-0,8	-1%
Koszt jednostkowy (zł/tonę)	1 698,2	1 083,1	-615,1	-36%	1 360,3	1 174,8	-185,5	-14%
Koszt jednostkowy (zł/MWh)**	506,4	268,4	-238,1	-47%	432,5	333,4	-99,1	-23%

\* łącznie z kosztem transportu

\*\* w odniesieniu do łącznej produkcji energii elektrycznej i ciepła

Uprawnienia do emisji CO <sub>2</sub>	IV kw. 2022	IV kw. 2023	2022	2023
Emisja CO <sub>2</sub> wszystkich instalacji (tys. ton), w tym:	781	576	2 975	1 794
Liczba przyznaných darmowych uprawnień do emisji	4	4	45	44
Liczba odpłatnych uprawnień do emisji	778	572	2 931	1 750
Koszt obowiązku umorzenia uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> (mln zł)	268,4	163,3	977,5	688,9

# Kluczowe dane operacyjne Energa Elektrownie Ostrołęka

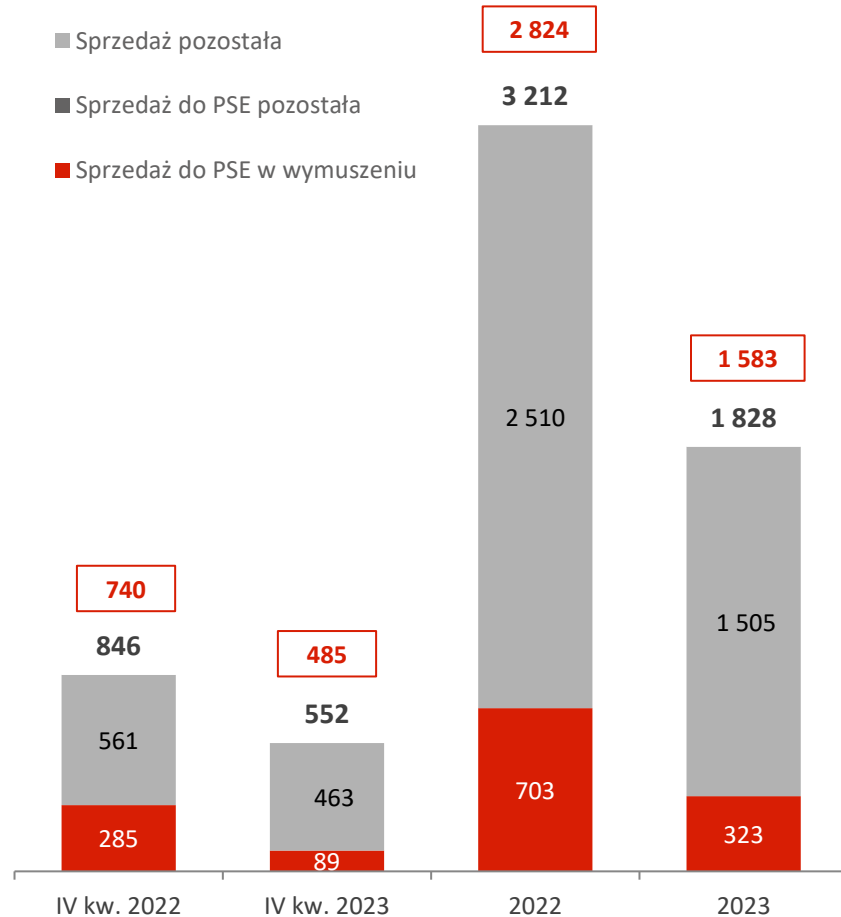
## Struktura sprzedaży (GWh)

☐ - Produkcja własna netto

■ Sprzedaż pozostała

■ Sprzedaż do PSE pozostała

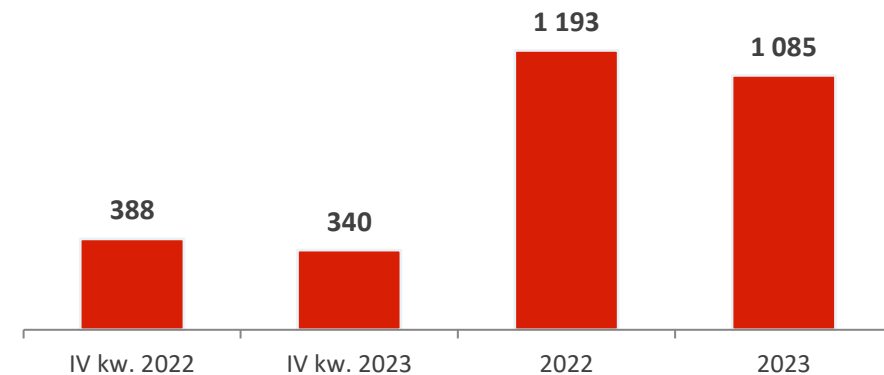
■ Sprzedaż do PSE w wymuszeniu



## Wolumeny i koszty zużycia węgla za 2023 rok

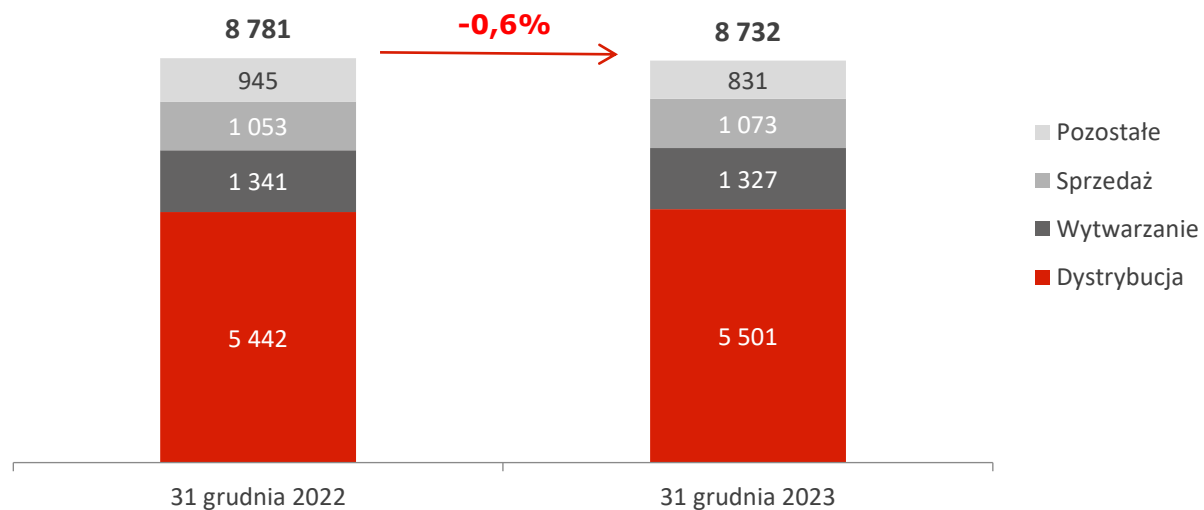
	Jedn.	Węgiel	Biomasa
Zużycie ogółem	(tys. ton)	792,7	-
Koszt jedn. zużycia	(zł/tona)	1 027,9	-
Koszt zużycia paliwa ogółem	(mln zł)	814,8	-

## Produkcja ciepła brutto (TJ)



# Zatrudnienie w Grupie Energa

## Zatrudnienie na koniec okresu w osobach – umowy o pracę



Głównymi przyczynami zmiany w poziomie zatrudnienia są sprzedaż Energa Invest Sp. z o.o. (zmiana widoczna w obszarze Usługi i pozostałe) oraz rotacja naturalna i mobilność pracowników.



# Zespół relacji inwestorskich

Sporządzona przez Energa SA („Spółka”) prezentacja ma charakter wyłącznie informacyjny i nie należy jej traktować jako porady inwestycyjnej.

Spółka ani żaden z jej podmiotów zależnych nie ponoszą odpowiedzialności z tytułu jakiegokolwiek szkody wynikającej z wykorzystania niniejszej prezentacji lub jej treści albo powstałej w jakikolwiek inny sposób związany z niniejszą prezentacją.

Odbiorcy niniejszej prezentacji ponoszą wyłączną odpowiedzialność za własne analizy i oceny rynku oraz sytuacji rynkowej Spółki i potencjalnych wyników Spółki w przyszłości, dokonane w oparciu o informacje zawarte w niniejszej prezentacji.

W zakresie, w jakim niniejsza prezentacja zawiera stwierdzenia dotyczące przyszłości, a w szczególności słowa „projektowany”, „planowany”, „przewidywany” i podobne wyrażenia (łącznie z ich zaprzeczeniami), stwierdzenia te wiążą się ze znanym i nieznanym ryzykiem, niepewnością oraz innymi czynnikami, których skutkiem może być to, że rzeczywiste wyniki, sytuacja finansowa, działania i osiągnięcia Spółki albo wyniki branży będą istotnie różnić się od jakichkolwiek przyszłych wyników, działań lub osiągnięć wyrażonych w takich stwierdzeniach dotyczących przyszłości.

Ani Spółka ani żaden z jej podmiotów zależnych nie są zobowiązane zapewnić odbiorcom niniejszej prezentacji jakichkolwiek dodatkowych informacji ani aktualizować niniejszej prezentacji.

## Dane kontaktowe

**Marcin Chanke**

Tel.: (+48) 58 778 84 42

[marcin.chanke@energa.pl](mailto:marcin.chanke@energa.pl)

**Karolina Rorbach-Nagel**

Tel.: (+48) 58 778 84 77

[karolina.rorbach-nagel3@energa.pl](mailto:karolina.rorbach-nagel3@energa.pl)

