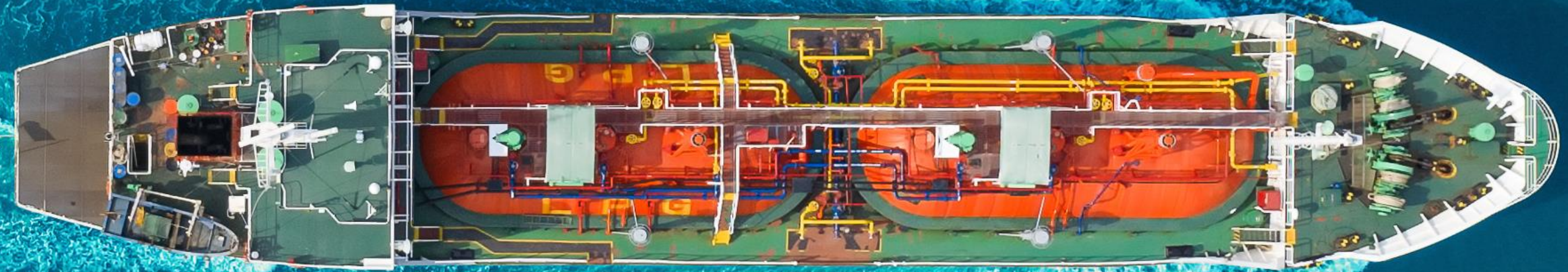


Skonsolidowane wyniki finansowe Grupy ORLEN **3 kwartał 2024**



Warszawa, 13 listopada 2024r.

Podsumowanie



01
Podsumowanie

02
Perspektywy

03
Slajdy pomocnicze



01

Solidne wyniki operacyjne w bardziej wymagającym otoczeniu makro

mld PLN	3Q23	3Q24	(r/r)
Przychody	79,5	67,9	⬇️
EBITDA LIFO*	10,3	8,8	⬇️
EBITDA LIFO oczyszczona o wpływ zdarzeń jednorazowych oraz regulacji	8,6	8,1	⬇️
Przepływy z działalności operacyjnej	6,0	8,6	⬆️
Nakłady inwestycyjne	7,9	6,8	⬇️
Wolne przepływy pieniężne	-4,5	2,0	⬆️
Dług netto/EBITDA	-0,09x	0,04x	⬆️

- **Niższe przychody (r/r)** głównie w efekcie spadku notowań produktów rafineryjnych, spadku cen energii elektrycznej, niższych zrealizowanych cen sprzedaży gazu ziemnego oraz niższego poziomu rekompensat.
- **EBITDA LIFO oczyszczona nieznacznie niższa (r/r)** pomimo znaczącego pogorszenia otoczenia makro ograniczonego wzrostem marż handlowych.
- **Wyższe przepływy operacyjne (r/r)** głównie w efekcie braku odpisu gazowego oraz poprawy kapitału obrotowego.

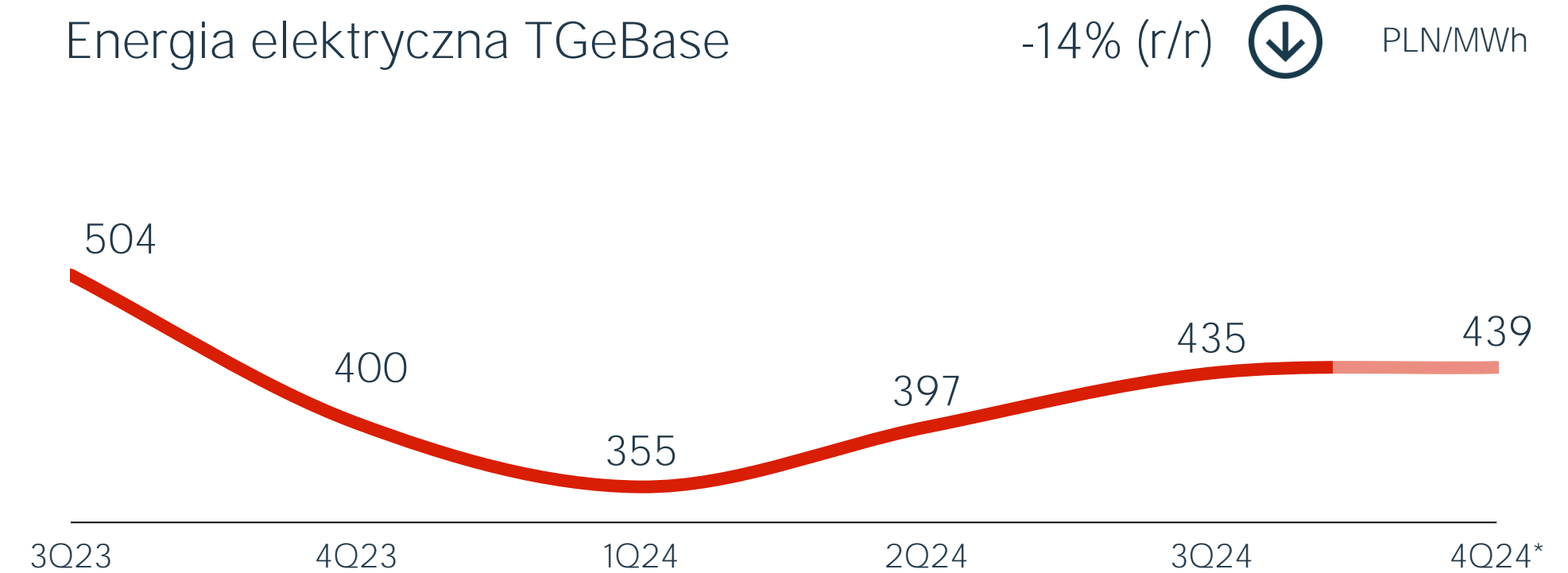
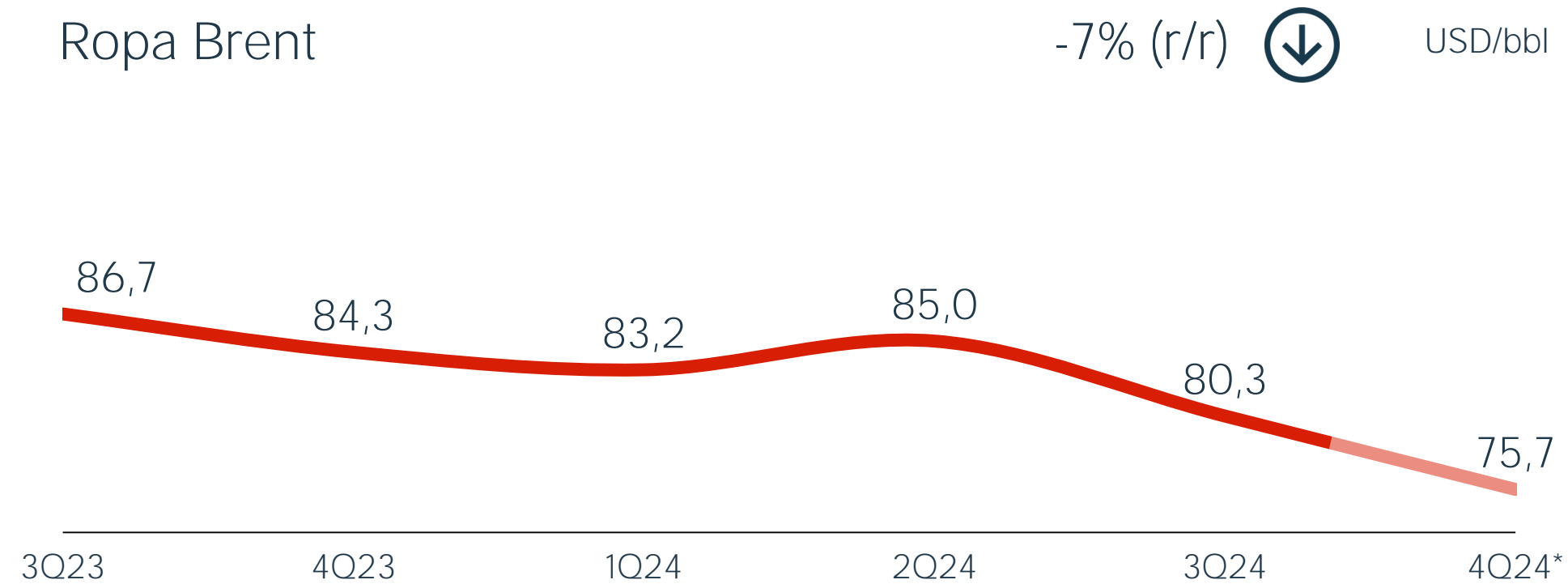
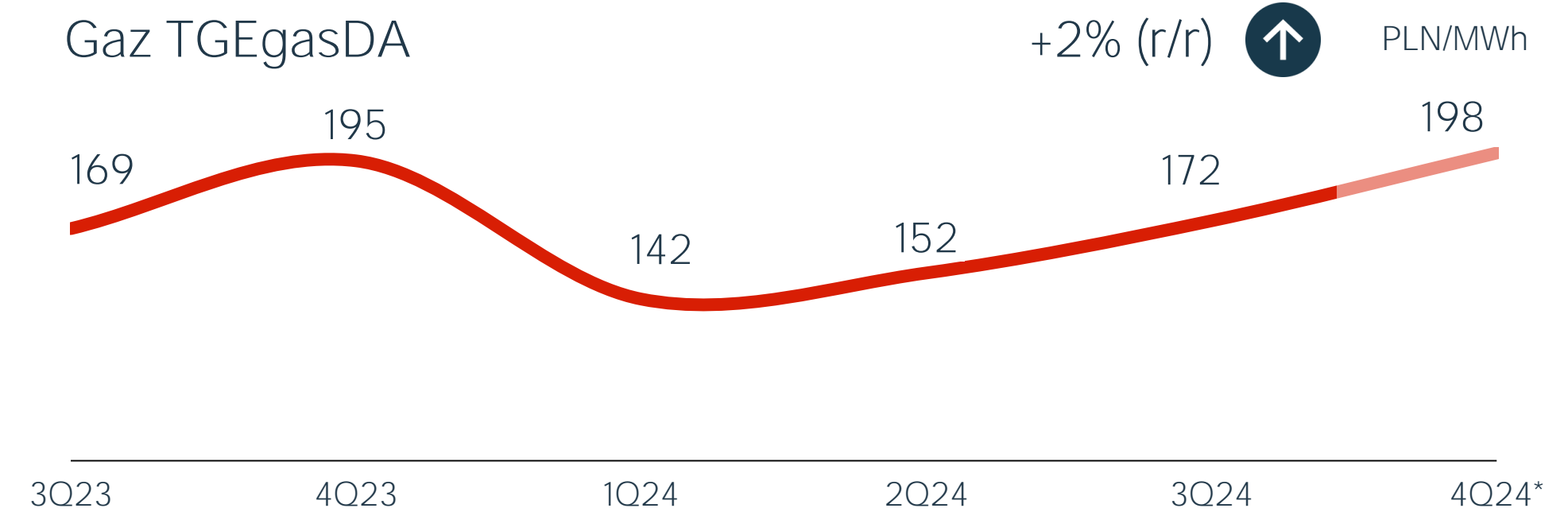
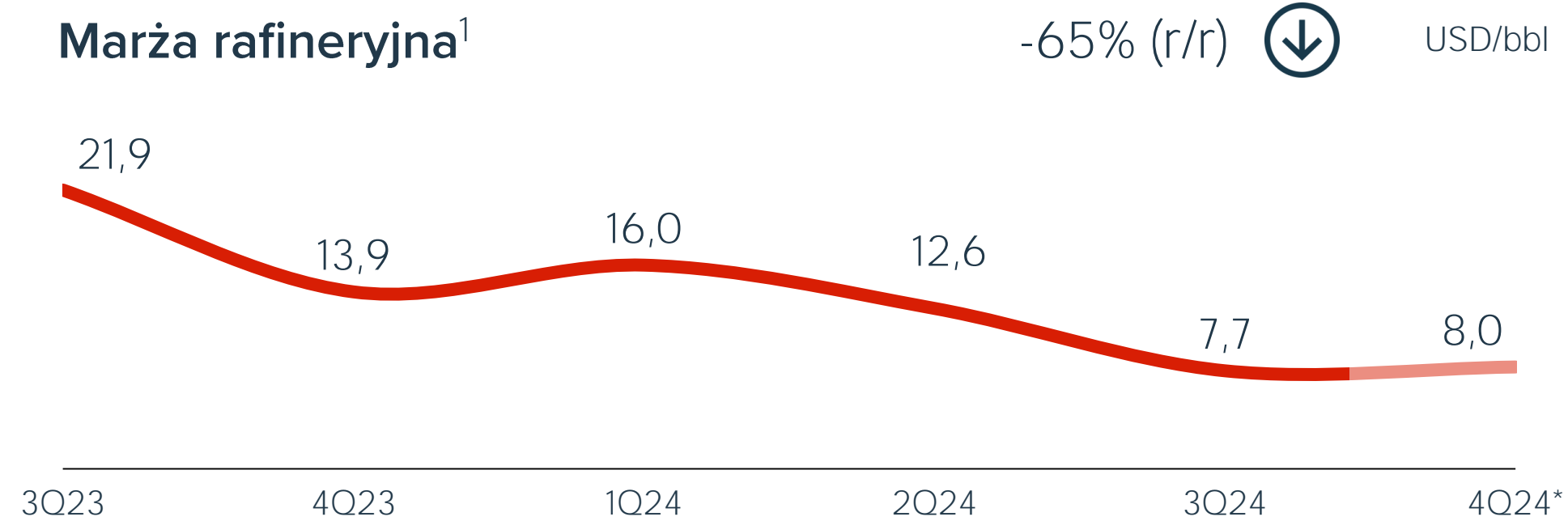
Wpływ zdarzeń jednorazowych i regulacji

- **Neutralny wpływ zdarzeń jednorazowych** (odpis na zapasach, wykorzystanie historycznych warstw zapasów, wycena wartości godziwej IRS spółki Baltic Power oraz wycena PPA) w 3Q24.
W 3Q23 wpływ powyższych zdarzeń wyniósł 2,7 mld PLN.
- **Brak odpisów** na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny w 3Q24.
W 3Q23 odpis wyniósł (-) 3,6 mld PLN.
- **Rekompensaty w 3Q24 wyniosły 0,7 mld PLN** vs 2,6 mld PLN w 3Q23.

*Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych w wysokości (-) 3,5 mld PLN

Otoczenie makroekonomiczne

Pogorszenie makro w rafinerii niewidziane od lat



* Dane na dzień 31.10.2024

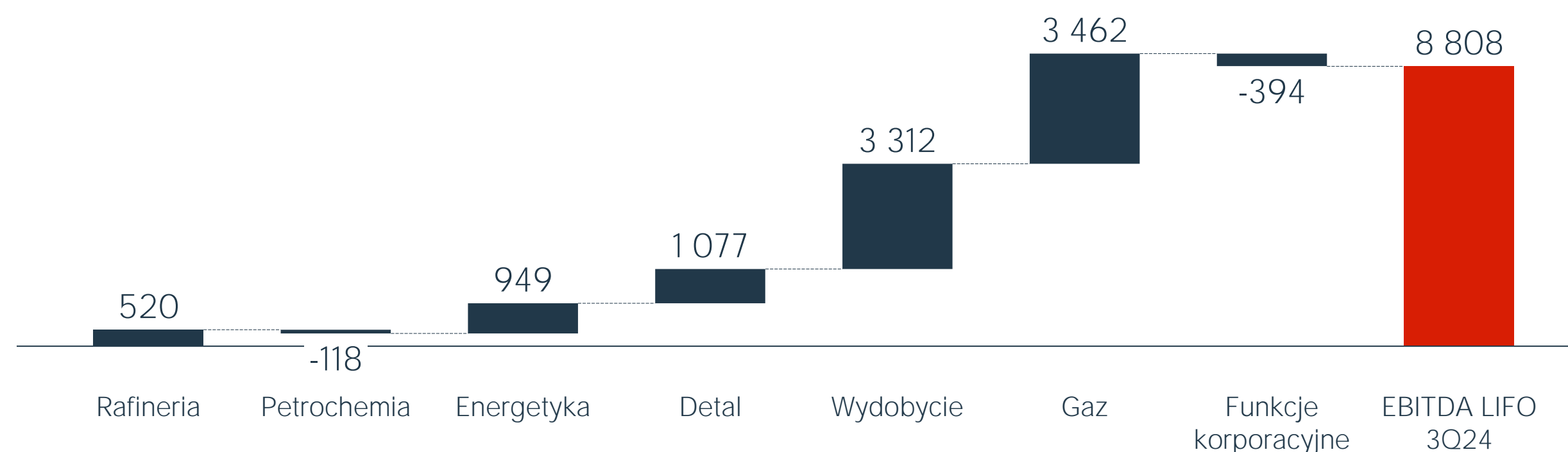
1) Modelowa marża rafineryjna = przychody (33% Benzyna + 48% Diesel + 13% Ciężki olej opałowy) - koszty (98% ropa Brent + 2% gaz ziemny). Notowania rynkowe spot.

EBITDA LIFO

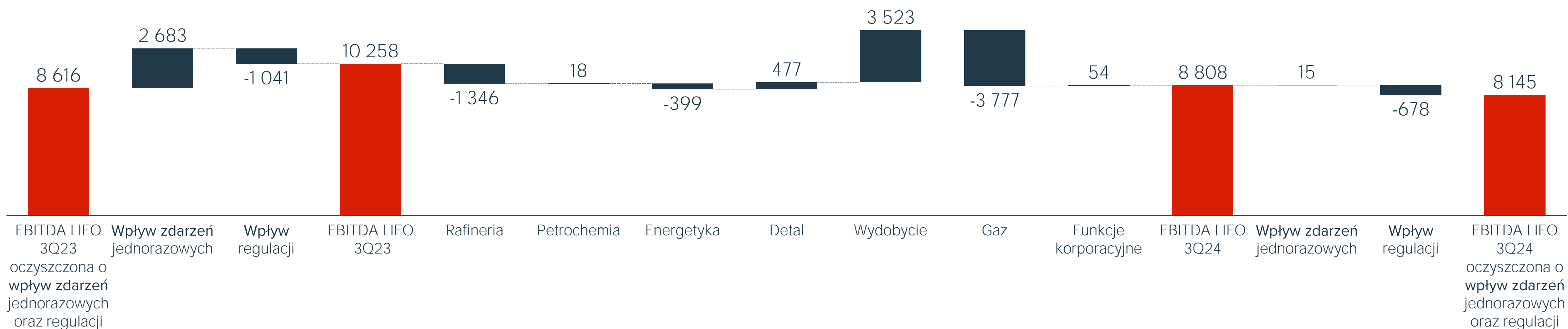
Normalizacja wyników operacyjnych w efekcie słabszego makro. Brak odpisów na Fundusz Wyłaty Różnicy Ceny.

Wyniki segmentów

mIn PLN

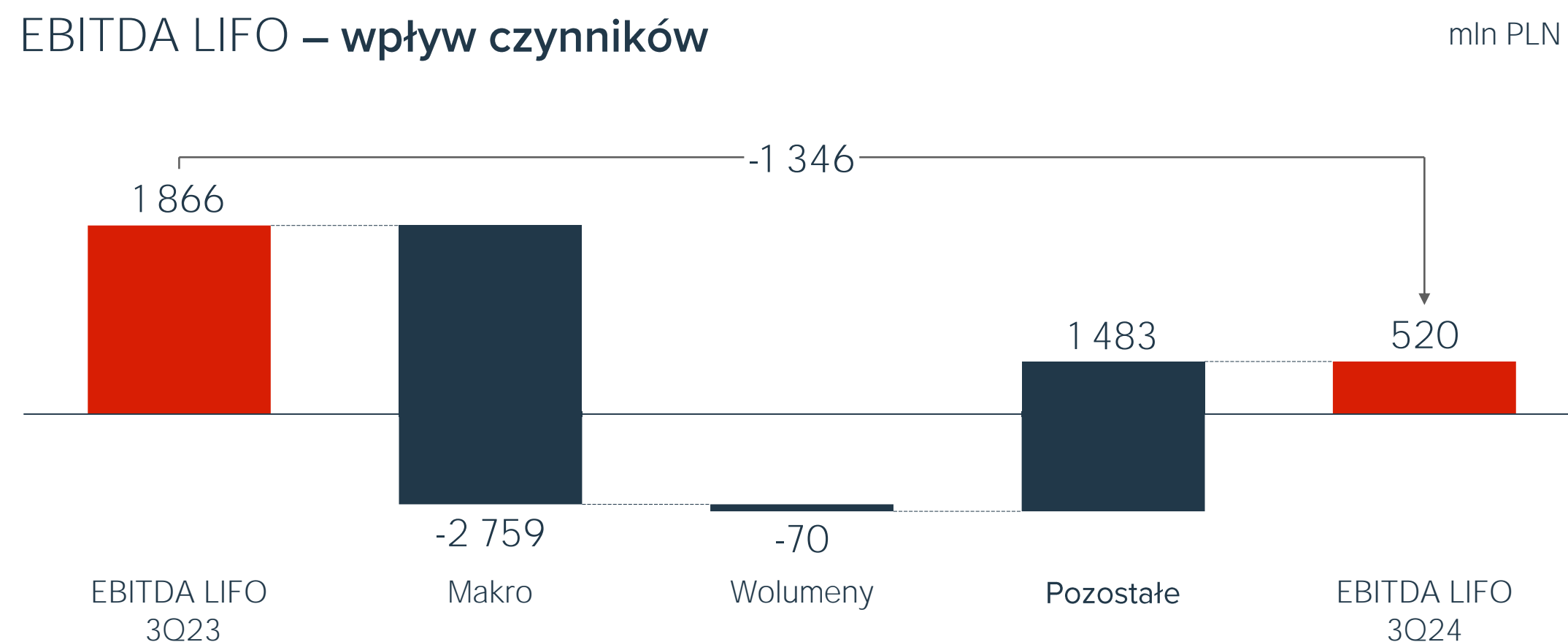


Zmiana wyników (r/r)



Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q23 (-) 1 022 mIn PLN / 3Q24 (-) 3 524 mIn PLN

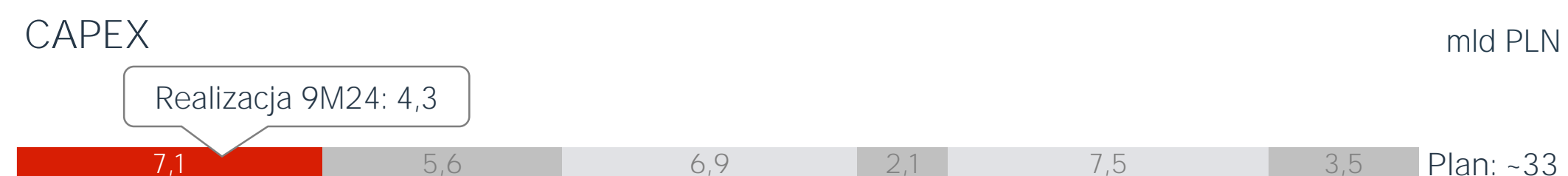
Wysokie wykorzystanie mocy rafinerii. Niższe marże



Makro (r/r) – ujemny wpływ **niższych marż rafineryjnych** oraz umocnienia PLN wzg. USD ograniczony dodatnim wpływem hedgingu.

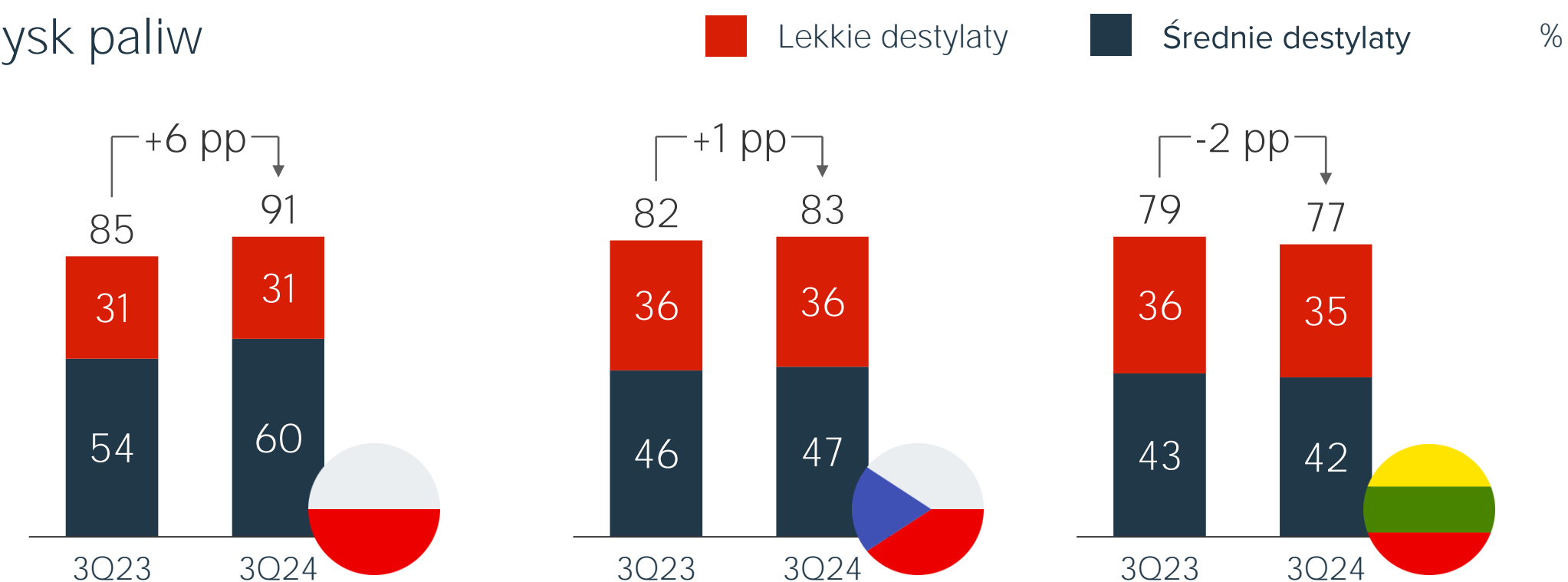
Wolumeny (r/r) – ujemny efekt wolumenowy na skutek **spadku sprzedaży o (-) 5%** (efekt wysokiej sprzedaży w 3Q23 spowodowany niskimi marżami handlowymi w Polsce).

Pozostałe (r/r) – dodatni wpływ **wyższych marż handlowych** ograniczony ujemnym wpływem **wykorzystania historycznych warstw zapasów** oraz **wyższymi kosztami ogólnymi i kosztami pracy**.



Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q23 0 mIn PLN / 3Q24 (-) 2351 mIn PLN
 Makro: marże (-) 3 308 mIn PLN, dyferencjał 6 mIn PLN, kurs (-) 126 mIn PLN, hedging 868 mIn PLN, rezerwa CO₂ (-) 199 mIn PLN

Uzysk paliw



Wzrost uzysku paliw w Polsce w efekcie niższego udziału zasiarczonych rop w strukturze przerobu.

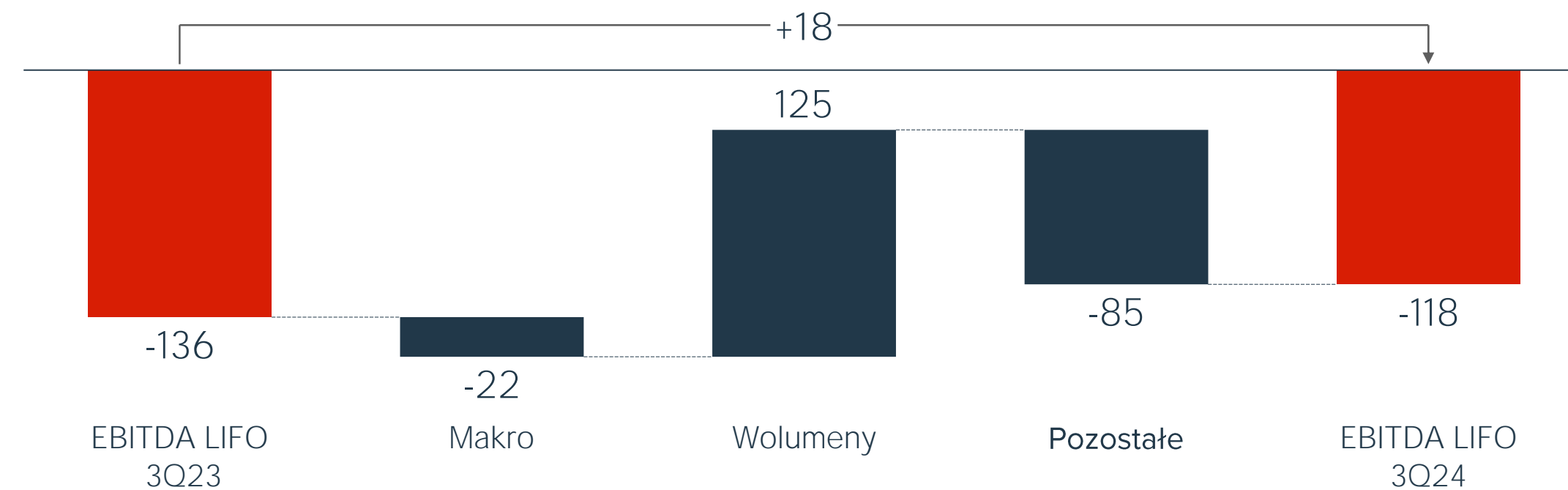
Wysoki przerób ropy (10,1 mt tj. 94% wykorzystania mocy).

- Polska – 5,9 mt tj. wzrost o 0,3 mt (r/r).
Wyższy przerób rafinerii w Płocku o 0,5 mt (r/r) w efekcie postojów instalacji w 3Q23. Niższy przerób rafinerii w Gdańsku o (-) 0,2 mt (r/r) w efekcie nieplanowanego postoju instalacji Hydrokrakingu oraz awarii kotłów parowych w elektrociepłowni.
- Czechy – 1,7 mt tj. spadek o (-) 0,3 mt (r/r) w efekcie wyłączenia rafinerii Litvinov na 3 tygodnie z powodu niewybuchu znalezionej na terenie zakładu oraz awarii elektrociepłowni (deficyt pary i wodoru).
- Litwa – 2,5 mt tj. **porównywalny przerób** (r/r).

Utrzymująca się presja rynkowa

EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



Makro (r/r) – ujemny wpływ **transakcji zabezpieczających**, umocnienia PLN wzg. EUR i **wyższych kosztów emisji CO₂** częściowo skompensowany dodatnim wpływem **wyższych marż petrochemicznych** i **niższych kosztów energii elektrycznej**.

Wolumeny (r/r) – dodatni efekt wolumenowy na skutek **wzrostu sprzedaży o 3%**.

Pozostałe (r/r) – ujemny wpływ **wyższych kosztów ogólnych** i **przeszacowania zapasów (NRV)**.

CAPEX

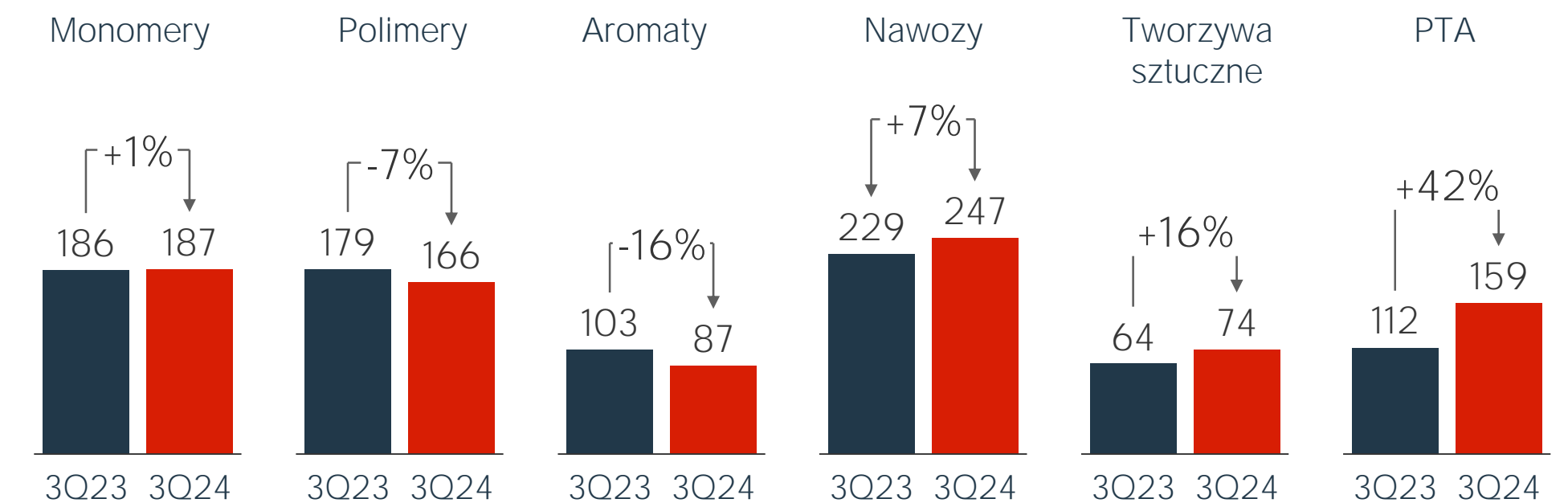
mld PLN



Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q23 0 mln PLN / 3Q24 (-) 922 mln PLN
Makro: marże 85 mln PLN, kurs (-) 21 mln PLN, hedging (-) 24 mln PLN, rezerwa CO₂ (-) 62 mln PLN

Wolumeny sprzedaży – podział na produkty

tys. t

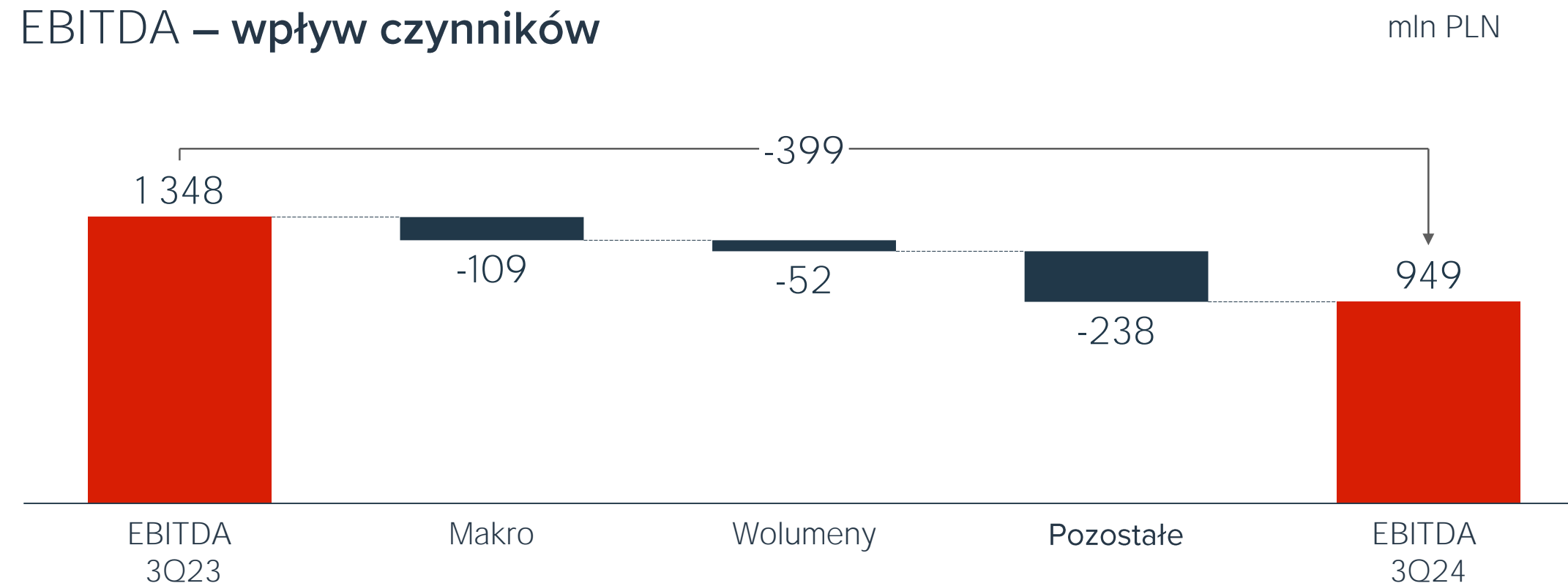


Bieżące otoczenie rynkowe

- Monomery – niższe notowania i spadająca sprzedaż w efekcie nieplanowanego postępu BOP.
- Polimery – rosnące notowania przy zmniejszającej się sprzedaży ze względu na trudną sytuację rynkową oraz nieplanowany postój w Unipetrol.
- Aromaty – niższe notowania benzenu przy stabilizującej się sprzedaży.
- Nawozy – aktualnie spadające ceny nawozów ze względu na rosnący import nawozów spoza UE.
- Tworzywa sztuczne – zmniejszający się popyt na PCW związany z trudną sytuacją makroekonomiczną (nadprodukcja w Europie oraz wysoki import wpływające negatywnie na ceny). Brak istotnego wpływu wprowadzonych w Europie ceł antydumpingowych na PCW z USA oraz Egiptu.
- PTA – brak dostępności kontenerów spowodowany kryzysem na Morzu Czerwonym skutkujący istotnym wzrostem kosztów transportu morskiego.

Wynik pod wpływem niższych marż i zdarzeń jednorazowych

EBITDA – wpływ czynników



Makro (r/r) – ujemny wpływ **niższych marż na sprzedaży energii elektrycznej** ograniczony częściowo dodatnim wpływem **rekompensat w wysokości 115 mln PLN**.

Wolumeny (r/r) – ujemny efekt wolumenowy na skutek **niższej sprzedaży energii**.

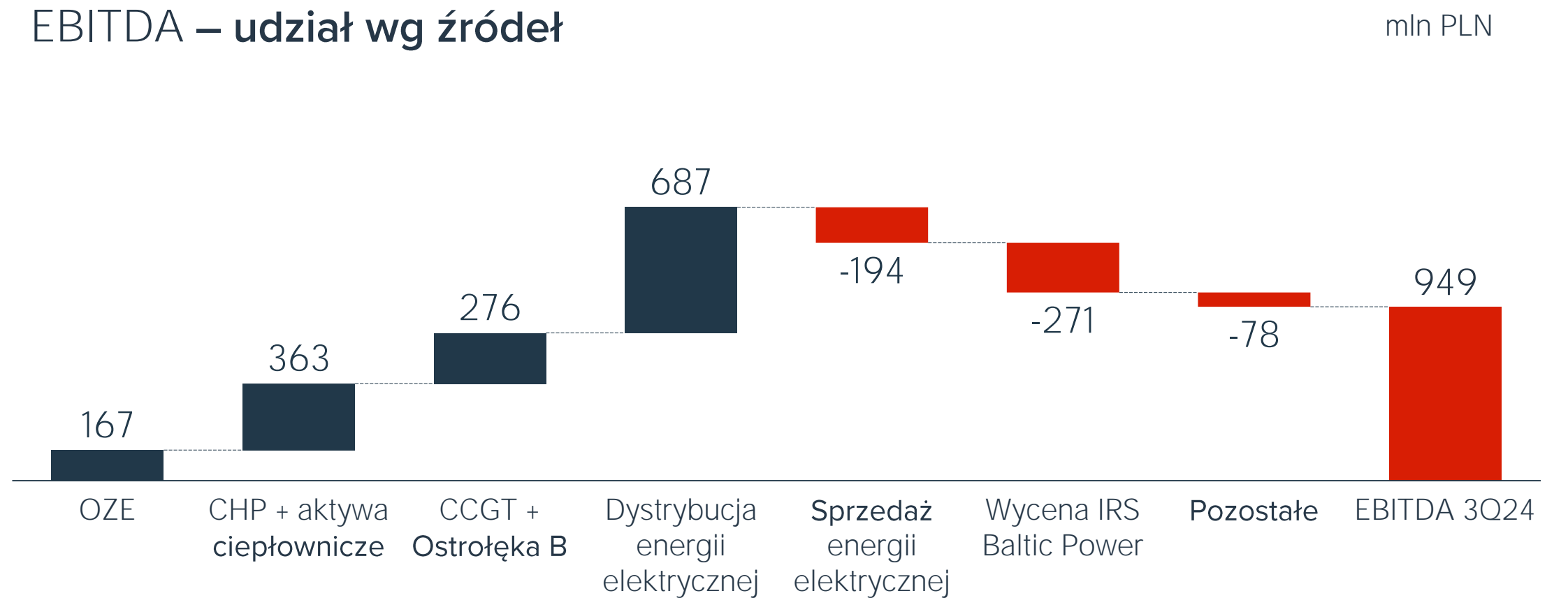
Pozostałe (r/r) – ujemny wpływ **zmiany wartości godziwej instrumentu IRS spółki Baltic Power** (-) 472 mln PLN (3Q24 (-) 271 mln PLN vs 3Q23 201 mln PLN) oraz **niższych marż handlowych** ograniczony dodatnim wpływem **braku odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny** w wysokości 422 mln PLN (3Q24 0 mln PLN vs 3Q23 (-) 422 mln PLN).

CAPEX



Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q23 (-) 4 mln PLN / 3Q24 (-) 35 mln PLN
Makro: marże (-) 99 mln PLN, kurs (-) 16 mln PLN, hedging 9 mln PLN, rezerwa CO₂ (-) 3 mln PLN

EBITDA – udział wg źródeł



Moc zainstalowana: 5,6 GWe (energia elektryczna) / 13,8 GWt (ciepło).
Produkcja: 3,4 TWh (energia elektryczna) / 13,0 PJ (ciepło).

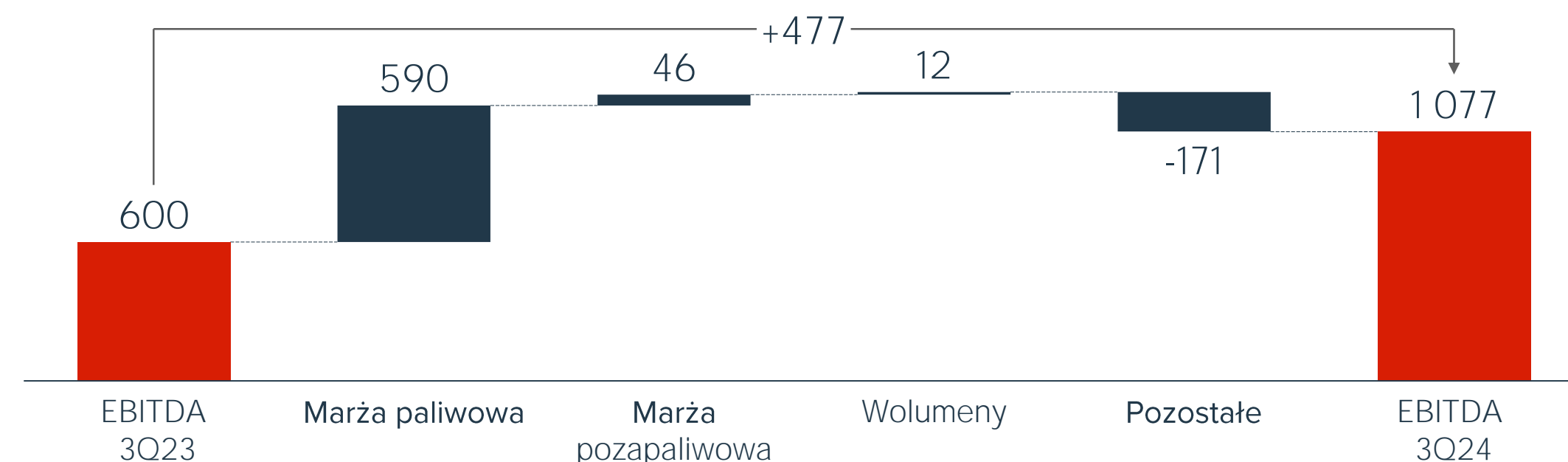
Energia elektryczna

- Wzrost produkcji o 9% (r/r) związany z ujęciem nowych farm wiatrowych w 2024 r., ograniczony niższą produkcją z aktywów kogeneracyjnych (CCGT Żerań – przedłużony planowany postój, mniejsze systemowe zapotrzebowanie na energię z Elektrowni Ostrołęka).
- Spadek sprzedaży poza Grupę o (-) 7% (r/r)** z uwagi zwiększenie sprzedaży wewnętrznej i mniejsze systemowe zapotrzebowanie na energię z Elektrowni Ostrołęka.
- Wzrost dystrybucji o 2% (r/r) w efekcie zwiększenia liczby PPE i jednoczesnego mniejszego zużycia energii elektrycznej przez odbiorców.

Normalizacja marży paliwowej (efekt niskich marż paliwowych w Polsce w 3Q23)

EBITDA – wpływ czynników

mIn PLN



Normalizacja marży paliwowej (r/r) na rynku polskim, czeskim i niemieckim przy porównywalnej marży na rynku litewskim.

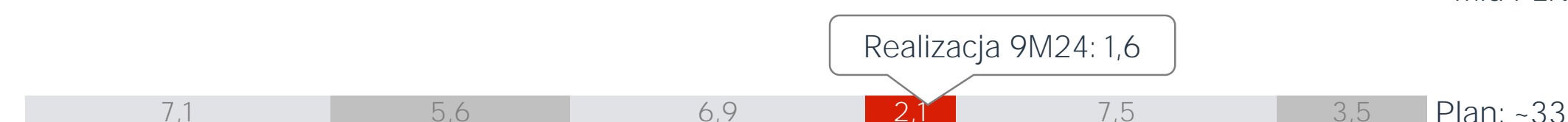
Wzrost marży pozapaliwowej (r/r) na rynku polskim przy porównywalnej marży na pozostałych rynkach.

Wzrost wolumenów sprzedaży o 8% (r/r) w efekcie wzrostu liczby stacji paliw.

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

CAPEX

mld PLN



Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q23 (-) 2 mln PLN / 3Q24 (-) 3 mln PLN

Liczba stacji i wolumenowe udziały rynkowe

Kraj	Liczba stacji	r/r	% rynku	r/r
Polska	1 935	20	36,3	2,2 pp
Niemcy	606	0	6,3	0,2 pp
Czechy	439	5	29,0	2,1 pp
Litwa	30	0	4,0	-0,1 pp
Słowacja	95	5	6,8	2,6 pp
Węgry	139	61	3,9	1,4 pp
Austria	267	267	9,4	9,4 pp

3 511 stacji paliw; wzrost o 358 (r/r), w tym głównie: w Austrii - zakup lokalnej sieci stacji paliw w 1Q24 oraz na Węgrzech - zakup stacji paliw od MOL w efekcie realizacji środków zaradczych w ramach przejścia Grupy Lotos.

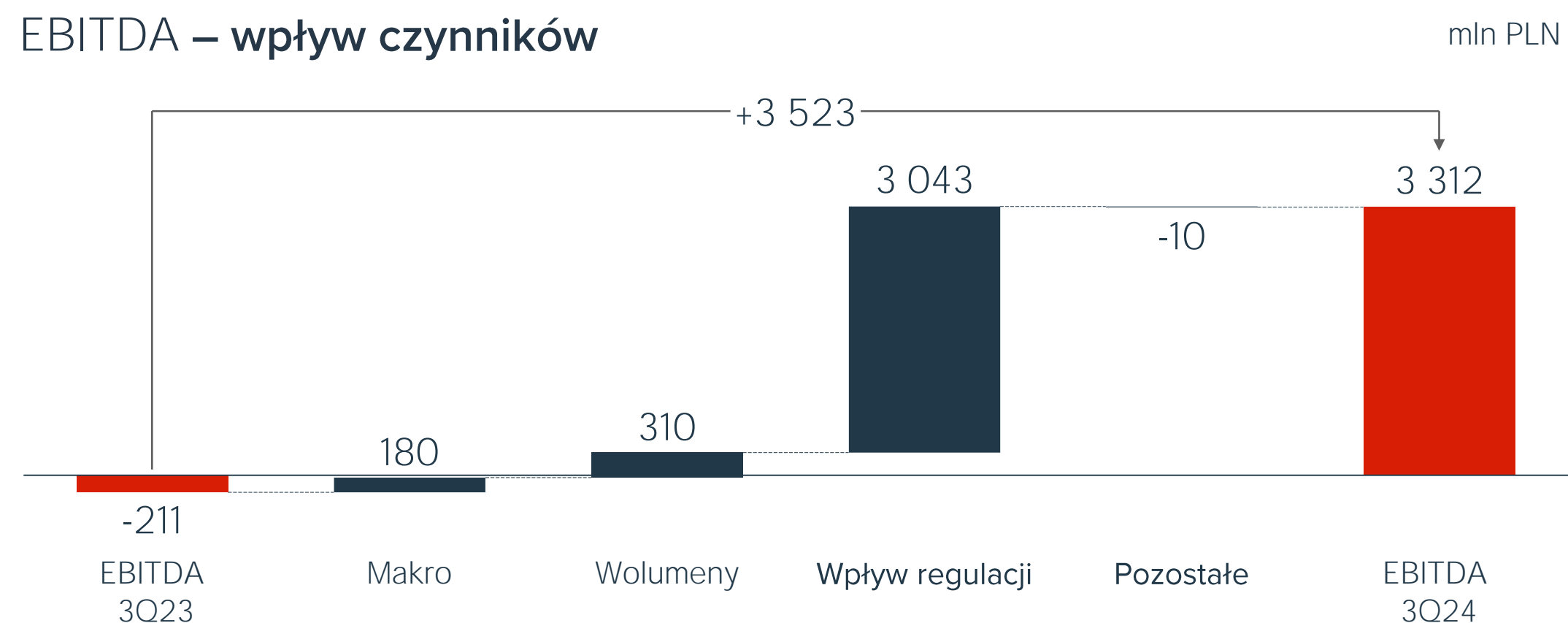
Wzrost udziałów (r/r) na wszystkich rynkach poza Litwą.

2 700 punktów sprzedaży pozapaliwowej; wzrost o 112 (r/r).

832 stacje alternatywnego tankowania; wzrost o 131 (r/r).

Normalizacja danych operacyjnych. Wzrost skali działalności w Norwegii

EBITDA – wpływ czynników



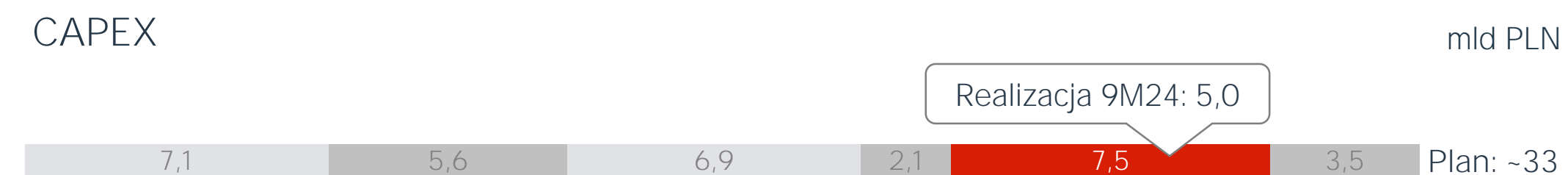
Makro (r/r) – wpływ wzrostu cen gazu o 2% i umocnienia PLN do USD, EUR i NOK.

Wolumeny (r/r) – wzrost średniej produkcji węglowodorów o 22%, w tym:

- wzrost średniej produkcji gazu o 24,7 tys. boe/d oraz średniej produkcji ropy i NGL o 9,7 tys. boe/d.
- wzrost produkcji w Norwegii o 30,2 tys. boe/d.

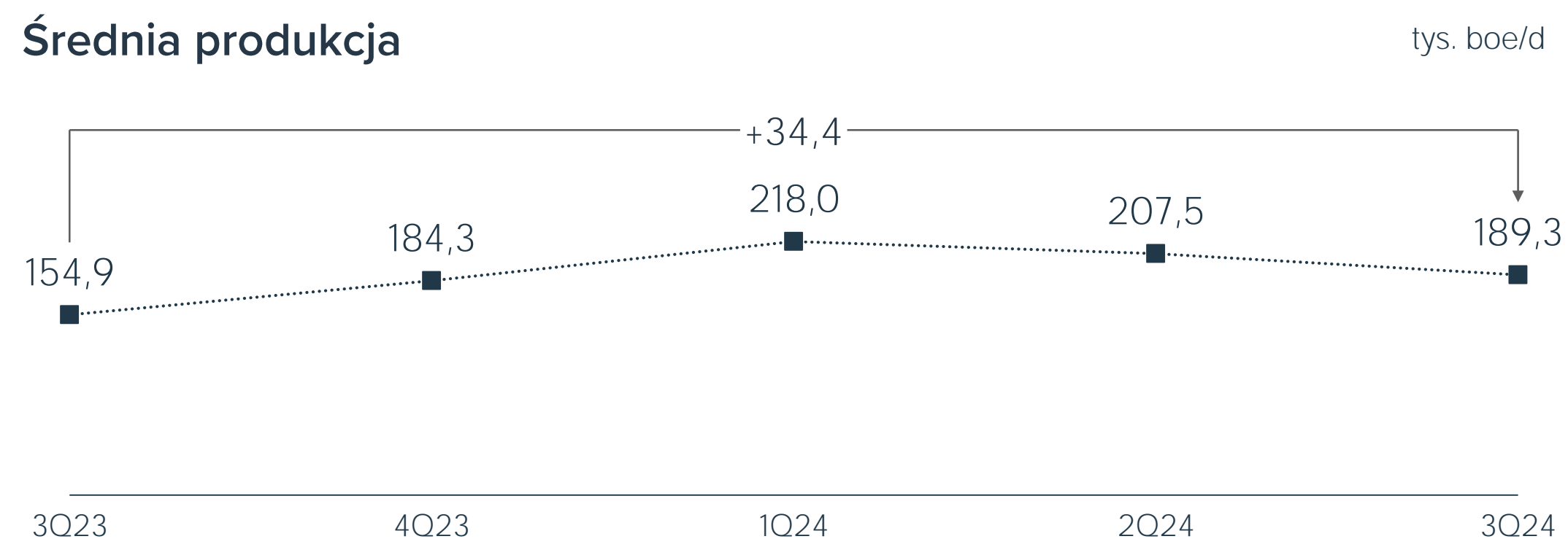
Wpływ regulacji (r/r) – brak odpisu gazowego w 3Q24. W 3Q23 odpis wyniósł (-) 3,0 mld PLN.

CAPEX

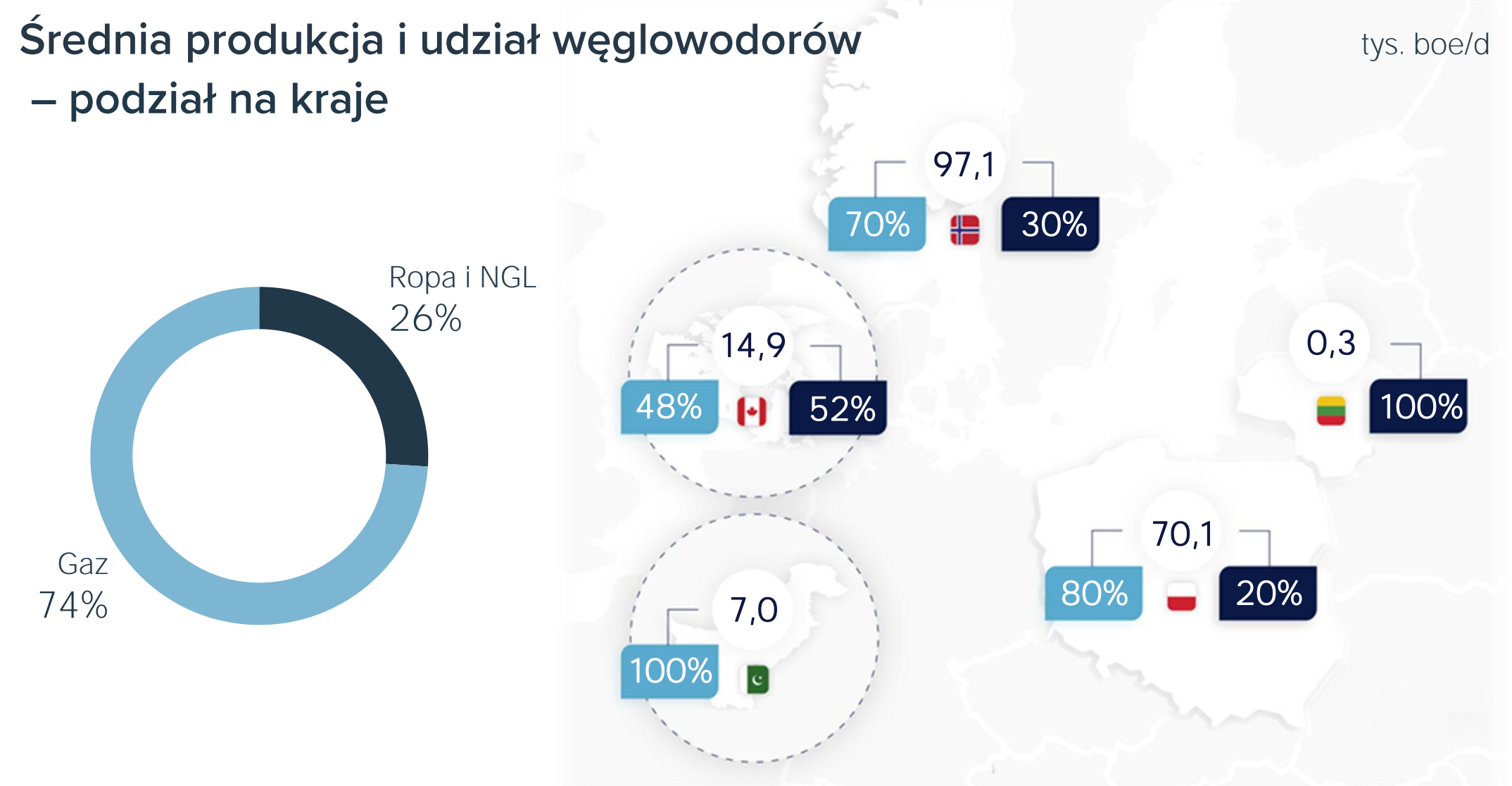


Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q23 (-) 14 mln PLN / 3Q24 (-) 181 mln PLN
 Makro: marże 275 mln PLN, kurs (-) 122 mln PLN, hedging 27 mln PLN, rezerwa CO₂ (-) 1 mln PLN

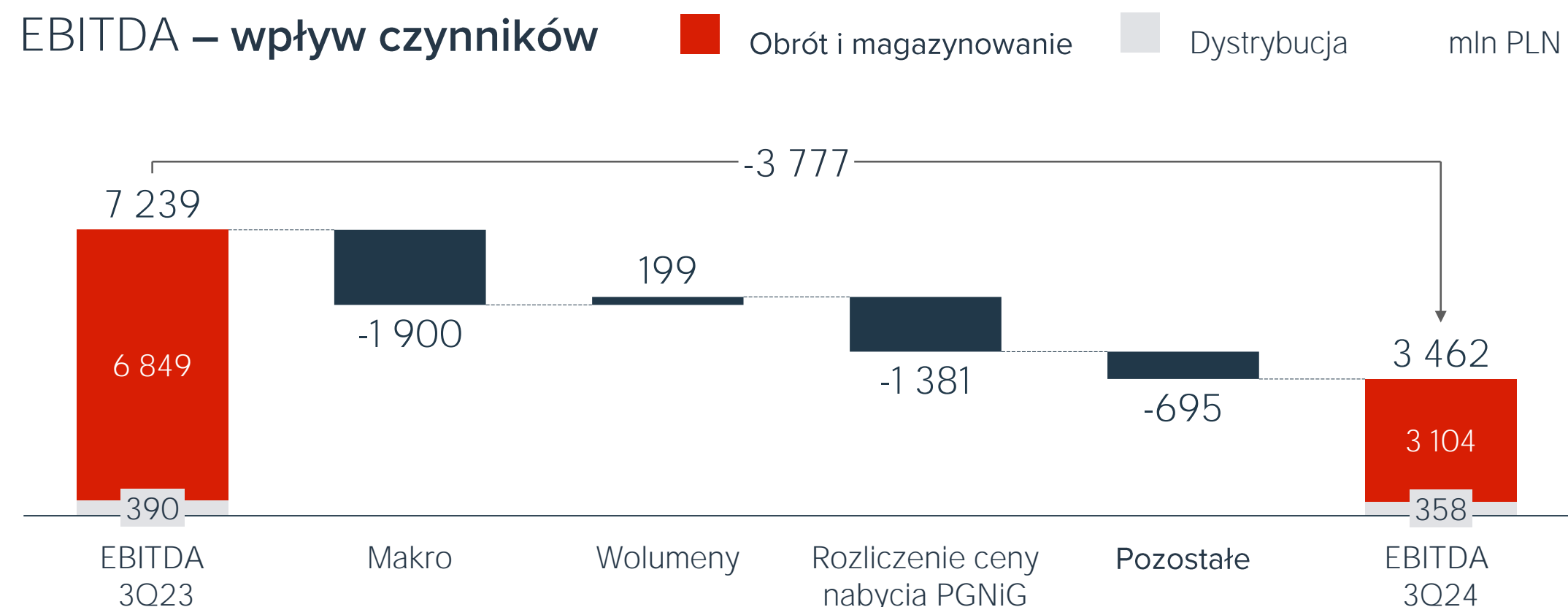
Średnia produkcja



Średnia produkcja i udział węglowodorów – podział na kraje



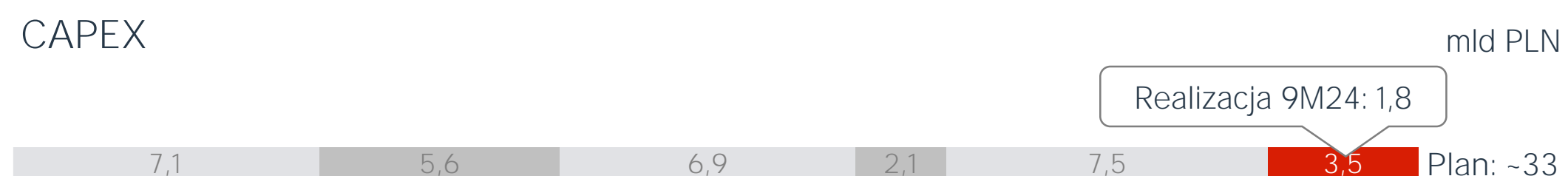
Wzrost wolumenu sprzedaży i normalizacja marż



Makro (r/r) – ujemny wpływ **niższych marż na sprzedaży** gazu wysokometanowego w porównaniu do 3Q23 oraz **transakcji zabezpieczających**.

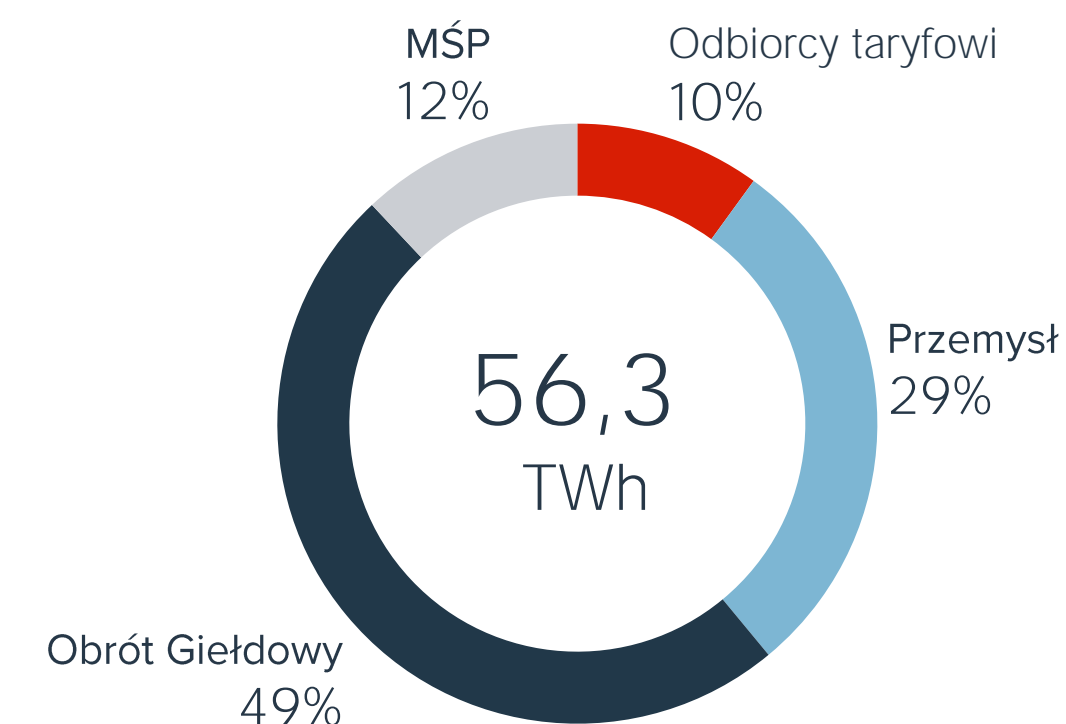
Wolumen (r/r) – dodatni wpływ **wyższej sprzedaży poza Grupę** ograniczony **niższymi** zrealizowanymi cenami.

Pozostałe (r/r) – głównie ujemny wpływ **niższych marż hurtowych na sprzedaży gazu** częściowo ograniczony **brakiem odpisu na Fundusz Wyłaty Różnicy Ceny z 3Q23** w wysokości 168 mln PLN (3Q24 0 mln PLN vs 3Q23 (-) 168 mln PLN).



Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q23 (-) 1 002 mln PLN / 3Q24 0 mln PLN
 Makro: marże (-) 1 576 mln PLN, kurs 277 mln PLN, hedging (-) 603 mln PLN, rezerwa CO₂ 3 mln PLN

Sprzedaż gazu wg grup odbiorców



Obróć i magazynowanie

- Spadek importu ogółem o (-) 11% (r/r). LNG stanowiło 51% dostarczonego wolumenu.
- Zapas magazynowy gazu (w Polsce i za granicą) na koniec kwartału wyniósł 25,8 TWh. Stan napełnienia magazynów w Polsce na koniec kwartału wyniósł 98%.

Dystrybucja

- Wzrost wolumenów dystrybucji gazu o 10% (r/r) w wyniku wyższego popytu wśród klientów detalicznych.

Rynek hurtowy

- Wzrost wolumenów sprzedaży gazu w kraju o 16% (r/r) głównie w efekcie wzrostu konsumpcji przemysłu przy niższych kosztach zakupu gazu.

Detal i MŚP

- Wzrost wolumenów sprzedaży gazu o 4% (r/r) m.in. w wyniku spadku temperatur w ostatnich tygodniach września.

Odpowiedzialna i długoterminowa perspektywa finansowania Grupy ORLEN

EBI

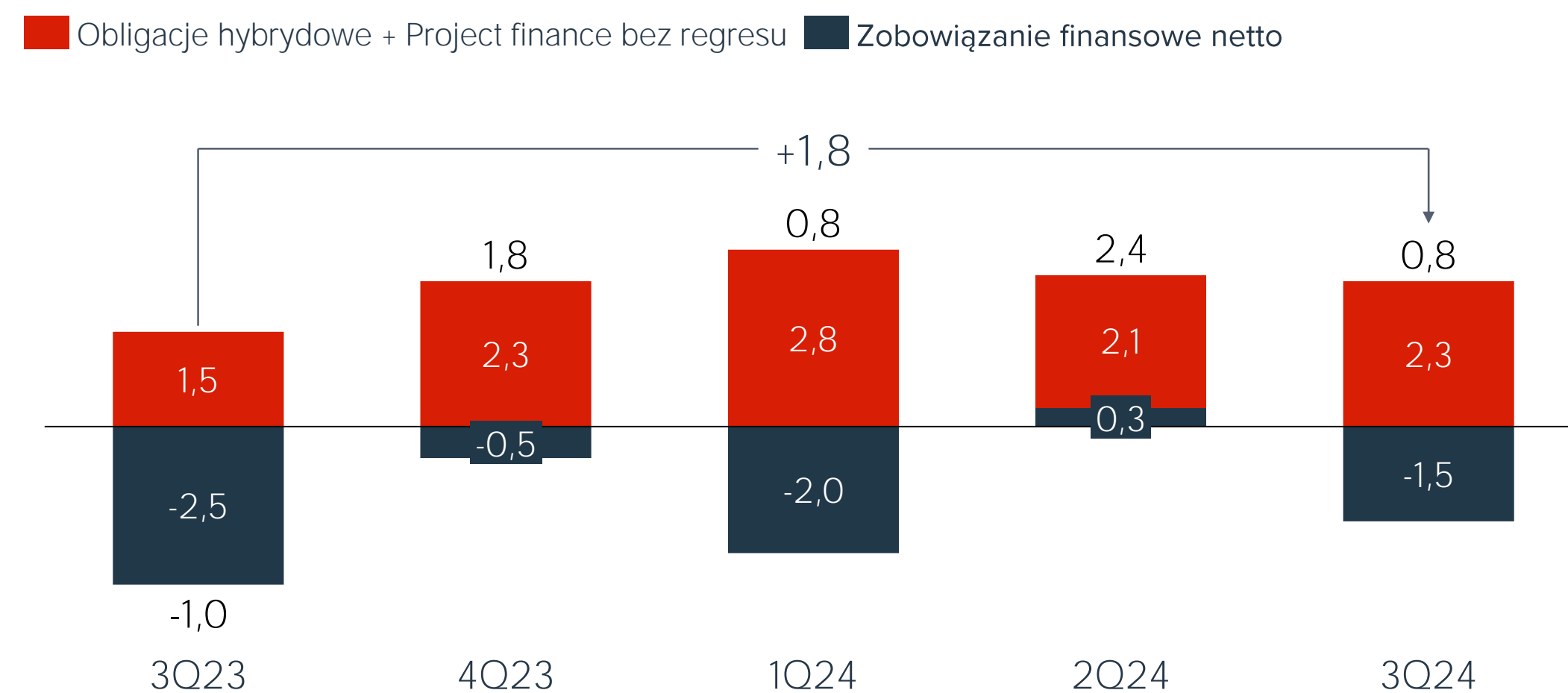
- Umowa zawarta z EBI na preferencyjnych warunkach względem banków komercyjnych.
- Przyznane finansowanie 3,5 mld PLN.
- Celem finansowania jest realizacja strategicznego programu inwestycyjnego w zakresie sieci dystrybucji energii.
- Finansowanie może być wykorzystane w transzach w ciągu 3 lat od daty podpisania umowy. Spłata zobowiązań nastąpi maksymalnie w ciągu 15 lat od ich uruchomienia.
- Wartość pierwszej podpisanej umowy wyniosła 900 mln PLN.

Odnawialny limit kredytowy (RCF)

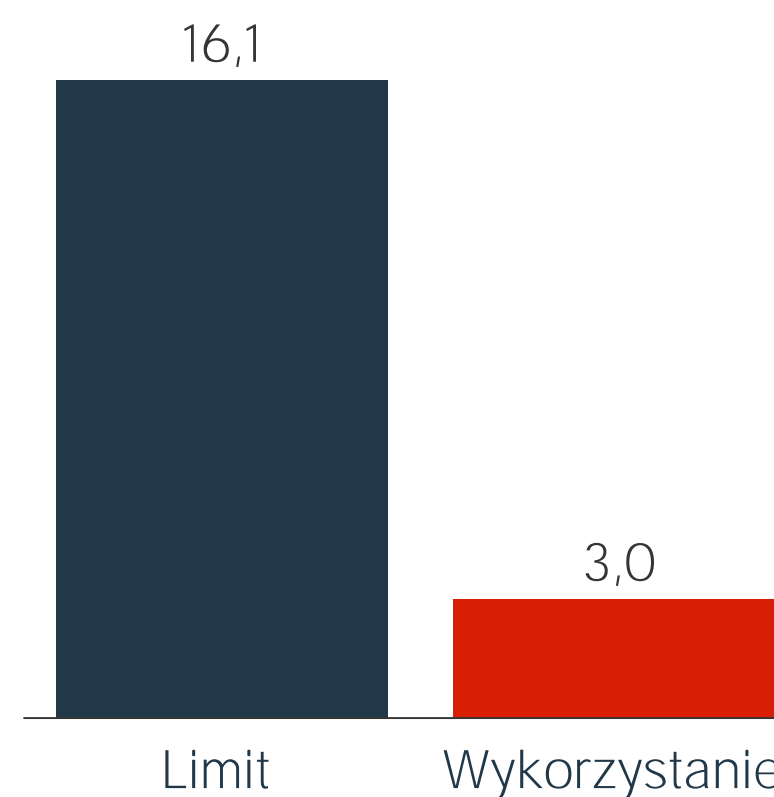
- Umowa kredytowa zawarta z konsorcjum 16 banków polskich i międzynarodowych.
- Przyznana kwota limitu kredytowego 2,0 mld EUR.
- Okres kredytowania 5 lat z możliwością dwukrotnego przedłużenia o rok (w formule 5+1+1).
- Instrument dwuwalutowy, dostępny w euro i dolarach.
- Obecnie limit kredytowy nie jest wykorzystywany.

Dług netto

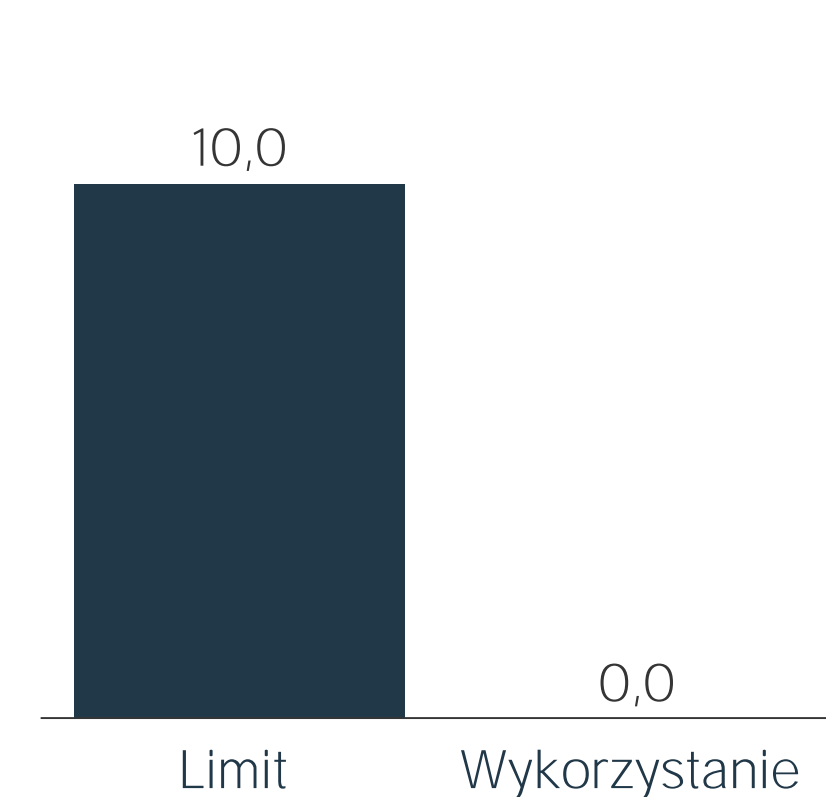
mld PLN



RCF na koniec 2023



RCF na koniec 3Q24



* Poziom dług netto przyjęty do obliczenia wskaźnika nie uwzględnia zadłużenia z tytułu project finance bez regresu i emisji obligacji hybrydowych

Perspektywy

01
Podsumowanie

02
Perspektywy

03
Slajdy pomocnicze

02



Niższe ceny surowców wspierające odbicie gospodarcze w regionie

Założenia otoczenia makro	2024	2023	r/r
Brent [USD/bbl] Prognozowany wzrostu światowego popytu na ropę	~ 81,0	82,6	⬇️
Gaz ziemny [PLN/MWh] Wysoka podaż w Europie	~ 160	202	⬇️
Marża rafineryjna [USD/bbl] Nowe moce rafineryjne pod koniec roku	~ 11,0	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%	⬆️

Segmenty	Outlook (4Q24 vs 4Q23)	
Rafineria	Wzrost marż handlowych ograniczony spadkiem marży rafineryjnej z dyferencjałem oraz spadkiem wolumenów sprzedaży	⬆️
Petrochemia	Utrzymujące się trudne otoczenie rynkowe	➡️
Energetyka	Poprawa otoczenia regulacyjnego	⬆️
Detal	Wzrost wolumenów sprzedaży ograniczony spadkiem marż paliwowych	➡️
Wydobycie	Brak ujemnego wpływu odpisu gazowego oraz wzrost wydobywania ograniczony niższymi cenami węglowodorów	⬆️
Gaz	Brak dodatniego wpływu rekompensat oraz mniejszy spread między ceną sprzedaży w kontraktach i zakupu gazu	⬇️
EBITDA LIFO		⬇️



Slajdy pomocnicze



01
Podsumowanie

02
Perspektywy

03
Slajdy pomocnicze

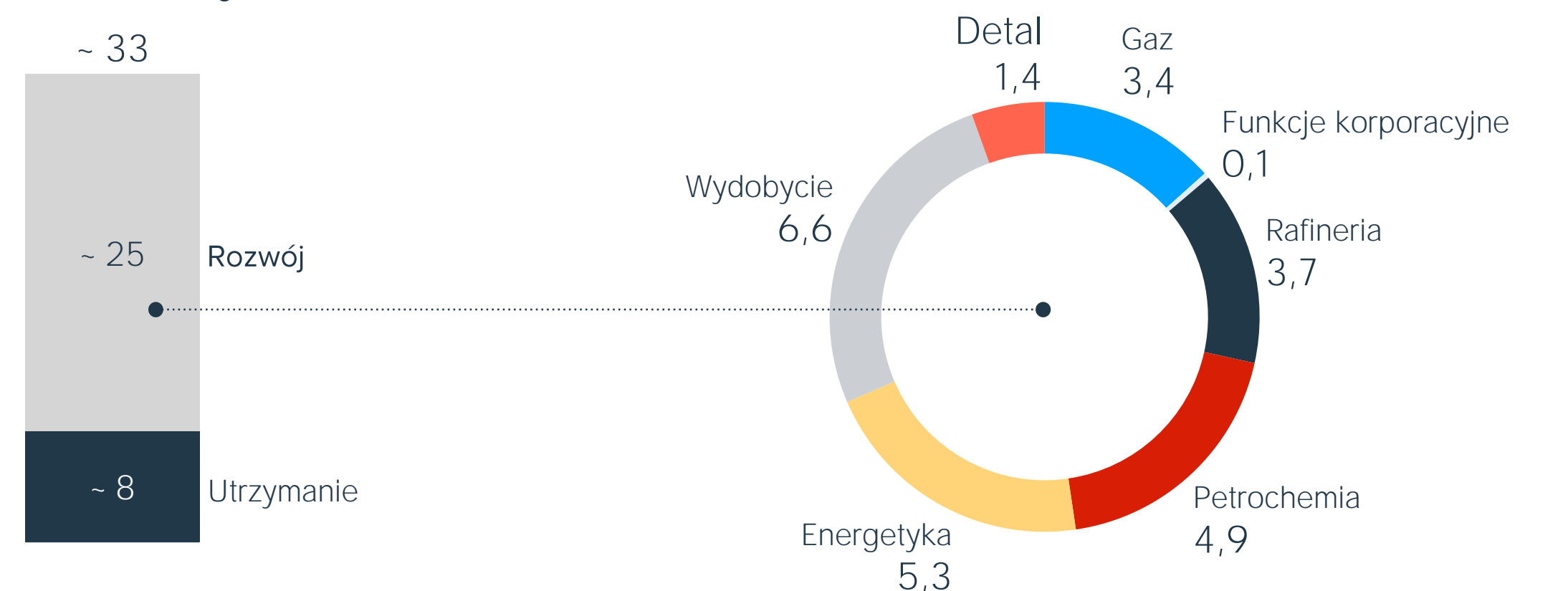


03

Nakłady inwestycyjne

Dalsza redukcja planowanych nakładów o ok. (-) 2,0 mld PLN do poziomu ok. 33 mld PLN. Łącznie CAPEX na 2024r. został zredukowany o ponad (-) 5,0 mld PLN względem planu.

Planowany CAPEX na 2024r.



Główne projekty rozwojowe w 2024r.

Rafineria

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

Petrochemia

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

Energetyka

- Modernizacja aktywów oraz przyłączenie nowych odbiorców do sieci
- 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

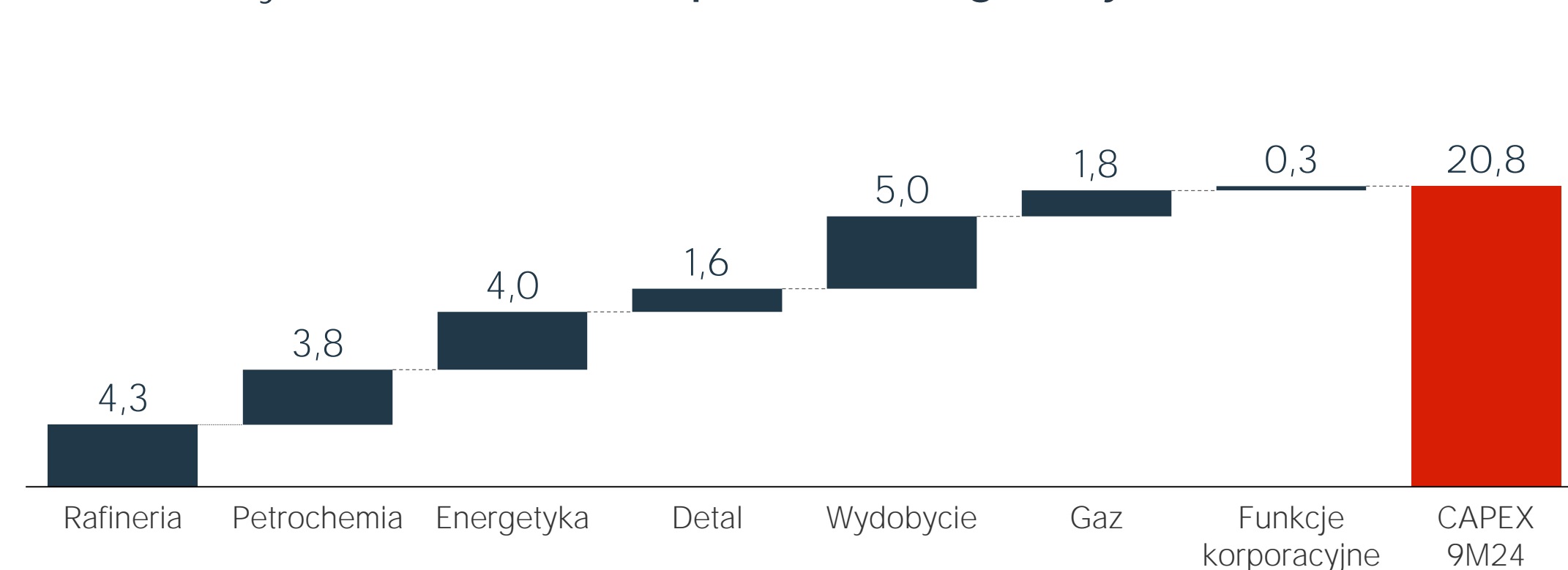
Wydobycie

- 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

Zrealizowany CAPEX za 9M24 – podział na segmenty



Zgodnie z MSSF16 nakłady inwestycyjne uwzględniają leasing

Otoczenie makro

Główne wskaźniki makro		3Q23	2Q24	3Q24	Δ (kw/kw)	Δ (r/r)	4Q24*	Δ (kw/kw)
Ropa Brent	USD/bbl	86,7	85,0	80,3	-6%	-7%	75,7	-6%
Modelowa marża rafineryjna ¹	USD/bbl	21,9	12,6	7,7	-39%	-65%	7,98	4%
Dyferencjał ²	USD/bbl	0,9	1,0	1,1	-10%	-22%	-0,5	-
Cena gazu ziemnego TTF month-ahead	PLN/MWh	152	137	153	12%	1%	174	14%
Cena gazu ziemnego TGEgasDA	PLN/MWh	169	152	172	13%	2%	198	15%
Cena energii elektrycznej TGeBase	PLN/MWh	504	397	435	10%	-14%	439	1%
Prawa do emisji CO ₂	EUR/t	84	68	67	-1%	-20%	64	-4%
Produkty rafineryjne⁴ – marża (crack) z notowań								
ON	USD/t	243	141	113	-20%	-53%	108	-4%
Benzyna	USD/t	325	269	193	-28%	-41%	173	-10%
Ciężki olej opałowy	USD/t	-138	-174	-166	-5%	20%	-96	-42%
Produkty petrochemiczne⁴ – marża (crack) z notowań								
Polietylen ⁵	EUR/t	353	478	474	-1%	34%	494	4%
Polipropylen ⁵	EUR/t	345	432	426	-1%	23%	442	4%
Etylen	EUR/t	547	641	668	4%	22%	664	-1%
Propylen	EUR/t	421	526	549	4%	30%	540	-2%
Paraksylen	EUR/t	419	412	397	-4%	-5%	304	-23%
Średnie kursy walut⁶								
USD/PLN	USD/PLN	4,14	4,00	3,9	-3%	-6%	3,95	1%
EUR/PLN	EUR/PLN	4,5	4,3	4,28	0%	-5%	4,31	1%

* Dane na dzień 31.10.2024

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	2Q24	3Q24	Δ (r/r)
Przychody	115 828	79 029	79 457	98 327	372 767	82 332	69 510	67 936	-11 521
EBITDA LIFO	19 944	10 934	10 258	13 574	60 312	8 384	5 104	8 808	-1 450
Efekt LIFO	-1 171	-384	1 283	-634	-899	64	33	-324	-1 607
EBITDA	18 773	10 550	11 541	12 940	59 413	8 448	5 137	8 484	-3 057
Amortyzacja	-3 822	-3 375	-3 401	-3 557	-14 200	-3 356	-3 502	-3 365	36
EBIT LIFO	16 122	7 559	6 857	10 017	46 112	5 028	1 602	5 443	-1 414
EBIT	14 951	7 175	8 140	9 383	45 213	5 092	1 635	5 119	-3 021
Wynik netto	9 731	6 019	4 556	7 269	20 727	2 798	26	188	-4 368

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q23 (-) 2 233 mln PLN / 2Q23 (-) 77 mln PLN / 3Q23 (-) 1 022 mln PLN / 4Q23 (-) 542 mln PLN / 12M23 (-) 17 157 mln PLN / 1Q24 (-) 718 mln PLN / 2Q24 (-) 521 mln PLN / 3Q24 (-) 3 524 mln PLN

EBITDA LIFO – podział na segmenty

mIn PLN	1Q23	2Q23	3Q23	4Q23	12M23	1Q24	2Q24	3Q24	Δ (r/r)
Rafineria, w tym:	5 485	2 536	1 866	594	8 971	2 272	2 622	520	-1 346
NRV	-59	-121	-70	96	-154	111	-18	-118	-48
Hedging	364	51	-803	363	-26	-345	61	65	868
Wycena kontraktów terminowych CO2	52	0	0	0	52	0	0	0	0
Wykorzystanie historycznych warstw zapasów	-539	-477	493	233	-290	28	101	-264	-757
Petrochemia, w tym:	98	-120	-136	-345	-492	4	-180	-118	18
NRV	-1	-16	17	-6	-6	6	10	-18	-35
Hedging	86	100	106	93	385	84	90	82	-24
Wycena kontraktów terminowych CO2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wykorzystanie historycznych warstw zapasów	3	20	5	32	60	-7	46	4	-1
Energetyka, w tym:	2 875	555	1 348	-799	3 885	2 427	1 967	949	-399
Hedging	38	11	6	7	62	2	-11	15	9
Wycena kontraktów terminowych CO2	11	0	0	0	11	0	0	0	0
Detal	233	662	600	633	2 132	511	893	1 077	477
Wydobycie, w tym:	2 270	-111	-211	578	2 155	-4 110	-3 941	3 312	3 523
Hedging	0	9	-12	6	3	-2	8	15	27
Gaz, w tym:	9 390	7 839	7 239	13 360	45 367	7 927	4 178	3 462	-3 777
Hedging	115	995	953	8 730	10 793	1 406	450	350	-603
Wycena kontraktów terminowych CO2	60	7	-1	23	89	0	0	0	1
Funkcje korporacyjne	-399	-438	-431	-458	-1 702	-644	-456	-394	37
Wyłączenia	-8	11	-17	11	-4	-3	21	0	17
EBITDA LIFO, w tym:	19 944	10 934	10 258	13 574	60 312	8 384	5 104	8 808	-1 450
NRV	-60	-137	-53	90	-159	117	-8	-136	-83
Hedging	603	1 166	250	9 199	11 217	1 145	598	527	277
Wycena kontraktów terminowych CO2	123	7	-1	23	152	0	0	0	1
Wykorzystanie historycznych warstw zapasów	-536	-457	498	265	-230	21	147	-260	-758

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q23 (-) 2 233 mln PLN / 2Q23 (-) 77 mln PLN / 3Q23 (-) 1 022 mln PLN / 4Q23 (-) 542 mln PLN / 12M23 (-) 17 157 mln PLN / 1Q24 (-) 718 mln PLN / 2Q24 (-) 521 mln PLN / 3Q24 (-) 3 524 mln PLN

Wyniki – podział na spółki

mIn PLN	ORLEN	ORLEN Lietuva	ORLEN Unipetrol	Grupa ENERGA	Pozostałe	Grupa ORLEN
Przychody	47 953	6 503	7 004	5 223	1 253	67 936
EBITDA LIFO	5 838	-171	56	654	2 431	8 808
Efekt LIFO	-280	62	-103	-	-3	-324
EBITDA	5 558	-109	-47	654	2 428	8 484
Amortyzacja	1 082	17	272	313	1 681	3 365
EBIT	4 476	-126	-319	341	747	5 119
EBIT LIFO	4 756	-188	-216	341	750	5 443
Wynik netto	985	-2 541	-264	82	1 926	188

ORLEN Lietuva – zmniejszenie EBITDA LIFO o (-) 996 mln PLN (r/r) w efekcie niższych marż (cracków) na lekkich i średnich destylatach oraz ciężkim oleju opałowym, ujemnego wpływu (r/r) wykorzystania historycznych warstw zapasów i odpisów na zapasach NRV częściowo skompensowanych pozytywnym wpływem (r/r) transakcji zabezpieczających.

ORLEN Unipetrol - niższa EBITDA LIFO o (-) 132 mln PLN (r/r) w efekcie obniżenia marż na lekkich i średnich destylatach. Dodatkowo ujemny wpływ (r/r) wykorzystania historycznych warstw zapasów i spadek (r/r) wolumenów sprzedaży w segmencie rafineryjnym i petrochemicznym przy wyższych (r/r) wolumenach w detalu. Pozytywny wpływ wyższych (r/r) marż na produktach petrochemicznych, marż handlowych i transakcji zabezpieczających.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość majątku: 3Q24 (-) 3 524 mln PLN

Grupa ENERGA – spadek EBITDA o (-) 70 mln PLN (r/r) w efekcie niższych marż na sprzedaży energii elektrycznej oraz niższej (r/r) produkcji energii w elektrowni Ostrołęka. Powyższe ujemne efekty zostały częściowo skompensowane pozytywnym wpływem (r/r) wyższych marż na dystrybucji energii, niższych (r/r) kosztów strat sieciowych i emisji CO2 oraz brakiem odpisu na FWRC z 3Q23 w wysokości 176 mln PLN.

Pozostałe – obejmują głównie wyniki PGNiG Upstream Norway w kwocie 1 774 mln PLN (wzrost (r/r) o 478 mln PLN w efekcie ujęcia wyników spółki KUFPEC), wyniki Grupy Polska Spółka Gazownictwa w wysokości 358 mln PLN (spadek wyniku (r/r) o (-) 32 mln PLN) i PGNiG Obrót Detaliczny w kwocie 295 mln PLN (wzrost (r/r) o 755 mln PLN - wpływ (r/r) rozliczenia składników majątku na dzień przejęcia (PPA) w kwocie 1 616 mln PLN częściowo ograniczony ujemnym wpływem marż i zużyciu własnych na gazie).

Dane produkcyjne rafinerii Grupy ORLEN

Grupa ORLEN	3Q23	2Q24	3Q24	Δ (r/r)	Δ (kw/kw)	9M23	9M24	Δ (r/r)
Przerób ropy naftowej (tys.t)	10 048	9 356	10 052	0%	7%	29 057	28 957	0%
Wykorzystanie mocy przerobowych	94%	88%	94%	0 pp	6 pp	91%	91%	0 pp
ORLEN S.A. ¹								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	5 538	5 637	5 882	6%	4%	16 303	17 114	5%
Wykorzystanie mocy przerobowych	93%	96%	98%	5 pp	2 pp	92%	96%	4 pp
Uzysk paliw ⁴	85%	87%	91%	6 pp	4 pp	84%	89%	5 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	31%	32%	31%	0 pp	-1 pp	30%	31%	1 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	54%	55%	60%	6 pp	5 pp	54%	58%	4 pp
ORLEN Unipetrol ²								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	2 000	1 076	1 667	-17%	55%	5 661	4 579	-19%
Wykorzystanie mocy przerobowych	91%	50%	76%	-15 pp	26 pp	87%	70%	-17 pp
Uzysk paliw ⁴	82%	88%	83%	1 pp	-5 pp	79%	84%	4 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	36%	43%	36%	0 pp	-7 pp	35%	38%	3 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	46%	45%	47%	1 pp	2 pp	44%	46%	1 pp
ORLEN Lietuva ³								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	2 445	2 552	2 445	0%	-4%	6 851	7 032	3%
Wykorzystanie mocy przerobowych	95%	101%	95%	0 pp	-6 pp	90%	92%	2 pp
Uzysk paliw ⁴	79%	79%	77%	-2 pp	-2 pp	78%	78%	0 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	36%	34%	35%	-1 pp	1 pp	34%	35%	1 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	43%	45%	42%	-1 pp	-3 pp	44%	43%	-1 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.

