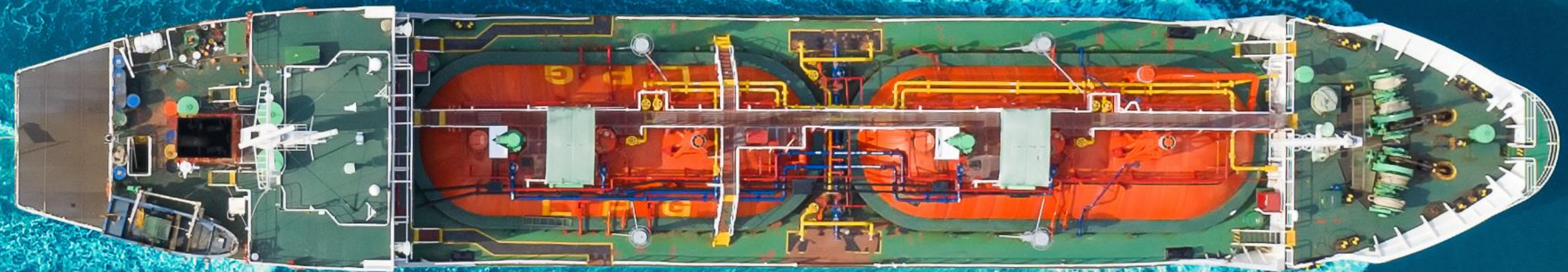


Skonsolidowane wyniki finansowe Grupy ORLEN I kwartał 2024



Warszawa, 22 maja 2024r.

Podsumowanie pierwszego kwartału



01
Podsumowanie
pierwszego
kwartału

02
Perspektywy

03
Slajdy pomocnicze

01

Solidne wyniki w wymagającym otoczeniu regulacyjnym i gospodarczym

mld PLN	1Q24	1Q23	r/r	4Q23	kw/kw
Przychody	82,3	115,8	⬇️	98,3	⬇️
EBITDA LIFO*	8,4	19,9	⬇️	13,6	⬇️
Przepływy z działalności operacyjnej	11,7	23,6	⬇️	6,1	⬆️
Nakłady inwestycyjne	6,4	5,3	⬆️	12,0	⬇️
Wolne przepływy pieniężne	1,9	10,2	⬇️	-1,3	⬆️
Dług netto/EBITDA	0,01x	-0,24x	⬆️	0,02x	⬇️

Ratingi

- Utrzymanie ratingu Fitch **BBB+** z perspektywą stabilną
- Utrzymanie ratingu Moody's **A3** z perspektywą stabilną

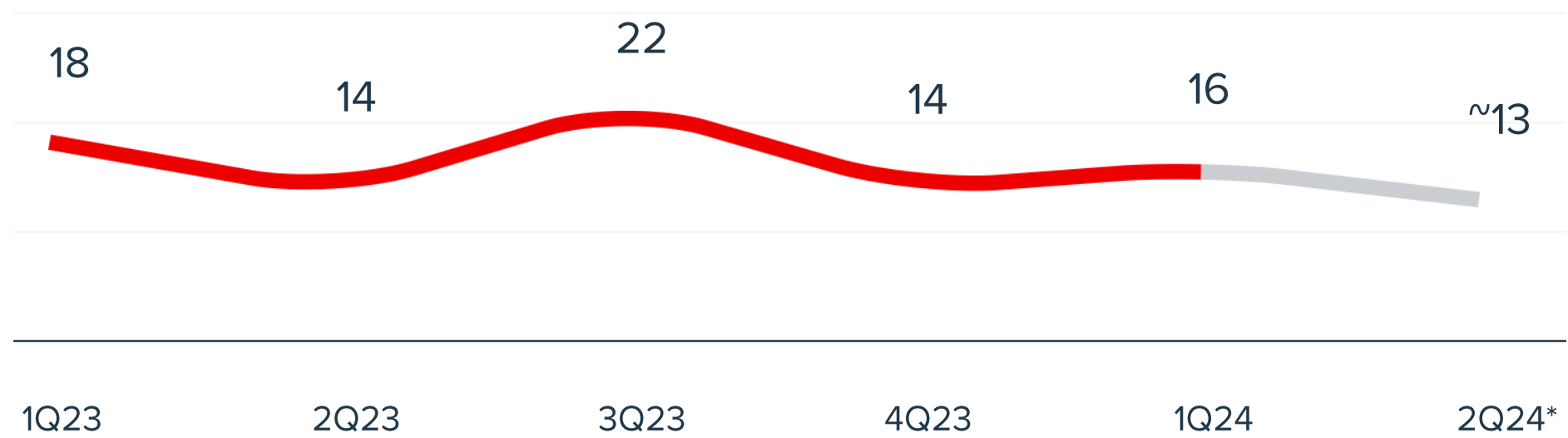
Dywidenda

- Rekomendacja dywidendy na poziomie **4,15 zł** na akcję

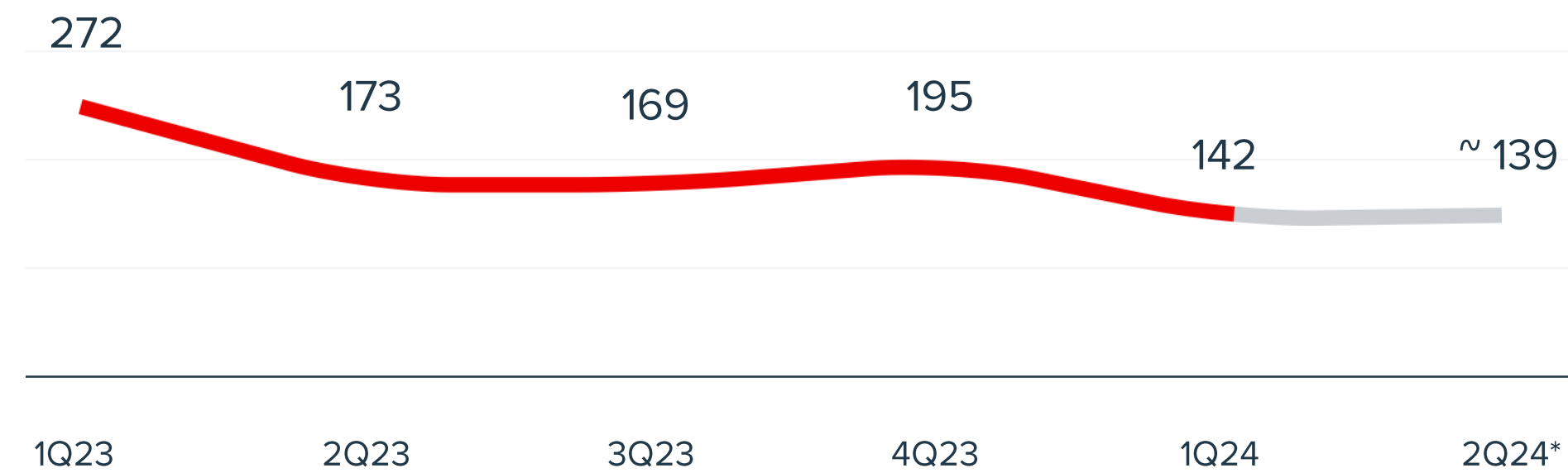
* Wynik operacyjny przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych w wysokości (-) 0,7 mld PLN

Stopniowa normalizacja otoczenia makro

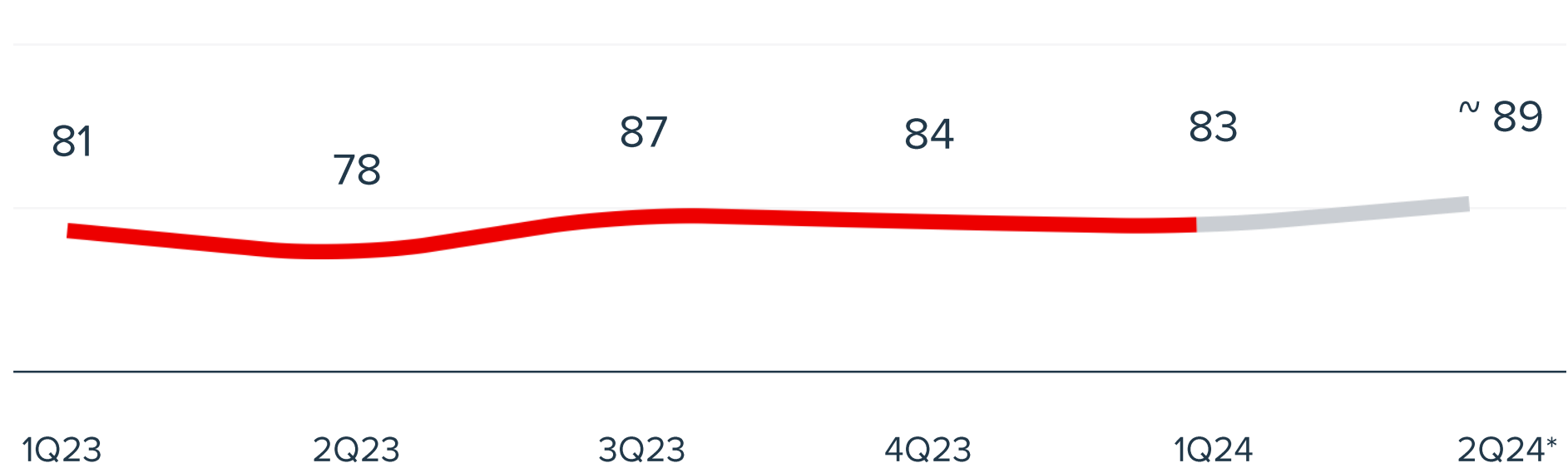
Marża rafineryjna¹ -13% r/r  USD/bbl




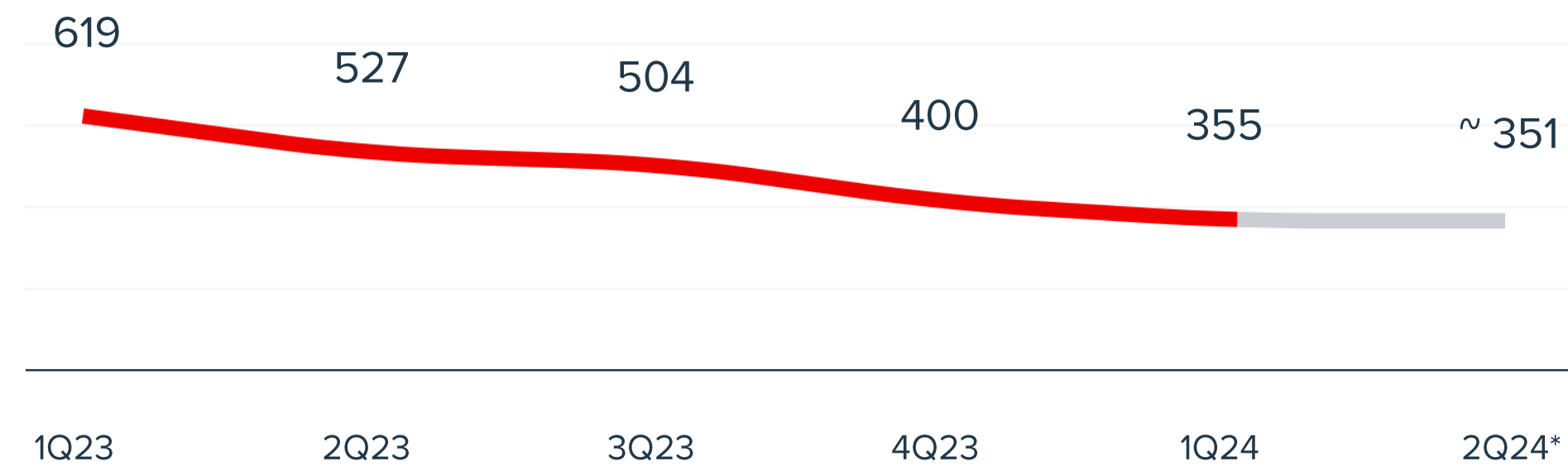
Gaz TGEgasDA -48% r/r  PLN/MWh



Ropa Brent +2% r/r  USD/bbl



Energia elektryczna TGeBase -43% r/r  PLN/MWh



* Dane na dzień 10.05.2024

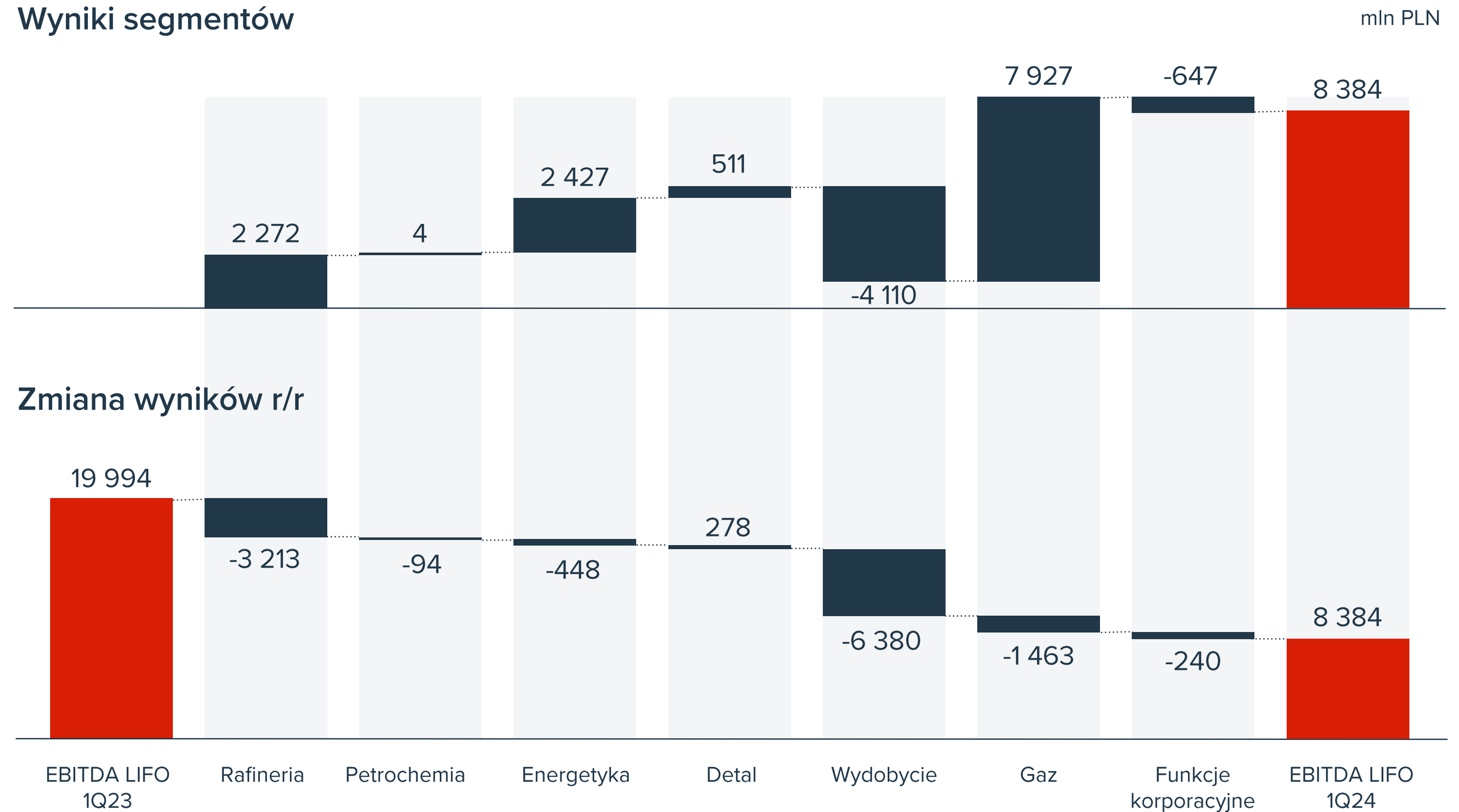
1) Modelowa marża rafineryjna = przychody (33% Benzyna + 48% Diesel + 13% Ciężki olej opałowy) - koszty (98% ropa Brent + 2% gaz ziemny). Notowania rynkowe spot.

EBITDA LIFO

**Zdywersyfikowany biznes,
odporny na zmiany makro**

**Wynik operacyjny
obciążony przez regulacje
w segmencie Wydobywanie
(odpis gazowy)**

Wyniki segmentów

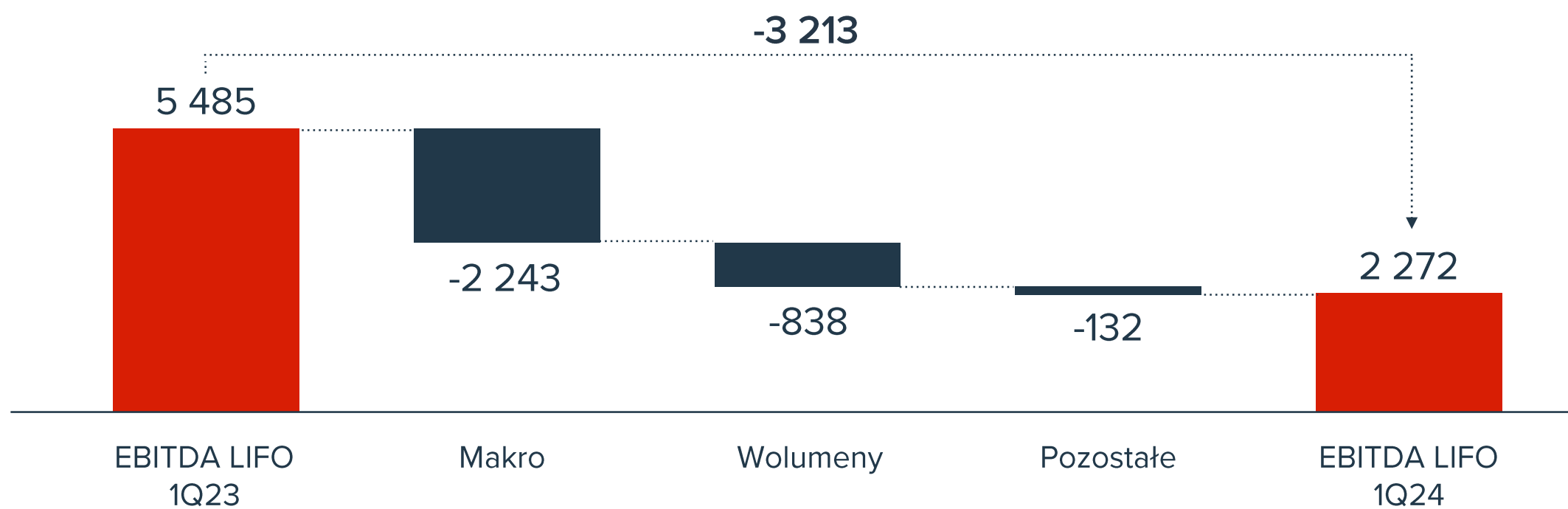


Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q23 (-) 2 233 mln PLN / 1Q24 (-) 718 mln PLN

Wysokie wykorzystanie mocy rafinerii w środowisku normalizacji marż

EBITDA LIFO – wpływ czynników

mIn PLN



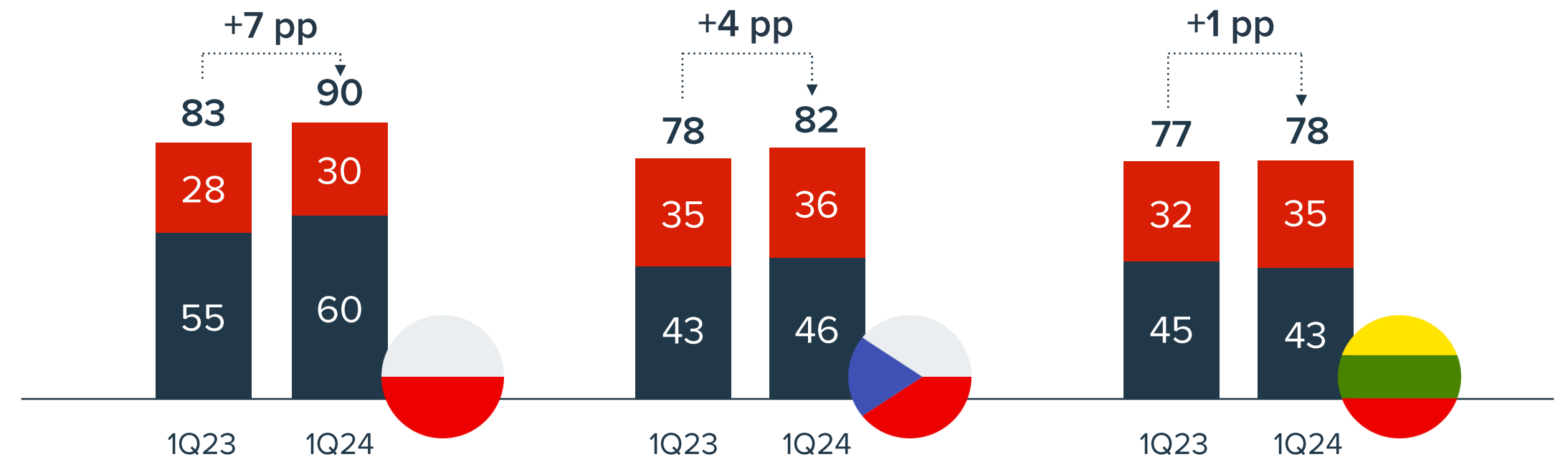
Makro (r/r) – ujemny wpływ **niższych marż rafineryjnych** (normalizacja marż), **niższego dyferencjału** (zmiany struktury przerabianych rop), **umocnienia PLN wzg. USD** oraz ujemnego wpływu **hedgingu i wyceny kontraktów terminowych CO₂** przy niższych kosztach emisji CO₂.

Wolumeny (r/r) – ujemny efekt wolumenowy na skutek **spadku sprzedaży o (-) 1%** oraz **zmiany struktury przerabianych rop** (ograniczenie przerobu REBCO i zastąpienie go przerobem innych gatunków rop).

Pozostałe (r/r) – ujemny wpływ **niższych marż handlowych** przy dodatnim wpływie **wykorzystania historycznych warstw zapasów oraz odwrócenia odpisów na zapasach NRV**.

Uzysk paliw

■ Lekkie destylaty ■ Średnie destylaty %



Wzrost uzysku paliw w Polsce i Czechach w efekcie niższego udziału zasiarczonych rop w strukturze przerobu przy porównywalnym uzysku paliw na Litwie.

Wysoki poziom przerobu ropy (9,5 mt tj. 90% wykorzystania mocy).

- **Polska** – 5,6 mt tj. **wzrost o 0,1 mt (r/r)**.
Wyższy przerób rafinerii w Płocku o 0,2 mt (r/r) w efekcie mniejszego zakresu postojów remontowych (r/r) oraz braku negatywnego wpływu postoiu instalacji HON z 1Q23. Niższy przerób rafinerii w Gdańsku o (-) 0,1 mt (r/r) w efekcie postoiu instalacji Odzysku Wodoru i Odkoksovania.
- **Czechy** – 1,8 mt tj. **wzrost o 0,1 mt (r/r)** w efekcie budowania zapasów w związku z planowanym postojem remontowym rafinerii w Litvinovie w 2Q24. W 1Q24 zrealizowano 2-tygodniowy planowany postój remontowy rafinerii w Kralupach.
- **Litwa** – 2,0 mt tj. **spadek o (-) 0,1 mt (r/r)** w efekcie realizacji postoiu remontowego.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q23 0 mln PLN / 1Q24 (-) 2 mln PLN

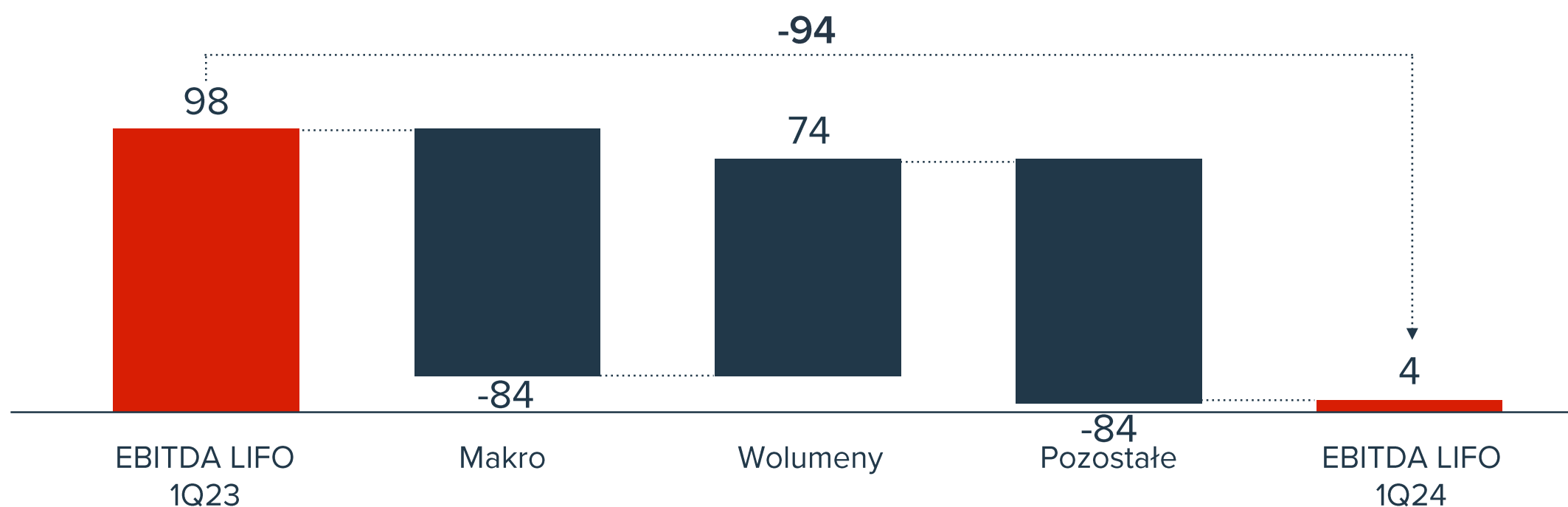
Makro: marże (-) 487 mln PLN, dyferencjał (-) 816 mln PLN, kurs (-) 397 mln PLN, hedging (-) 709 mln PLN, wycena kontraktów terminowych CO₂ (-) 52 mln PLN, rezerwa CO₂ 218 mln PLN

Utrzymujące się trudne otoczenie makro

Niższy import do Europy na skutek ograniczeń logistycznych

EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



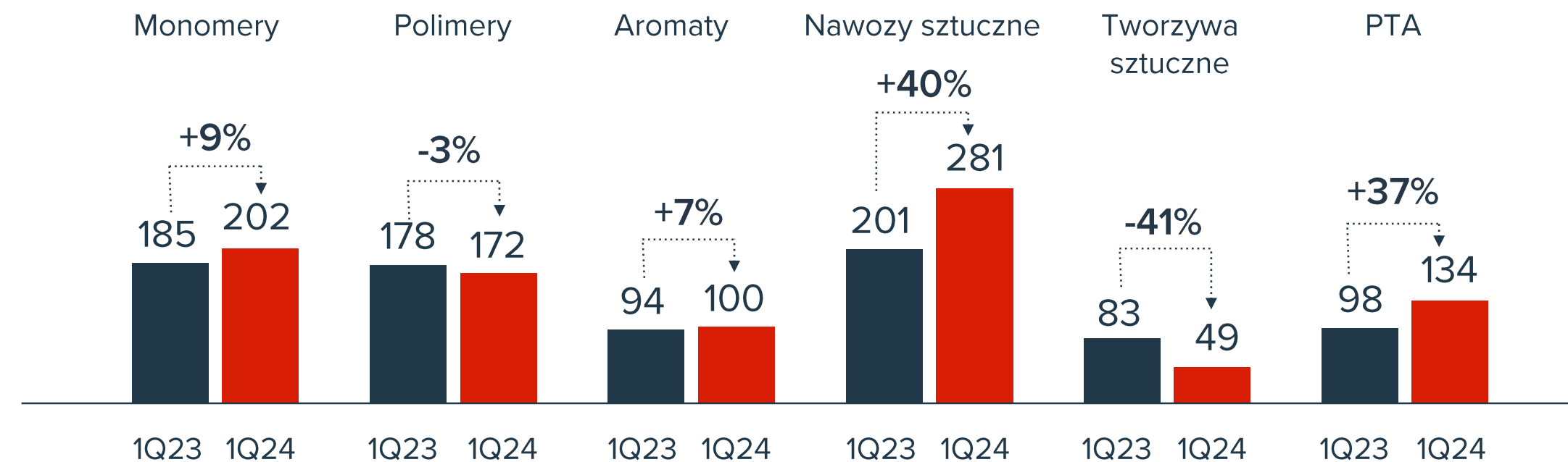
Makro (r/r) – ujemny wpływ **niższych marż petrochemicznych** na wszystkich produktach oraz **umocnienia PLN** wzg. EUR.

Wolumeny (r/r) – dodatni efekt wolumenowy na skutek **wzrostu sprzedaży o 9% (r/r)** w efekcie przekierowania popytu na produkty petrochemiczne z Europy na skutek ograniczeń logistycznych na Morzu Czerwonym.

Pozostałe (r/r) – ujemny wpływ **niższych marż handlowych**.

Wolumeny sprzedaży – podział na produkty

tys. t

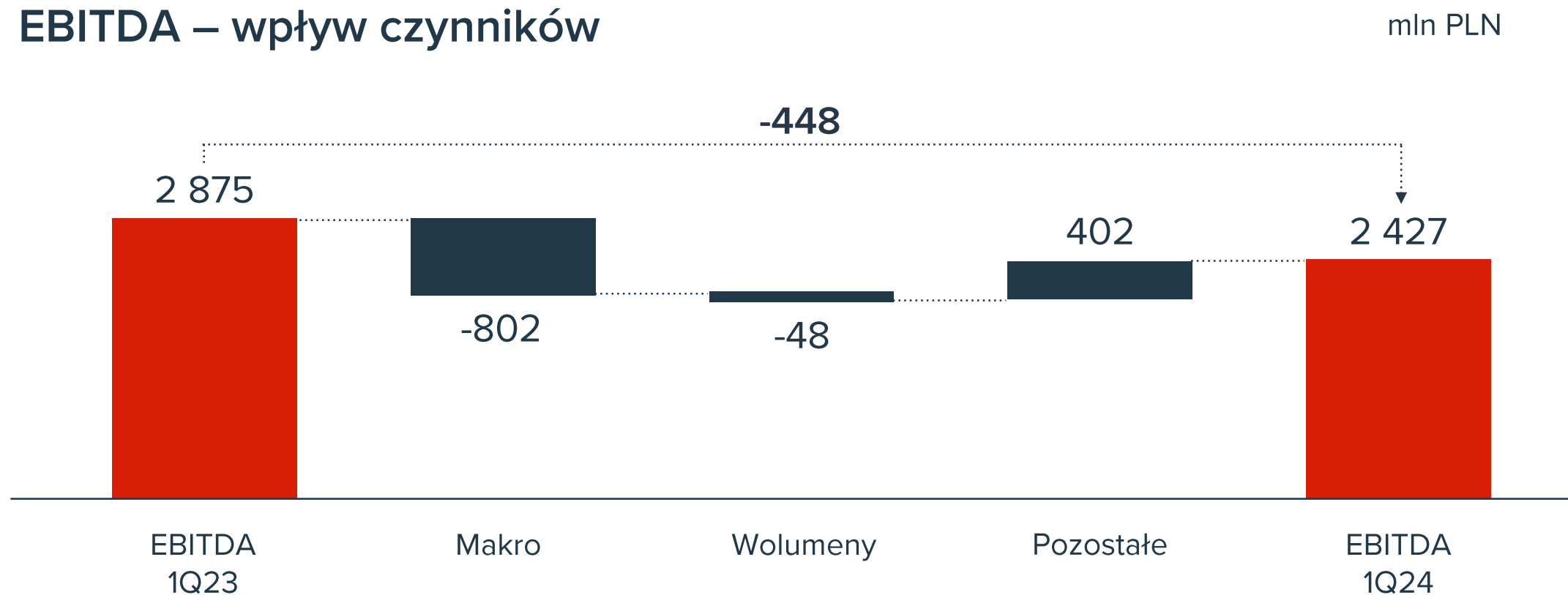


Wykorzystanie mocy instalacji petrochemicznych

- Olefiny (Płock) – niższe obciążenie (r/r) ze względu wydłużony postój instalacji PCW w Anwilu.
- BOP (Płock) – porównywalny (r/r) poziom wykorzystania mocy.
- Metateza (Płock) – zmniejszone wykorzystanie instalacji w efekcie niższego popytu.
- Nawozy – postój remontowy Wytwórni Amoniak.
- PCW (Włocławek) – wydłużony postój instalacji z 4Q23 do połowy stycznia'24.
- PTA (Włocławek) – wyższe obciążenie instalacji (r/r), w 1Q23 postój instalacji.
- Olefiny (Czechy) – wyższe obciążenie (r/r), brak istotnych postojów.
- PPF Splitter (Litwa) – niższe wykorzystanie mocy (r/r) w efekcie zmniejszonego przerobu ropy w marcu'24 podczas wiosennego postoju remontowego.

~ 70% produkcji energii elektrycznej wytwarzane ze źródeł zero i niskoemisyjnych

EBITDA – wpływ czynników

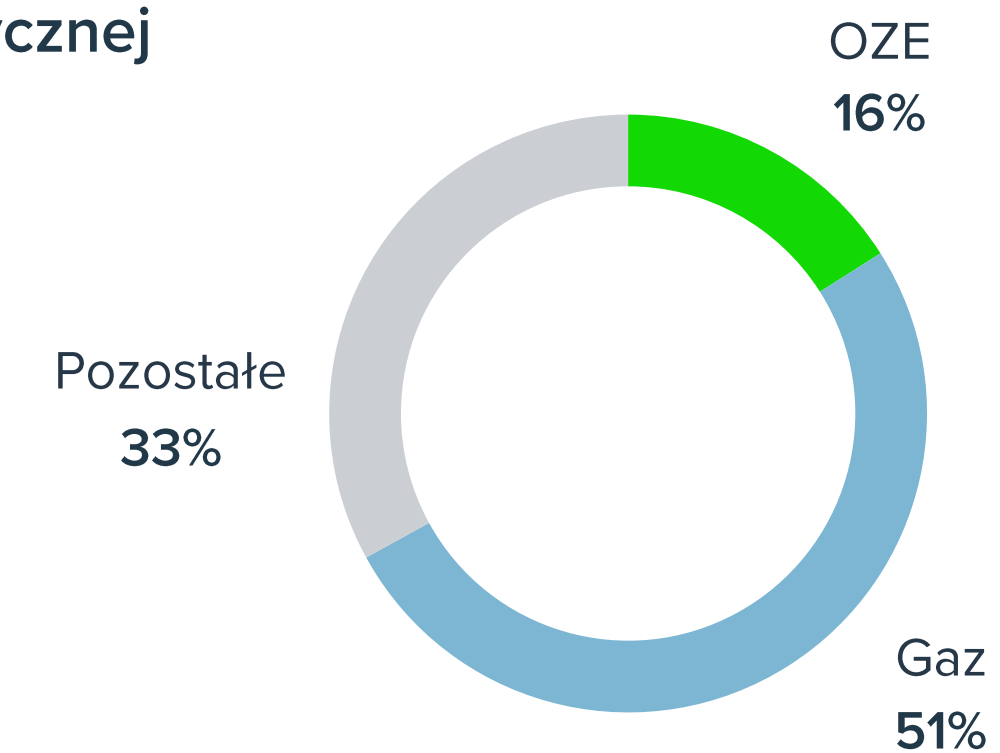


Makro (r/r) – ujemny wpływ **wyższych kosztów strat sieciowych** oraz **niższych marż na sprzedaży energii** przy dodatnim wpływie **wyższych marż dystrybucyjnych** oraz **niższych kosztów emisji CO₂**. Dodatkowo, negatywny wpływ niższego (r/r) spreadu energia elektryczna/gaz ziemny.

Wolumeny (r/r) – ujemny efekt wolumenowy na skutek **mniejszego obrotu** energią elektryczną, częściowo skompensowany dodatnim wpływem **wzrostu produkcji i dystrybucji**.

Pozostałe (r/r) – **brak ujemnego efektu z 1Q23** rozliczenia składników majątku PGNiG Termika na dzień przejścia.

Produkcja energii elektrycznej – źródła wytwarzania



Moc zainstalowana: 5,6 GWe (energia elektryczna) / 13,8 GWt (ciepło).
 Produkcja: 5,5 TWh (energia elektryczna) / 30,6 PJ (ciepło).

Energia elektryczna

- **Wzrost produkcji o 12% (r/r)** m.in. z aktywów kogeneracyjnych (bloki gazowe Płock, Włocławek, Żerań) oraz w efekcie ujęcia nowych farm wiatrowych w 2024r.
- **Spadek sprzedaży o (-) 12% (r/r)** spowodowany głównie mniejszym systemowym zapotrzebowaniem na energię z Elektrowni Ostrołęka.
- **Dystrybucja wzrosła o 5% (r/r)** w efekcie wyższych wolumenów w głównych grupach taryf.

Ciepło

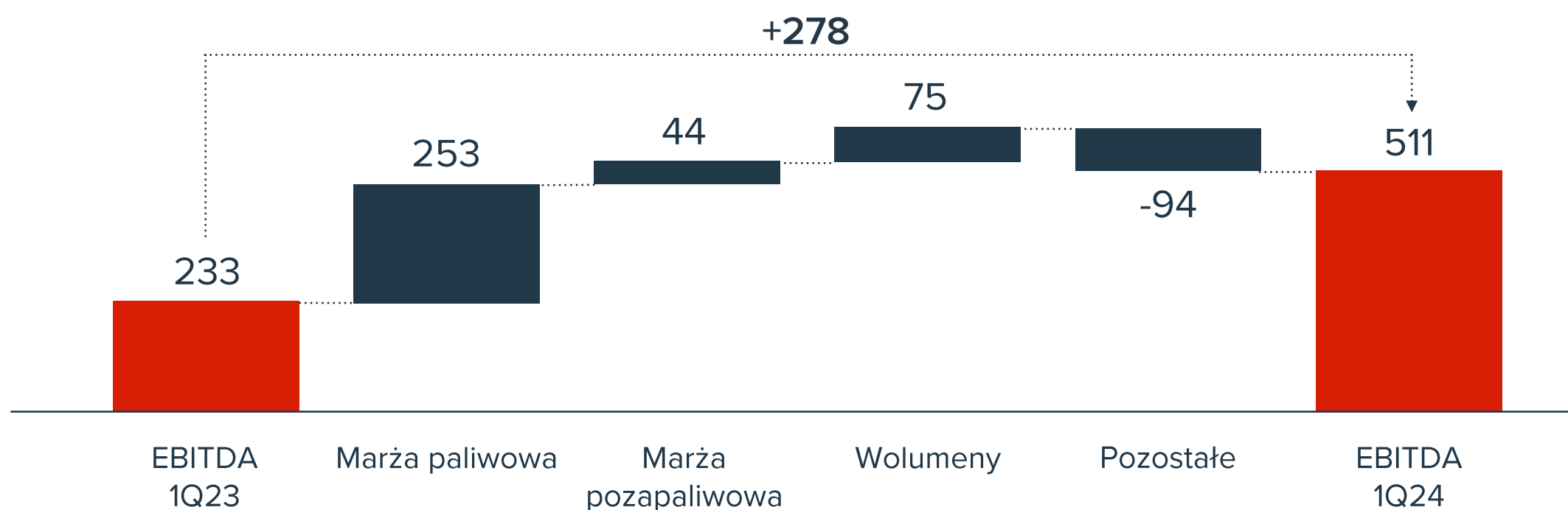
- **Wzrost wytwarzania ciepła o 1% (r/r)** w efekcie znacząco niższych temperatur w styczniu (r/r). Średnia temperatura w całym kwartale była wyższa o 0,9°C (r/r).

Detal

Wyższe marże oraz wolumeny sprzedaży Wejście na nowy rynek w Austrii

EBITDA – wpływ czynników

mln PLN



Wzrost marży paliwowej na rynku polskim i niemieckim przy niższej marży na rynku czeskim (r/r).

Wzrost marży pozapaliwowej na rynku polskim przy porównywalnych marżach na rynku niemieckim i czeskim (r/r).

Wzrost wolumenów sprzedaży o 20% (r/r) w efekcie wzrostu popytu w Polsce oraz wzrostu liczby stacji paliw łącznie.

Pozostałe (r/r) – **wzrost kosztów funkcjonowania stacji paliw.**

Liczba stacji i wolumenowe udziały rynkowe

Kraj	Liczba stacji	r/r	% rynku	r/r
Polska	1 925	6	35,7	1,7 pp
Niemcy	606	19	6,2	0,2 pp
Czechy	438	2	29,1	5,6 pp
Litwa	30	1	4,0	-0,1 pp
Słowacja	93	21	6,1	3,8 pp
Węgry	125	46	2,9	0,5 pp
Austria	266	266	9,6	9,6 pp

3 483 stacji paliw, tj. wzrost o 361 (r/r), w tym: w Austrii - zakup lokalnej sieci stacji paliw w 1Q24 (wejście na nowy rynek), na Węgrzech i Słowacji - przejęcie stacji paliw od MOL, dodatkowo na Słowacji - uruchomienie samoobsługowych stacji paliw przejętych od lokalnej sieci, oraz w Niemczech - przejęcie samoobsługowych stacji paliw od OMV.

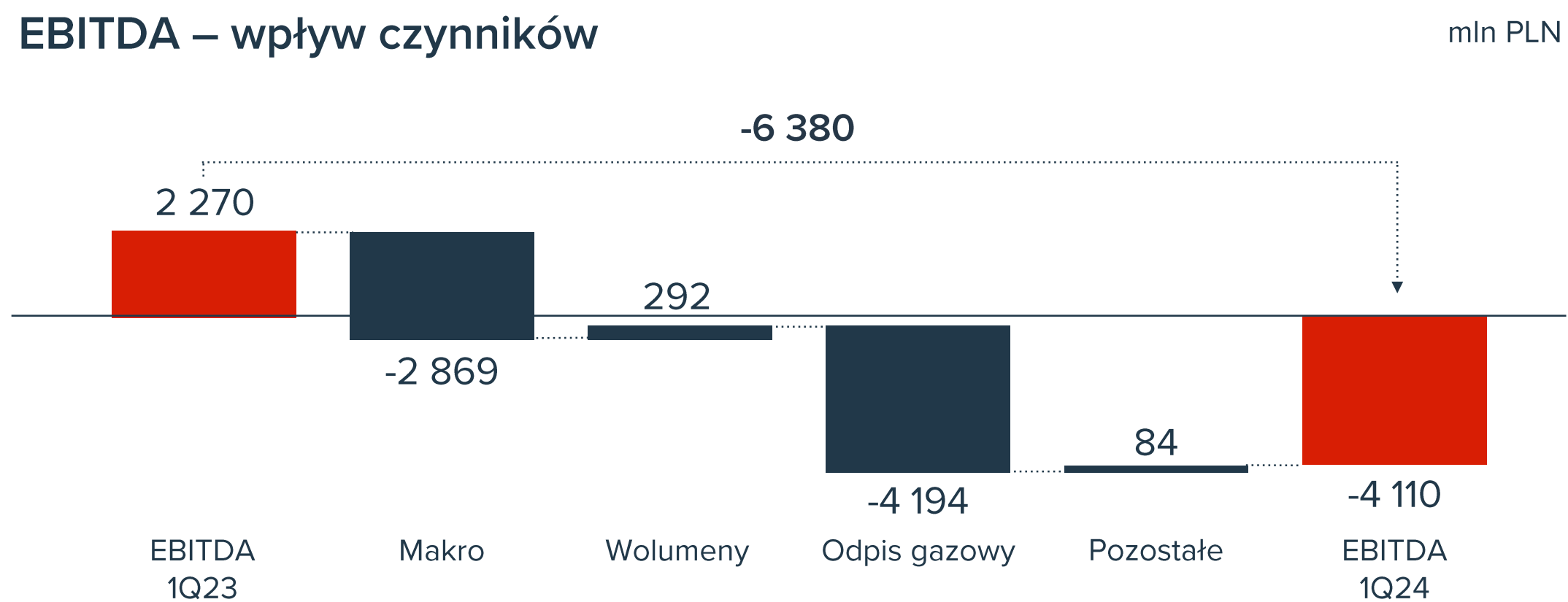
Wzrost udziałów (r/r) na wszystkich rynkach poza Litwą.

2 666 punktów sprzedaży pozapaliwowej; wzrost o 136 (r/r).

787 stacji alternatywnego tankowania; wzrost o 137 (r/r).

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q23 (-) 3 mln PLN / 1Q24 0 mln PLN

Istotny wpływ regulacji na wynik (odpis gazowy) Wzrost skali działalności w Norwegii (przejęcie aktywów KUFPEC)



Makro (r/r) – ujemny wpływ niższych cen gazu o (-) 48% (normalizacja cen) oraz umocnienia PLN wzg. USD i EUR.

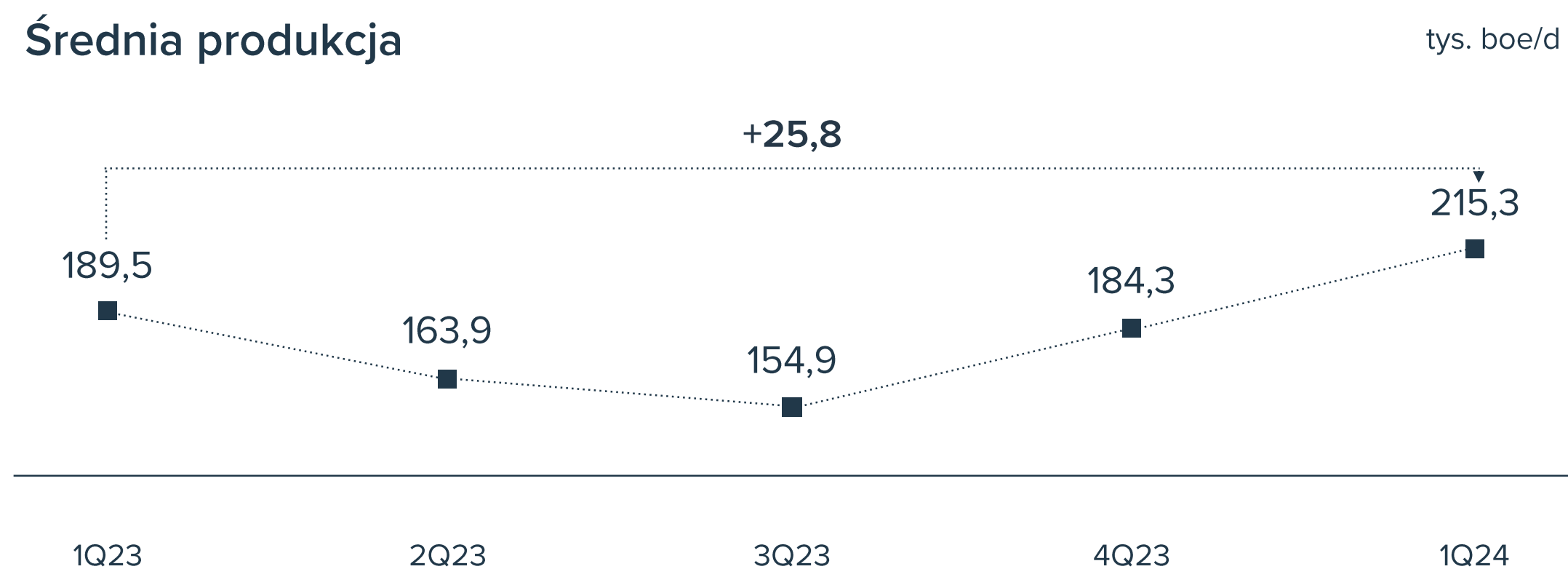
Wolumeny (r/r) – wzrost średniej produkcji węglowodorów o 25,8 tys. boe/d, w tym:

- wzrost średniej produkcji gazu o 20,4 tys. boe/d oraz średniej produkcji ropy i NGL o 5,4 tys. boe/d.
- wzrost produkcji w Norwegii o 28,7 tys. boe/d i Pakistanie o 0,8 tys. boe/d; spadek produkcji w Polsce o (-) 2,0 tys. boe/d i Kanadzie o (-) 1,7 tys. boe/d i porównywalna produkcja na Litwie.

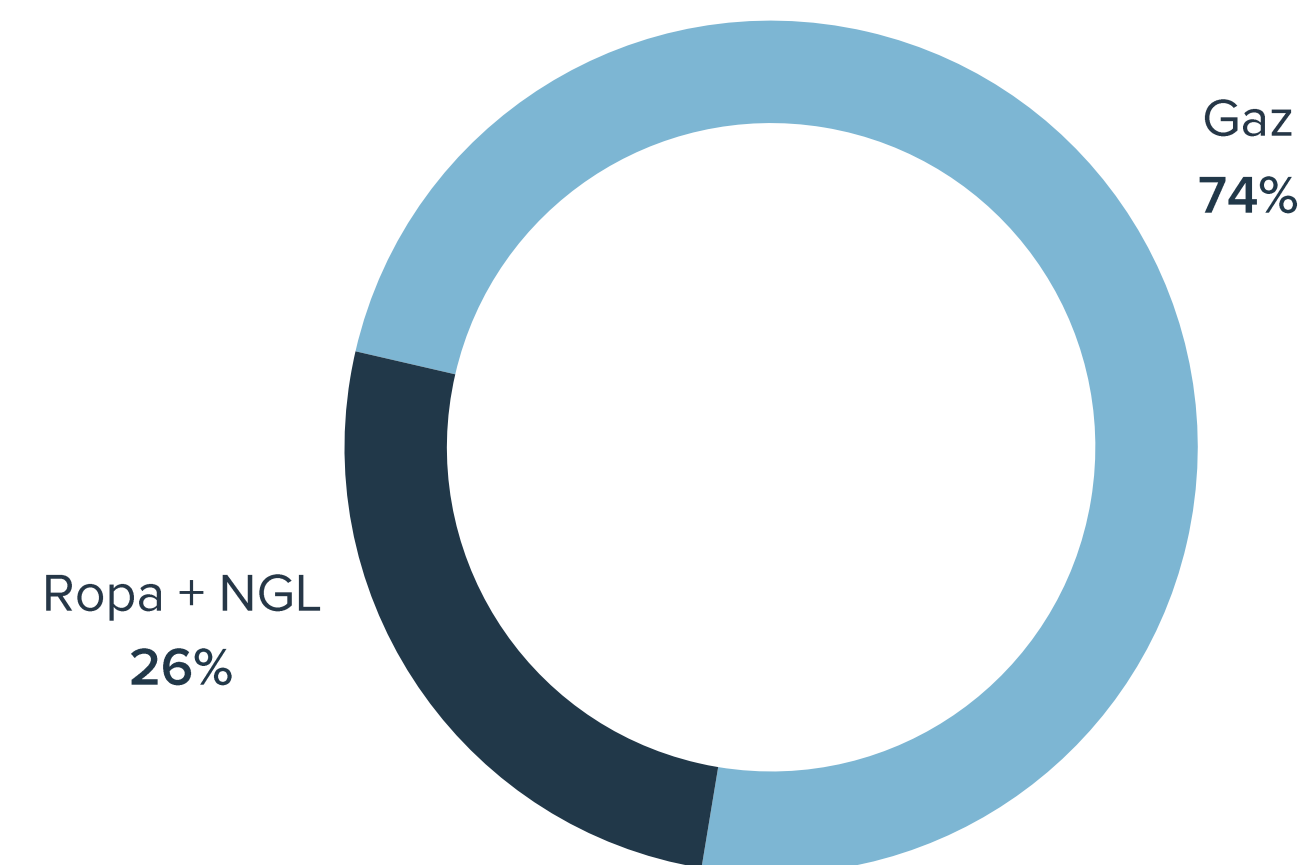
Wyższy odpis gazowy o (-) 4,2 mld PLN (r/r). W 1Q24 wyniósł (-) 7,7 mld PLN.

Pozostałe (r/r) – wyższe marże handlowe.

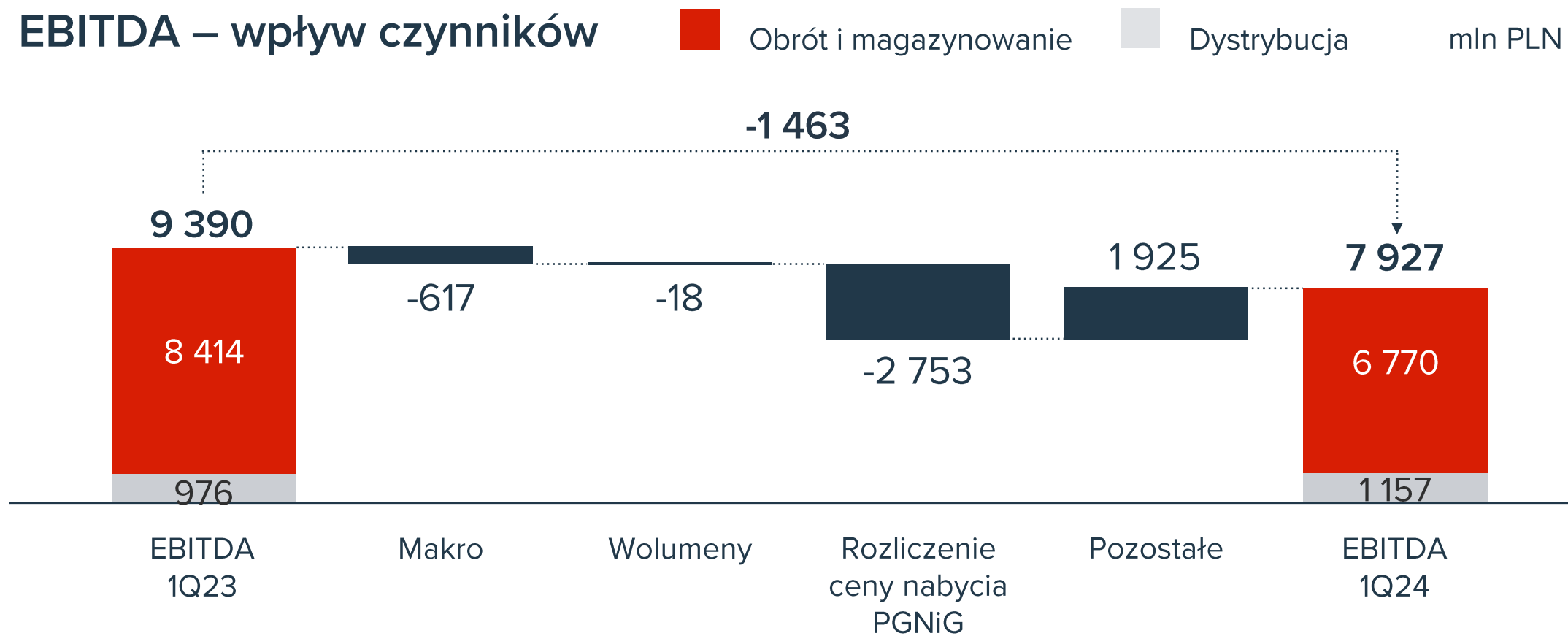
Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q23 (-) 2 229 mln PLN / 1Q24 (-) 43 mln PLN
Makro: marże (-) 2 545 mln PLN, kurs (-) 322 mln PLN, hedging (-) 2 mln PLN



Średnia produkcja – udział węglowodorów



Utrzymująca się korzystna relacja między kosztem pozyskania, a ceną sprzedaży gazu

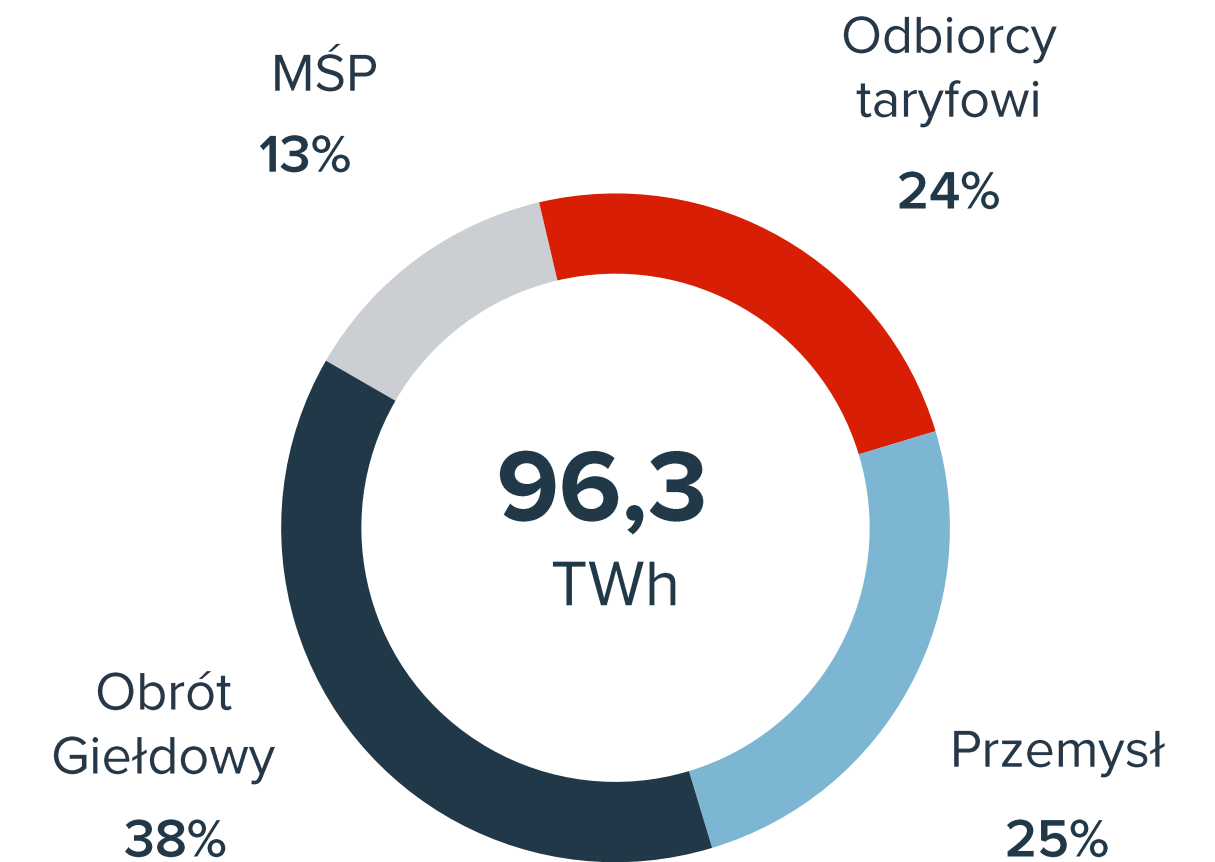


Makro (r/r) – ujemny wpływ makro w efekcie **niższych cen gazu**, m.in. o (-) 48% na TGE.

Niższy wpływ (r/r) rozliczenia składników majątku Grupy PGNiG na dzień połączenia.

Pozostałe (r/r) – korzystny wpływ **niższych cen wytlóczeń** gazu z magazynu i cen importu przy **negatywnym wpływie niższych cen sprzedaży**.

Sprzedaż gazu wg grup odbiorców



Obrót i magazynowanie

- Spadek importu ogółem o (-) 15% (r/r). LNG stanowiło 46% dostarczonego wolumenu.
- Zapas magazynowy gazu (w Polsce i za granicą) na koniec kwartału wyniósł 8,6 TWh.

Dystrybucja

- Wzrost wolumenów dystrybucji gazu o 4% (r/r) głównie w wyniku znacząco niższych temperatur w styczniu.

Spadek sprzedaży gazu ogółem poza Grupę o (-) 2% (r/r) głównie w wyniku ograniczenia o (-) 30% obrotu na zagranicznych giełdach energii.

Hurt Polska

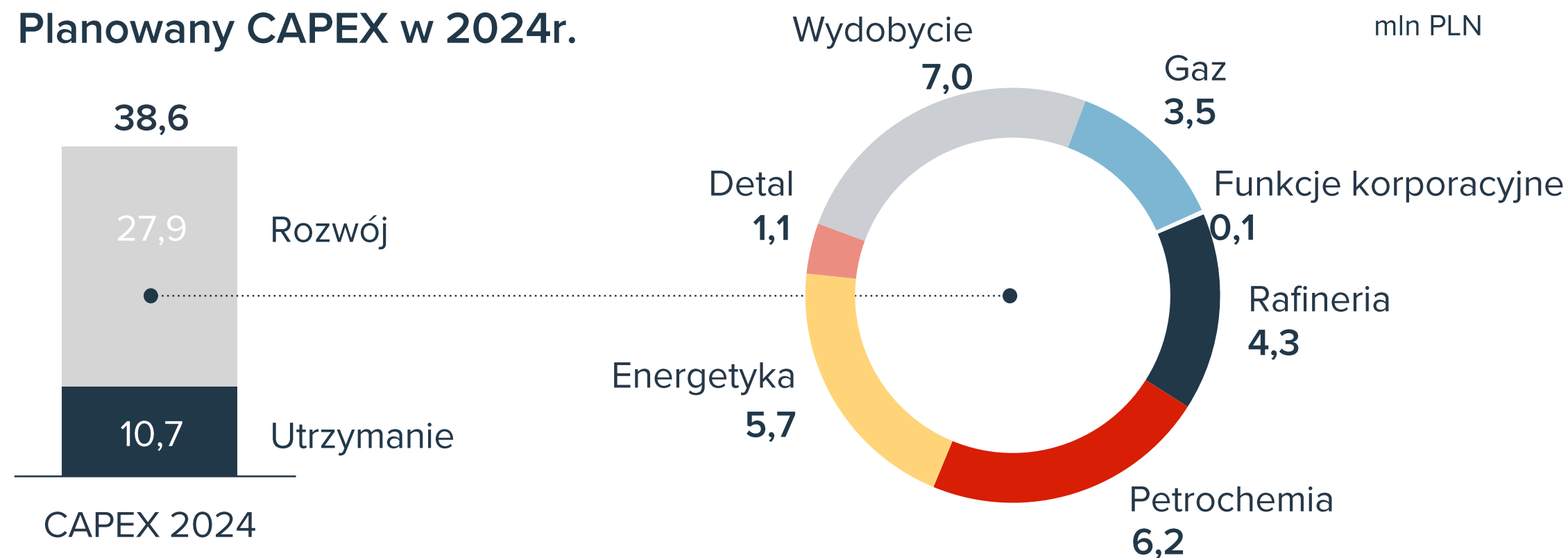
- Wzrost wolumenów sprzedaży gazu o 6% (r/r) głównie w efekcie wzrostu konsumpcji przemysłu przy niższych kosztach zakupu gazu.

Detal i MŚP

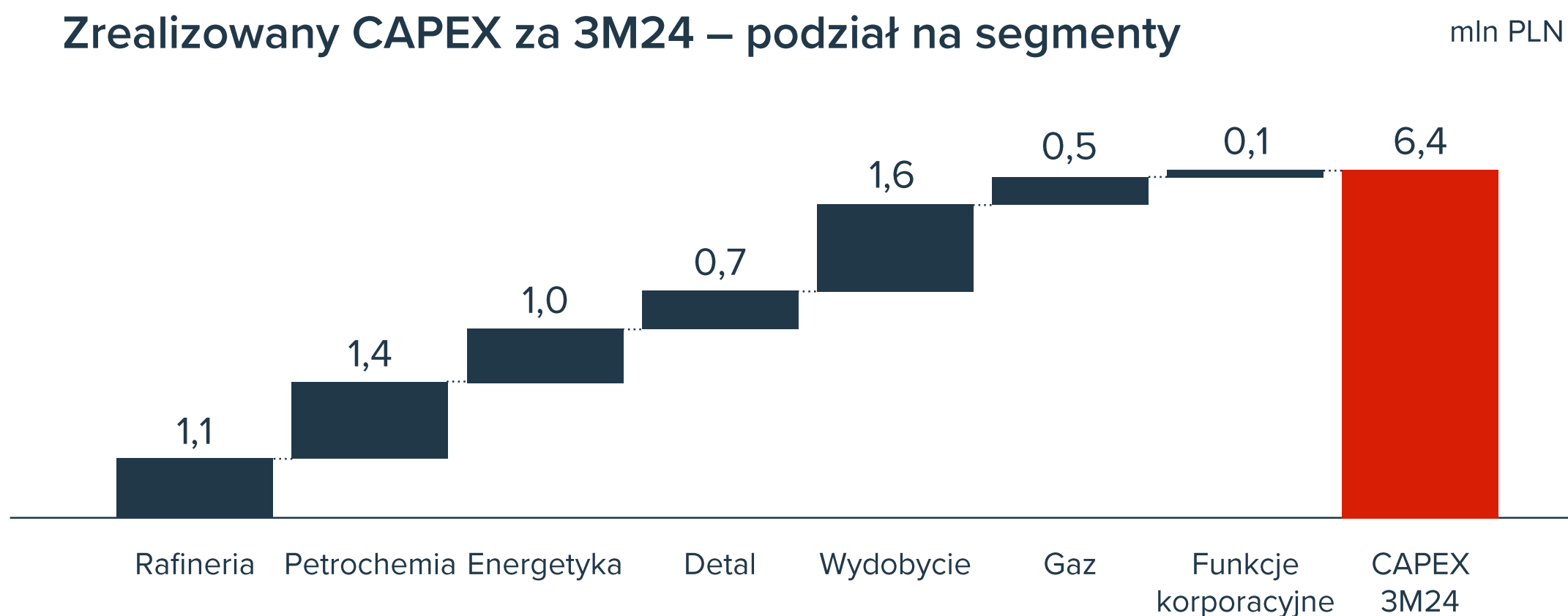
- Spadek wolumenów sprzedaży gazu o (-) 3% (r/r) pomimo niższych cen.

Nakłady inwestycyjne

Planowany CAPEX w 2024r.



Zrealizowany CAPEX za 3M24 – podział na segmenty



Główne projekty rozwojowe w 2024 r.

Rafineria

- Budowa instalacji Visbreakingu – Płock
- Budowa instalacji Hydrokrakingu – Litwa
- Budowa instalacji Bioetanolu 2 Gen. – ORLEN Południe
- Budowa instalacji HVO – Płock
- Budowa instalacji Hydrokrakingowego Bloku Olejowego – Gdańsk
- Budowa morskiego terminala przeładunkowego na Martwej Wiśle – Gdańsk

Petrochemia

- Rozbudowa zdolności produkcyjnych olefin – Płock
- Rozbudowa zdolności produkcyjnych nawozów – Anwil

Energetyka

- Modernizacja aktywów oraz przyłączenie nowych odbiorców do sieci – Grupa Energa
- Budowa CCGT Ostrołęka i CCGT Grudziądz
- Budowa farm fotowoltaicznych
- Budowa morskiej farmy wiatrowej na Bałtyku

Detal

- Rozbudowa, modernizacja oraz rebranding sieci stacji paliw
- Rozbudowa sieci sprzedaży pozapaliwowej
- Rozbudowa sieci paliw alternatywnych

Wydobycie

- Projekty wydobywcze w Norwegii, w tym: zagospodarowanie złóż Tommeliten Alpha i Fenris oraz obszaru Yggdrasil
- Projekty wydobywcze w Polsce

Gaz

- Modernizacja sieci gazowej oraz przyłączenie nowych odbiorców do sieci

Zgodnie z MSSF16 nakłady inwestycyjne uwzględniają leasing

Perspektywy

01
Podsumowanie
pierwszego
kwartału

02
Perspektywy

03
Slajdy pomocnicze

02



Otoczenie rynkowe w 2024r.

Niższe ceny surowców wspierające odbicie gospodarcze w regionie

Założenia otoczenia makro	2024	2023	r/r
Brent [USD/bbl] Prognozowany wzrostu światowego popytu na ropę	~ 85,0	82,6	↑
Gaz ziemny [PLN/MWh] Wysoka podaż w Europie	~ 150	202	↓
Marża rafineryjna [USD/bbl] Nowe moce rafineryjne pod koniec roku	~ 12,0	17,0	↓
Dyferencjał [USD/bbl] Ograniczenie przerobu REBCO w Europie	~ -0,6	0,7	↓
Energia elektryczna [PLN/MWh] Wzrost produkcji energii z OZE oraz spadek CO ₂	~ 400	512	↓
Marża petrochemiczna [%] Niższe ceny gazu i utrudniona logistyka do Europy	~ 5%	-19%	↑

Założenia rozwoju gospodarczego

Odbicie gospodarcze w Europie Centralnej

Wzrost sprzedaży paliw w Polsce przy niższej sprzedaży paliw na pozostałych rynkach (r/r)

Wzrost zużycia gazu w przemyśle (r/r) dzięki niższym cenom surowca

Stabilizacja krajowego zużycia energii elektrycznej (r/r)

Regulacje

Odpis gazowy obniży wynik Grupy w segmencie Wydobycie o ponad 15 mld PLN

Zakładane rekompensaty w obszarze sprzedaży gazu na znacząco niższym poziomie (r/r)

Wzrost Narodowego Celu Wskaźnikowego z 8,9% do 9,1% (zredukowany wskaźnik dla ORLEN S.A. wynosi 6,6%)

E10 – wprowadzenie na stacjach w Polsce benzyny ze zwiększoną zawartością bioetanolu od początku 2024r.



Napędzamy przyszłość.
Odpowiedzialnie.

Slajdy pomocnicze



01
Podsumowanie
pierwszego
kwartału

02
Perspektywy

03
Slajdy pomocnicze

03

Otoczenie makro

Główne wskaźniki makro		1Q23	4Q23	1Q24	Δ (kw/kw)	Δ (r/r)	2Q24*	Δ (kw/kw)
Ropa Brent	USD/bbl	81,2	84,3	83,2	-1%	2%	88,5	6%
Modelowa marża rafineryjna ¹	USD/bbl	18,3	13,9	15,9	14%	-13%	12,9	-19%
Dyferencjał ²	USD/bbl	5,1	-2,0	0,1	-	-98%	-0,3	-
Cena gazu ziemnego TTF month-ahead	PLN/MWh	249	191	119	-38%	-52%	127	7%
Cena gazu ziemnego TTF TGEgasDA	PLN/MWh	272	195	142	-27%	-48%	139	-2%
Cena energii elektrycznej TGeBase	PLN/MWh	619	400	355	-11%	-43%	351	-1%
Prawa do emisji CO ₂	EUR/t	87	76	60	-21%	-31%	64	7%
Produkty rafineryjne⁴ – marża (crack) z notowań								
ON	USD/t	245	217	210	-3%	-14%	138	-34%
Benzyna	USD/t	300	201	249	24%	-17%	293	18%
Ciężki olej opałowy	USD/t	-239	-192	-191	1%	20%	-197	-3%
Produkty petrochemiczne⁴ – marża (crack) z notowań								
Polietylen ⁵	EUR/t	464	381	433	14%	-7%	475	10%
Polipropylen ⁵	EUR/t	432	353	392	11%	-9%	428	9%
Etylen	EUR/t	668	621	616	-1%	-8%	624	1%
Propylen	EUR/t	564	484	495	2%	-12%	509	3%
Paraksylen	EUR/t	544	440	401	-9%	-26%	374	-7%
Średnie kursy walut⁶								
USD/PLN	USD/PLN	4,39	4,11	3,99	-3%	-9%	4,01	1%
EUR/PLN	EUR/PLN	4,71	4,42	4,33	-2%	-8%	4,31	-1%

* Dane na dzień 10.05.2024

1) Modelowa marża rafineryjna = przychody (33% Benzyna + 48% Diesel + 13% Ciężki olej opałowy) – koszty (98% ropa Brent + 2% gaz ziemny). Notowania rynkowe spot.

2) Dyferencjał liczony na bazie rzeczywistego udziału przerobionych rop. Notowania spot.

4) Marże (crack) dla produktów rafineryjnych i petrochemicznych (z wyjątkiem polimerów) wyliczone jako różnica pomiędzy notowaniem danego produktu, a notowaniem ropy Brent DTD.

5) Marża (crack) dla polimerów wyliczona jako różnica pomiędzy notowaniami polimerów, a notowaniami monomerów.

6) Kursy średnie wg danych Narodowego Banku Polskiego

Wyniki – podział na kwartały

mIn PLN	1Q23	2Q23	3Q23	4Q23	12M23	1Q24	Δ (r/r)
Przychody	115 828	74 621	75 424	98 327	372 767	82 332	-33 496
EBITDA LIFO	19 944	8 703	8 220	13 574	60 312	8 384	-11 560
Efekt LIFO	-1 171	-384	1 283	-634	-899	64	1 235
EBITDA	18 773	8 319	9 503	12 940	59 413	8 448	-10 325
Amortyzacja	-3 822	-2 872	-2 834	-3 557	-14 200	-3 409	413
EBIT LIFO	16 122	5 831	5 386	10 017	46 112	4 975	-11 147
EBIT	14 951	5 447	6 669	9 383	45 213	5 039	-9 912
Wynik netto	9 471	4 544	3 459	7 269	20 727	2 785	-6 686

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q23 (-) 2 233 mIn PLN / 2Q23 (-) 77 mIn PLN / 3Q23 (-) 1 086 mIn PLN / 4Q23 (-) 542 mIn PLN / 12M23 (-) 17 157 mIn PLN / 1Q24 (-) 718 mIn PLN

EBITDA LIFO – podział na segmenty

mIn PLN	1Q23	2Q23	3Q23	4Q23	12M23	1Q24	Δ (r/r)
Rafineria, w tym:	5 485	2 536	1 866	594	8 971	2 272	-3 213
NRV	-59	-121	-69	96	-153	111	170
Hedging	364	51	-803	363	-26	-345	-709
Wycena kontraktów terminowych CO ₂	52	0	0	0	52	0	-52
Petrochemia, w tym:	98	-120	-136	-345	-492	4	-94
NRV	-1	-16	17	-6	-6	6	7
Hedging	86	100	106	93	385	84	-2
Wycena kontraktów terminowych CO ₂	0	0	0	0	0	0	0
Energetyka, w tym:	2 875	555	1 349	-799	3 885	2 427	-448
Hedging	38	11	6	7	62	2	-36
Wycena kontraktów terminowych CO ₂	11	0	0	0	11	0	-11
Detal	233	662	601	633	2 132	511	278
Wydobycie, w tym:	2 270	-114	-212	578	2 155	-4 110	-6 380
Hedging	0	9	-12	6	3	-2	-2
Gaz, w tym:	9 390	5 611	5 200	13 360	45 367	7 927	-1 463
Hedging	115	996	978	8 730	10 819	1 406	1 291
Wycena kontraktów terminowych CO ₂	60	6	-25	22	63	0	-60
Funkcje korporacyjne	-399	-438	-431	-458	-1 702	-644	-245
Wyłączenia	-8	11	-17	11	-4	-3	5
EBITDA LIFO, w tym:	19 944	8 703	8 220	13 574	60 312	8 384	-11 560
NRV	-60	-137	-52	90	-159	117	177
Hedging	603	1 167	275	9 199	11 243	1 145	542
Wycena kontraktów terminowych CO ₂	123	6	-25	22	126	0	-123

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q23 (-) 2 233 mln PLN / 2Q23 (-) 77 mln PLN / 3Q23 (-) 1 086 mln PLN / 4Q23 (-) 542 mln PLN / 12M23 (-) 17 157 mln PLN / 1Q24 (-) 718 mln PLN

Wyniki – podział na spółki

mIn PLN	ORLEN	ORLEN Lietuva	ORLEN Unipetrol	Grupa ENERGA	Pozostałe	Grupa ORLEN
Przychody	54 891	6 189	6 826	6 254	8 172	82 332
EBITDA LIFO	2 516	349	216	1 037	4 266	8 384
Efekt LIFO	-155	-88	307	-	0	64
EBITDA	2 361	261	523	1 037	4 266	8 448
Amortyzacja	-1 040	-21	-250	-301	-1 797	-3 409
EBIT	1 321	240	273	736	2 469	5 039
EBIT LIFO	1 476	328	-34	736	2 469	4 975
Wynik netto	1 299	232	224	432	598	2 785

ORLEN Lietuva – spadek EBITDA LIFO o (-) 225 mln PLN (r/r) w efekcie niższych marż (cracków) na lekkich i średnich destylatach, niższych (r/r) wolumenów sprzedaży w segmencie rafineryjnym oraz ujemnego wpływu transakcji zabezpieczających (r/r) i niższych (r/r) marż handlowych. Pozytywny efekt wykorzystania historycznych warstw zapasów, niższych (r/r) kosztów emisji CO₂ i odpisów na zapasach NRV (r/r).

ORLEN Unipetrol – spadek EBITDA LIFO o (-) 1 114 mln PLN (r/r) w efekcie istotnego wzrostu cen ropy Ural (brak wpływu dyferencjału ropy Ural/Brent), spadku marż na lekkich i średnich destylatach, ujemnego wpływu (r/r) transakcji zabezpieczających i niższych (r/r) marż handlowych. Dodatkowo spadek wolumenów sprzedaży w segmencie rafineryjnym i petrochemicznym przy wyższych wolumenach w detalu. Pozytywny wpływ wykorzystania historycznych warstw zapasów, niższych (r/r) kosztów emisji CO₂ i odpisów na zapasach NRV (r/r).

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q24 (-) 718 mln PLN

Grupa ENERGA – niższa o (-) 1 283 mln PLN (r/r) EBITDA w efekcie wyższych kosztów strat sieciowych w Grupie Energa (LBD) oraz niższych marż na sprzedaży energii w (LBS) przy dodatnim wpływie wyższych marż dystrybucyjnych (LBD) i niższych kosztów emisji CO₂. Dodatkowo niższa produkcja energii w elektrowni Ostrołęka przy wyższych wolumenach dystrybucji energii (LBD) i sprzedaży (LBS).

Pozostałe – głównie wzrost EBITDA w PGNiG Obrót Detaliczny o 4 347 mln PLN (wyższy (r/r) wpływ rozliczenia finalnych wartości godziwych aktywów i zobowiązań na dzień przejęcia (PPA) w kwocie 1 064 mln PLN oraz niższe (r/r) koszty zakupu paliwa gazowego do odsprzedaży, w PGNiG Termika wzrost EBITDA o 606 mln PLN (brak ujemnego wpływu rozliczenia finalnych wartości godziwych aktywów i zobowiązań na dzień przejęcia z 1Q23 w kwocie 401 mln PLN) przy spadku EBITDA w PGNiG Upstream Norway o (-) 538 mln PLN (głównie spadek notowań węglowodorów).

Dane produkcyjne rafinerii Grupy ORLEN

Grupa ORLEN	1Q23	4Q23	1Q24	Δ (r/r)	Δ (kw/kw)	3M23	3M24	Δ (r/r)
Przerób ropy naftowej (tys.t)	9 474	9 472	9 549	1%	1%	9 474	9 549	1%
Wykorzystanie mocy przerobowych	90%	88%	90%	0 pp	2 pp	90%	90%	0 pp
ORLEN S.A.¹								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	5 476	5 296	5 595	2%	6%	5 476	5 595	2%
Wykorzystanie mocy przerobowych	93%	89%	94%	1 pp	5 pp	93%	94%	1 pp
Uzysk paliw ⁴	83%	90%	90%	7 pp	0 pp	83%	90%	7 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	28%	29%	30%	2 pp	1 pp	28%	30%	2 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	55%	61%	60%	5 pp	-1 pp	55%	60%	5 pp
ORLEN Unipetrol²								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	1 782	1 839	1 836	3%	0%	1 782	1 836	3%
Wykorzystanie mocy przerobowych	83%	84%	85%	2 pp	1 pp	83%	85%	2 pp
Uzysk paliw ⁴	78%	80%	82%	4 pp	2 pp	78%	82%	4 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	35%	36%	36%	1 pp	0 pp	35%	36%	1 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	43%	44%	46%	3 pp	2 pp	43%	46%	3 pp
ORLEN Lietuva³								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	2 131	2 245	2 035	-5%	-9%	2 131	2 035	-5%
Wykorzystanie mocy przerobowych	85%	87%	80%	-5 pp	-7 pp	85%	80%	-5 pp
Uzysk paliw ⁴	77%	78%	78%	1 pp	0 pp	77%	78%	1 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	32%	36%	35%	3 pp	-1 pp	32%	35%	3 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	45%	42%	43%	-2 pp	1 pp	45%	43%	-2 pp

1) Moce przerobowe ORLEN S.A. wynoszą 23,7 mt/r, w tym: Płock 16,3 mt/r i Gdańsk 7,4 mt/r.

2) Moce przerobowe ORLEN Unipetrol wynoszą 8,7 mt/r, w tym: Litvinov 5,4 mt/r i Kralupy 3,3 mt/r.

3) Moce przerobowe ORLEN Lietuva wynoszą 10,2 mt/r.

4) Uzysk paliw to suma uzysku średnich destylatów i uzysku lekkich destylatów.

5) Uzysk lekkich destylatów to relacja ilości wyprodukowanej benzyny, nafty i LPG wyłączając BIO i transfery wewnątrz Grupy do ilości przerobu ropy.

6) Uzysk średnich destylatów to relacja ilości wyprodukowanego ON, LOO i JET wyłączając BIO i transfery wewnątrz Grupy do ilości przerobu ropy.



Słownik pojęć

Dług netto = (krótkoterminowe + długoterminowe zobowiązania z tytułu kredytów, pożyczek dłużne pap. wart.) – środki pieniężne.

Zmiana kapitału pracującego (ujęcie cash flow)

= zmiana stanu należności + zmiana stanu zapasów + zmiana stanu zobowiązań.

Modelowa marża petrochemiczna = przychody (44% HDPE + 7% LDPE + 35% PP Homo + 12% PP Copo) – koszty (75% nafty + 25% LS VGO). Przychody notowania kontrakt; koszty notowania spot.

Uzysk paliw = uzysk średnich destylatów + uzysk benzyn. Uzyski liczone są do przerobu ropy.

Modelowa marża rafineryjna = przychody (Produkty = 33% Benzyna + 48% Diesel + 13% Ciężki olej opałowy) - koszty (98% ropa Brent + 2% gaz ziemny). Notowania rynkowe spot.

Dyferencjał liczony na bazie rzeczywistego udziału przerobionych rop. Notowania spot.

Kapitał pracujący (ujęcie bilansowe) = zapasy + należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe – zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe.

Zastrzeżenia prawne

Niniejsza prezentacja została przygotowana przez ORLEN S.A. („ORLEN” lub "Spółka"). Ani niniejsza Prezentacja, ani jakakolwiek kopia niniejszej Prezentacji nie może być powielona, rozpowszechniona ani przekazana, bezpośrednio lub pośrednio, jakiegokolwiek osobie w jakimkolwiek celu bez wiedzy i zgody ORLEN. Powielanie, rozpowszechnianie i przekazywanie niniejszej Prezentacji w innych jurysdykcjach może podlegać ograniczeniom prawnym, a osoby do których może ona dotrzeć, powinny zapoznać się z wszelkimi tego rodzaju ograniczeniami oraz stosować się do nich. Nieprzestrzeganie tych ograniczeń może stanowić naruszenie obowiązującego prawa.

Niniejsza Prezentacja nie zawiera kompletnej ani całościowej analizy finansowej lub handlowej ORLEN ani Grupy ORLEN, jak również nie przedstawia jej pozycji i perspektyw w kompletny ani całościowy sposób. ORLEN przygotował Prezentację z należytą starannością, jednak może ona zawierać pewne nieścisłości lub opuszczenia. Dlatego zaleca się, aby każda osoba zamierzająca podjąć decyzję inwestycyjną odnośnie jakichkolwiek papierów wartościowych wyemitowanych przez ORLEN lub jej spółkę zależną opierała się na informacjach ujawnionych w oficjalnych komunikatach ORLEN zgodnie z przepisami prawa obowiązującymi ORLEN.

Niniejsza Prezentacja oraz związane z nią slajdy oraz ich opisy mogą zawierać stwierdzenia dotyczące przyszłości. Jednakże, takie prognozy nie mogą być odbierane jako zapewnienie czy projekcje co do oczekiwanych przyszłych wyników ORLEN lub spółek Grupy ORLEN. Prezentacja nie może być rozumiana jako prognoza przyszłych wyników ORLEN i Grupy ORLEN. Należy zauważyć, że tego rodzaju stwierdzenia, w tym stwierdzenia dotyczące oczekiwań co do przyszłych wyników finansowych, nie stanowią gwarancji czy zapewnienia, że takie zostaną osiągnięte w przyszłości.

Prognozy Zarządu są oparte na bieżących oczekiwaniach lub poglądach członków Zarządu Spółki i są zależne od szeregu czynników, które mogą powodować, że faktyczne wyniki osiągnięte przez ORLEN będą w sposób istotny różnić się od wyników opisanych w tym dokumencie. Wiele spośród tych czynników pozostaje poza wiedzą, świadomością i/lub kontrolą Spółki czy możliwością ich przewidzenia przez Spółkę.

W odniesieniu do wyczerpującego charakteru lub rzetelności informacji przedstawionych w niniejszej Prezentacji nie mogą być udzielone żadne zapewnienia ani oświadczenia. Ani ORLEN, ani jej dyrektorzy, członkowie kierownictwa, doradcy lub przedstawiciele takich osób nie ponoszą żadnej odpowiedzialności z jakiegokolwiek powodu wynikającego z dowolnego wykorzystania niniejszej Prezentacji. Ponadto, żadne informacje zawarte w niniejszej Prezentacji nie stanowią zobowiązań ani oświadczenia ze strony ORLEN, jej kierownictwa czy dyrektorów, Akcjonariuszy, podmiotów zależnych, doradców lub przedstawicieli takich osób.

Niniejsza Prezentacja została sporządzona wyłącznie w celach informacyjnych i nie stanowi oferty kupna bądź sprzedaży ani oferty mającej na celu pozyskanie oferty kupna lub sprzedaży jakichkolwiek papierów wartościowych bądź instrumentów lub uczestnictwa w jakiegokolwiek przedsięwzięciu handlowym. Niniejsza Prezentacja nie stanowi oferty ani zaproszenia do dokonania zakupu bądź zapisu na jakiegokolwiek papierze wartościowym w dowolnej jurysdykcji i żadne postanowienia w niej zawarte nie będą stanowić podstawy żadnej umowy, zobowiązania lub decyzji inwestycyjnej, ani też nie należy na niej polegać w związku z jakąkolwiek umową, zobowiązaniem lub decyzją inwestycyjną.



Napędzamy przyszłość.
Odpowiedzialnie.