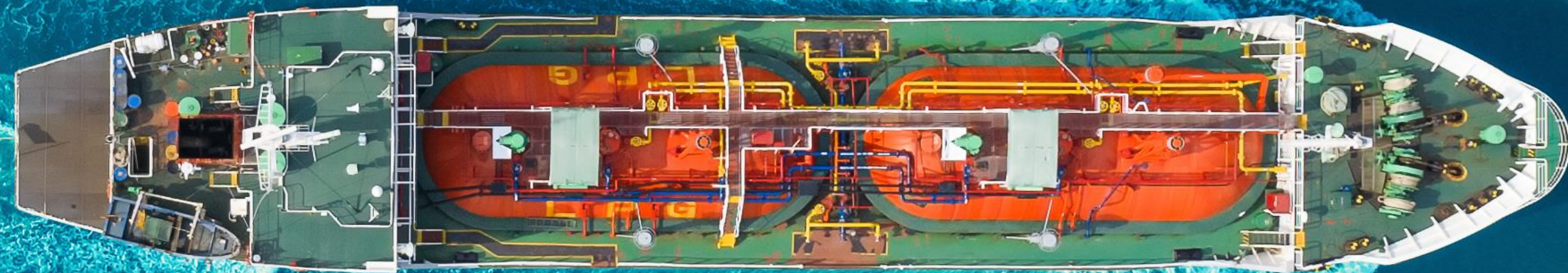


Skonsolidowane wyniki finansowe Grupy ORLEN 2 kwartał 2024



Warszawa, 21 sierpnia 2024r.

Podsumowanie



01
Podsumowanie

02
Perspektywy

03
Slajdy pomocnicze

01





Solidne wyniki operacyjne w cieniu regulacji i otoczenia makro

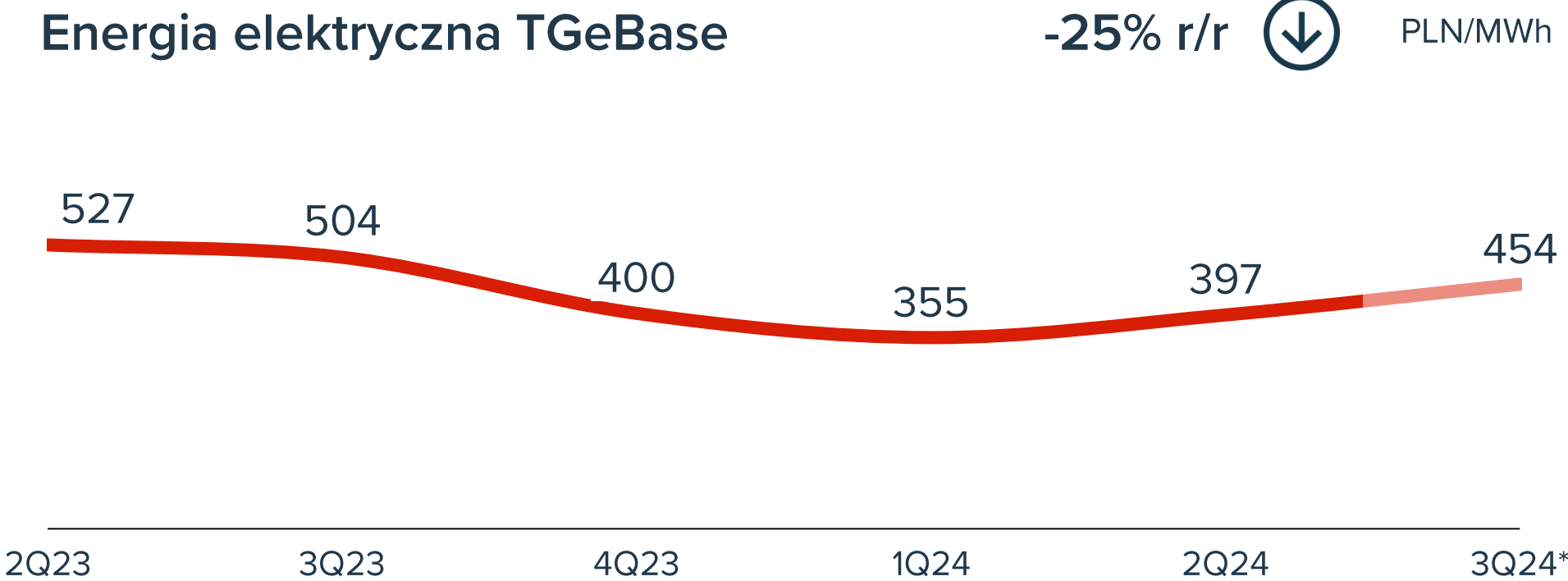
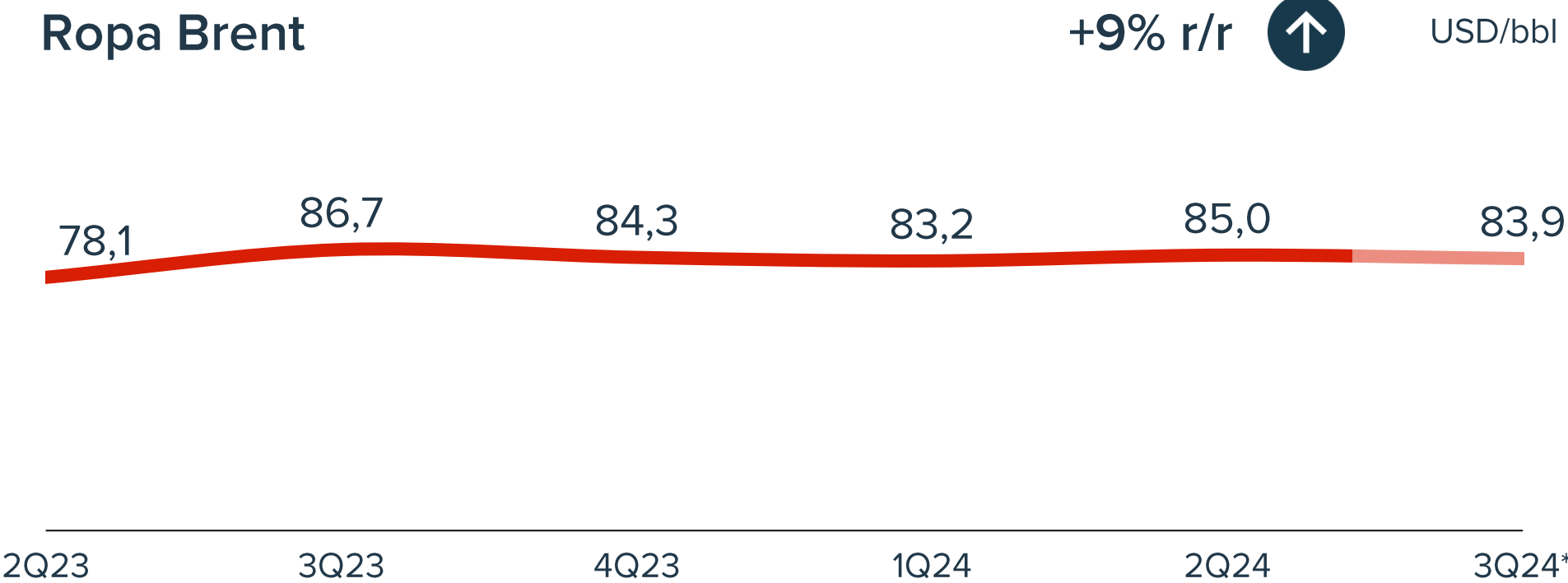
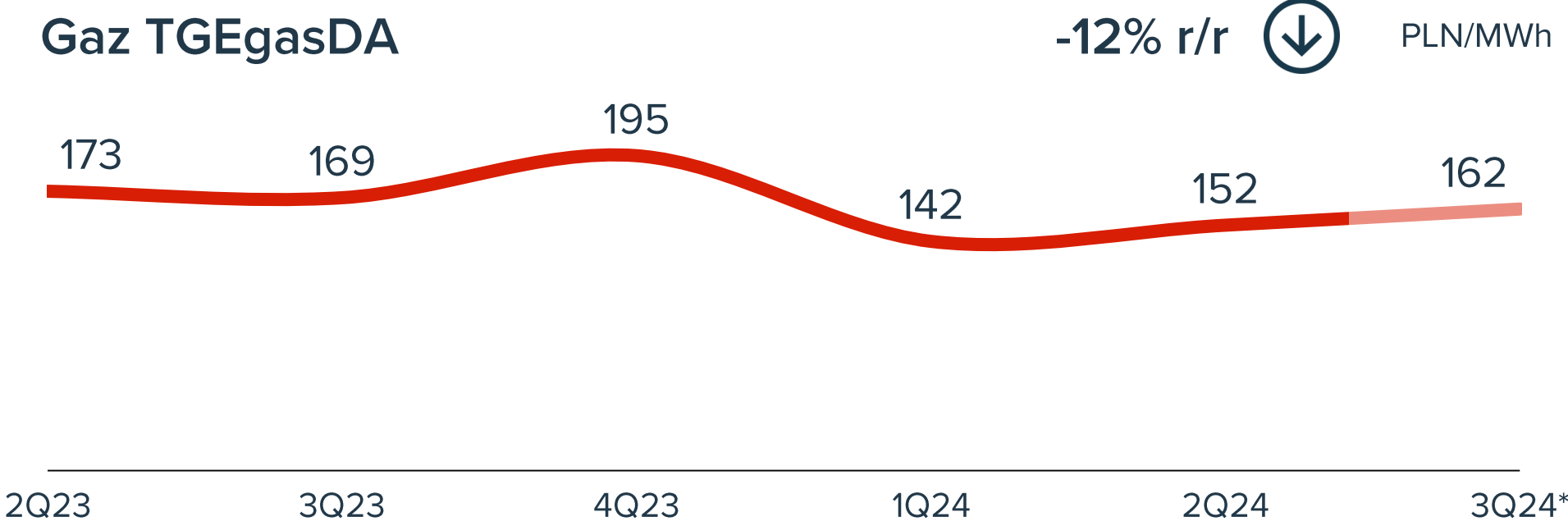
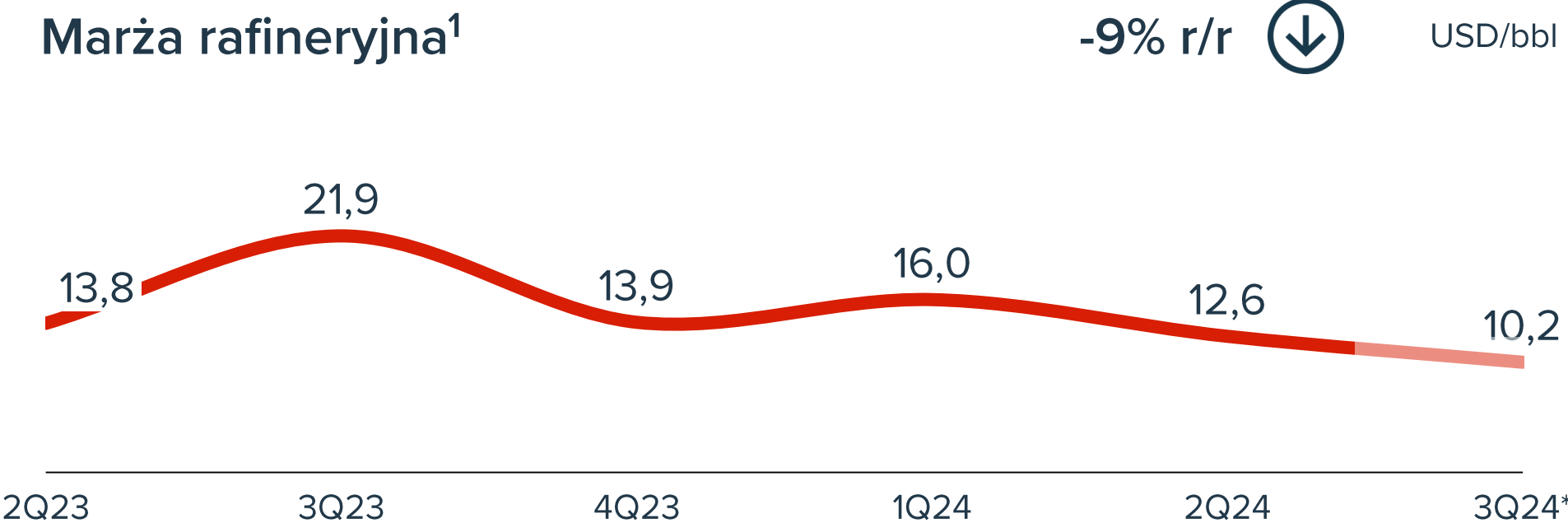
mld PLN	2Q24	2Q23	(r/r)	1Q24
Przychody	69,5	79,0	⬇️	82,3
EBITDA LIFO	5,0	10,9	⬇️	8,4
EBITDA LIFO z wyłączeniem efektu regulacji	11,3	10,4	⬆️	12,6
Przepływy z działalności operacyjnej	6,0	7,1	⬇️	11,7
Nakłady inwestycyjne	7,6	7,3	⬆️	6,4
Wolne przepływy pieniężne	-2,6	3,6	⬇️	2,0
Dług netto/EBITDA	0,07x	-0,22x	⬆️	-0,01x

- Niższe przychody (r/r) w efekcie spadku notowań cen gazu na giełdach energii.
- EBITDA LIFO z wyłączeniem efektu regulacji wyższa (r/r) głównie dzięki wzrostowi wolumenów sprzedaży i niższym kosztom CO₂.
- Niższe przepływy operacyjne głównie związane z odpisem gazowym oraz odbudową zapasów.

- Wpływ regulacji**
- Odpis gazowy (-) **7,7 mld PLN** w 2Q24 oraz (-) 15,4 mld PLN w 1H24.
 - Rekompensaty **1,4 mld PLN** w 2Q24 oraz 4,9 mld PLN w 1H24.
- Dywidenda**
- Zatwierdzenie dywidendy na poziomie **4,15 PLN / akcję**

Wynik operacyjny przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych w wysokości (-) 0,5 mld PLN

Otoczenie makro wpłynęło na wyniki operacyjne okresu

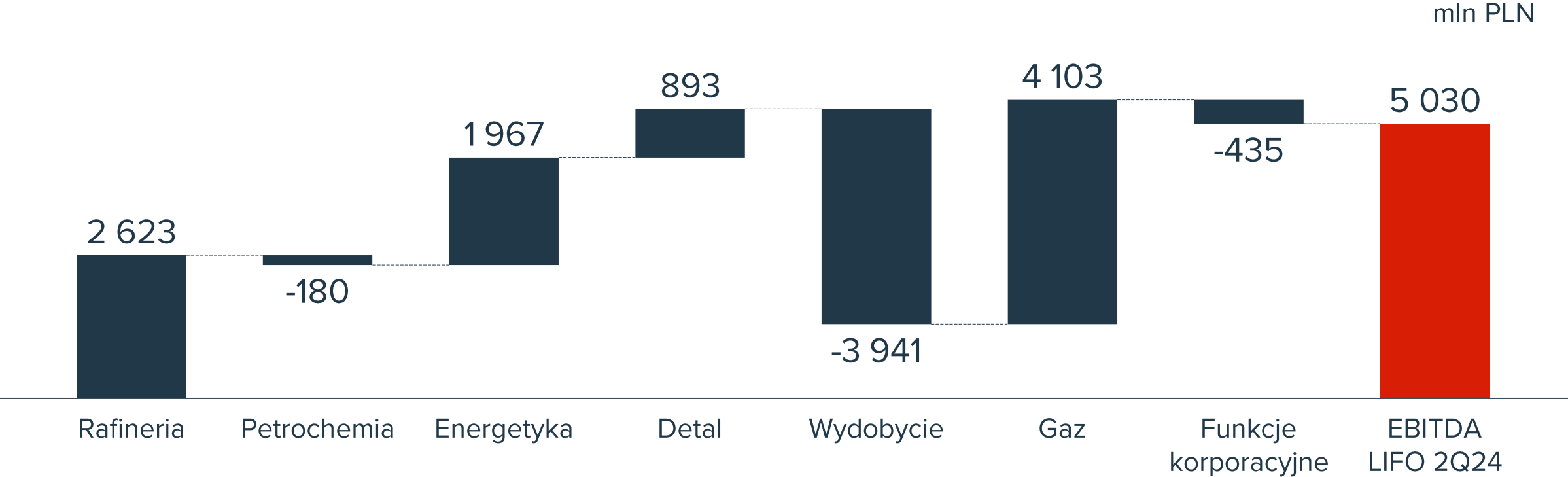


* Dane na dzień 09.08.2024
1) Modelowa marża rafineryjna = przychody (33% Benzyna + 48% Diesel + 13% Ciężki olej opałowy) - koszty (98% ropa Brent + 2% gaz ziemny). Notowania rynkowe spot.

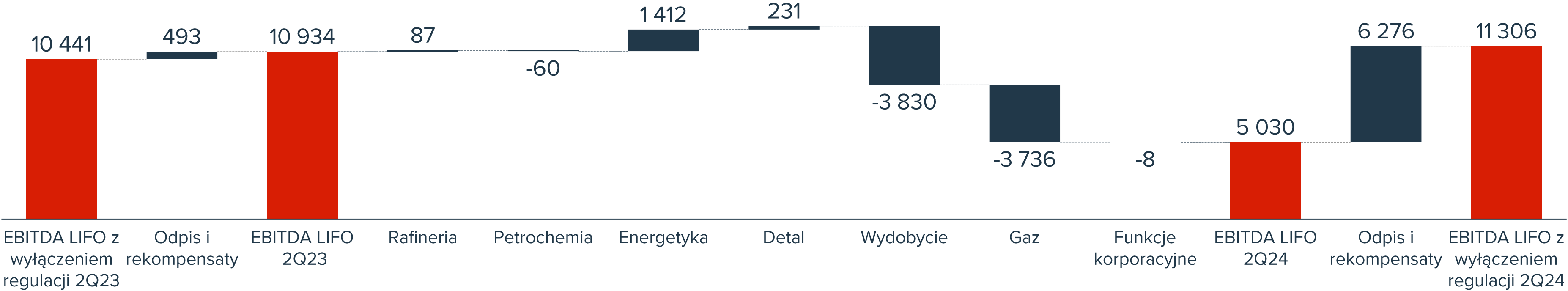


Regulacje (odpis gazowy i rekompensaty) wpłynęły negatywnie na wyniki finansowe

Wyniki segmentów



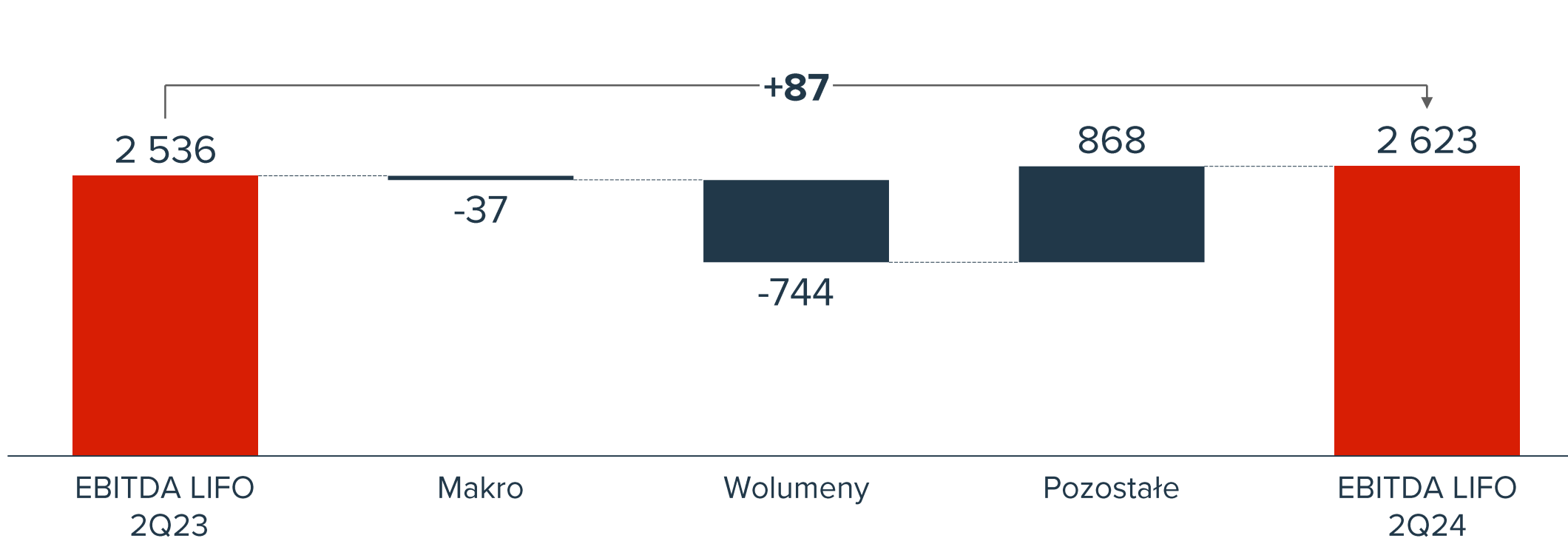
Zmiana wyników (r/r)



Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 2Q23 (-) 77 mIn PLN / 2Q24 (-) 521 mIn PLN

Wysokie wykorzystanie mocy rafinerii

EBITDA LIFO – wpływ czynników



Makro (r/r) – ujemny wpływ **niższych marż rafineryjnych, niższego dyferencjału oraz umocnienia PLN wzg. USD** ograniczony dodatnim wpływem **niższych kosztów emisji CO₂**.

Wolumeny (r/r) – ujemny efekt wolumenowy na skutek **spadku sprzedaży o (-) 2%**, głównie w rezultacie postoju rafinerii Litvinov.

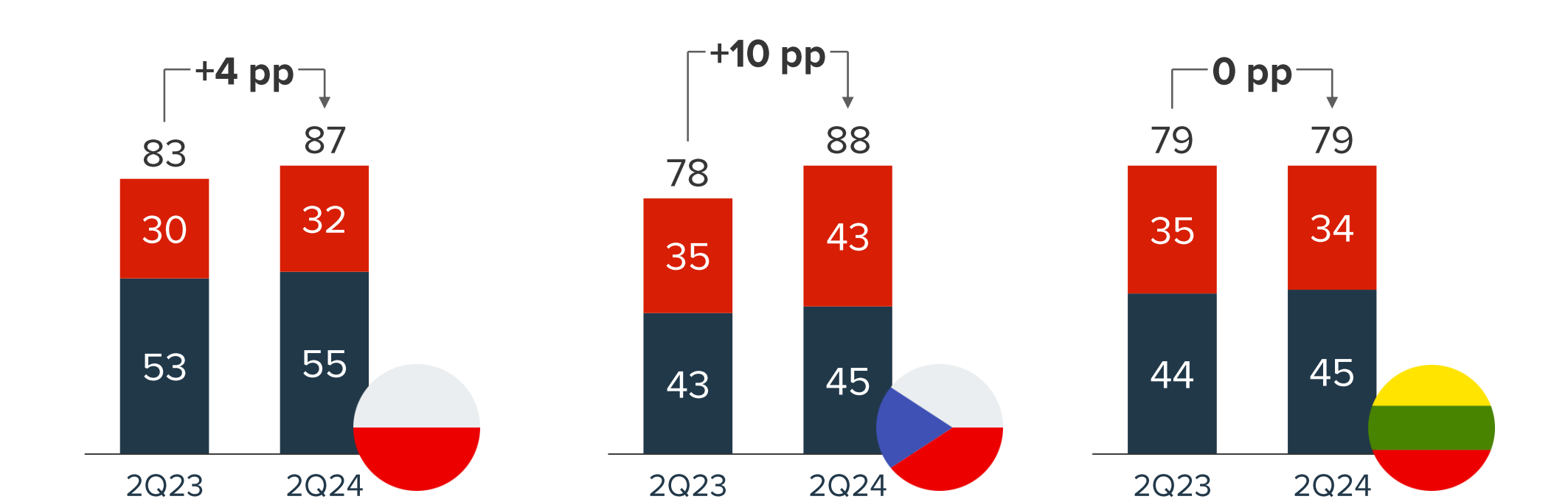
Pozostałe (r/r) – dodatni wpływ **otrzymanego częściowego odszkodowania w wysokości 443 mln PLN** (postój instalacji HOG z 2022r.), **wykorzystania historycznych warstw zapasów oraz odwrócenia odpisów na zapasach NRV** ograniczony ujemnym wpływem **niższych marż handlowych oraz wyższymi kosztami ogólnymi i kosztami pracy**.

CAPEX



Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 2Q23 (-) 17 mln PLN / 2Q24 (-) 5 mln PLN
Makro: marże 11 mln PLN, dyferencjał (-) 33 mln PLN, kurs (-) 141 mln PLN, hedging 10 mln PLN, wycena kontraktów terminowych CO₂ 0 mln PLN, rezerwa CO₂ 116 mln PLN

Uzysk paliw

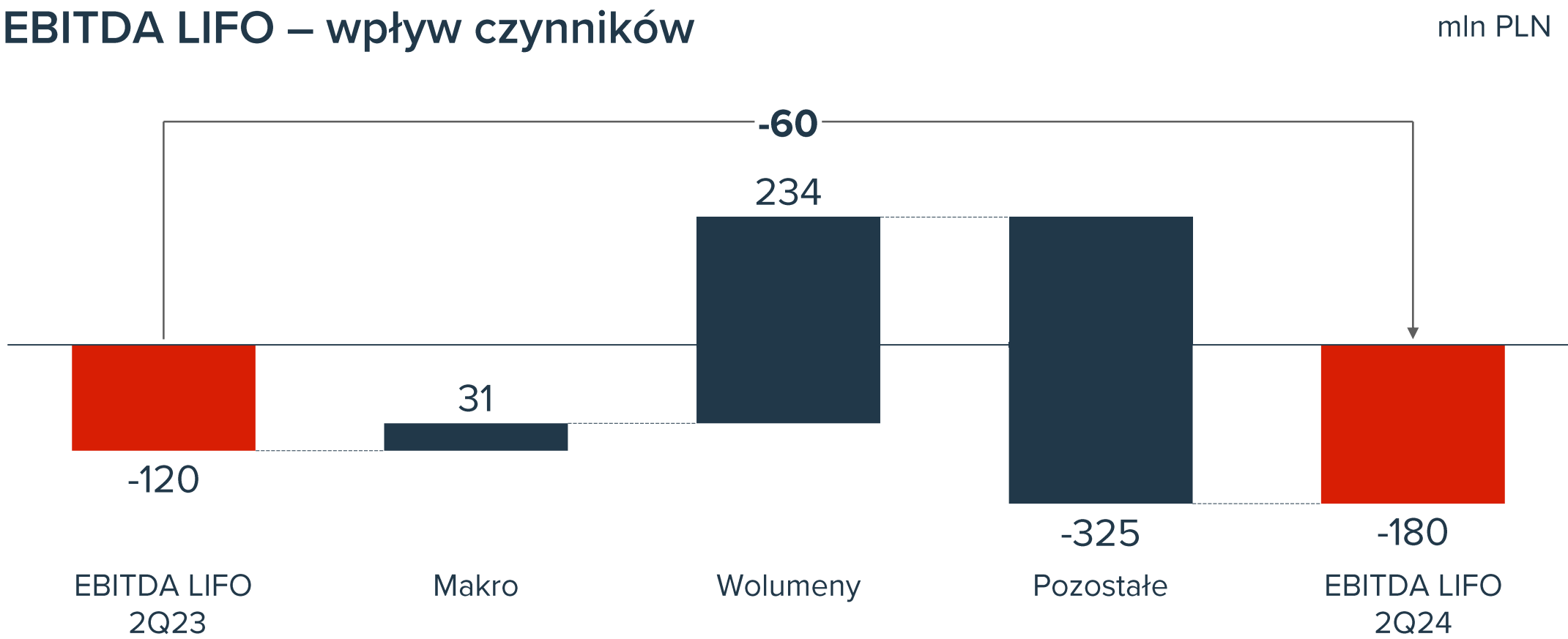


Wzrost uzysku paliw w Polsce i Czechach w efekcie niższego udziału zasiarczonych rop w strukturze przerobu przy porównywalnym uzysku paliw na Litwie.

Wysoki poziom przerobu ropy (9,4 mt tj. 88% wykorzystania mocy).

- **Polska** – 5,6 mt tj. **wzrost o 0,3 mt (r/r)**.
Wyższy przerób rafinerii w Płocku o 0,5 mt (r/r).
Niższy przerób rafinerii w Gdańsku o (-) 0,2 mt (r/r).
- **Czechy** – 1,1 mt tj. **spadek o (-) 0,8 mt (r/r)** w efekcie realizacji cyklicznego postoju rafinerii Litvinov przy jednoczesnej maksymalizacji przerobu rafinerii w Kralupach.
- **Litwa** – 2,6 mt tj. **wzrost o 0,3 mt (r/r)**.

Utrzymująca się presja rynkowa



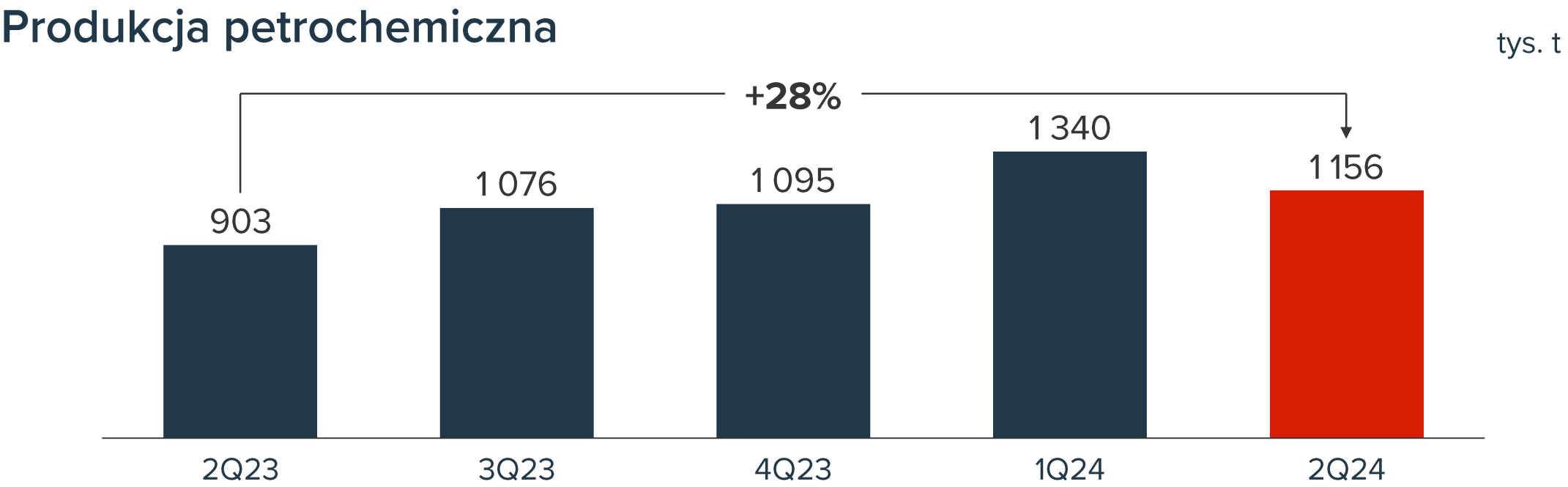
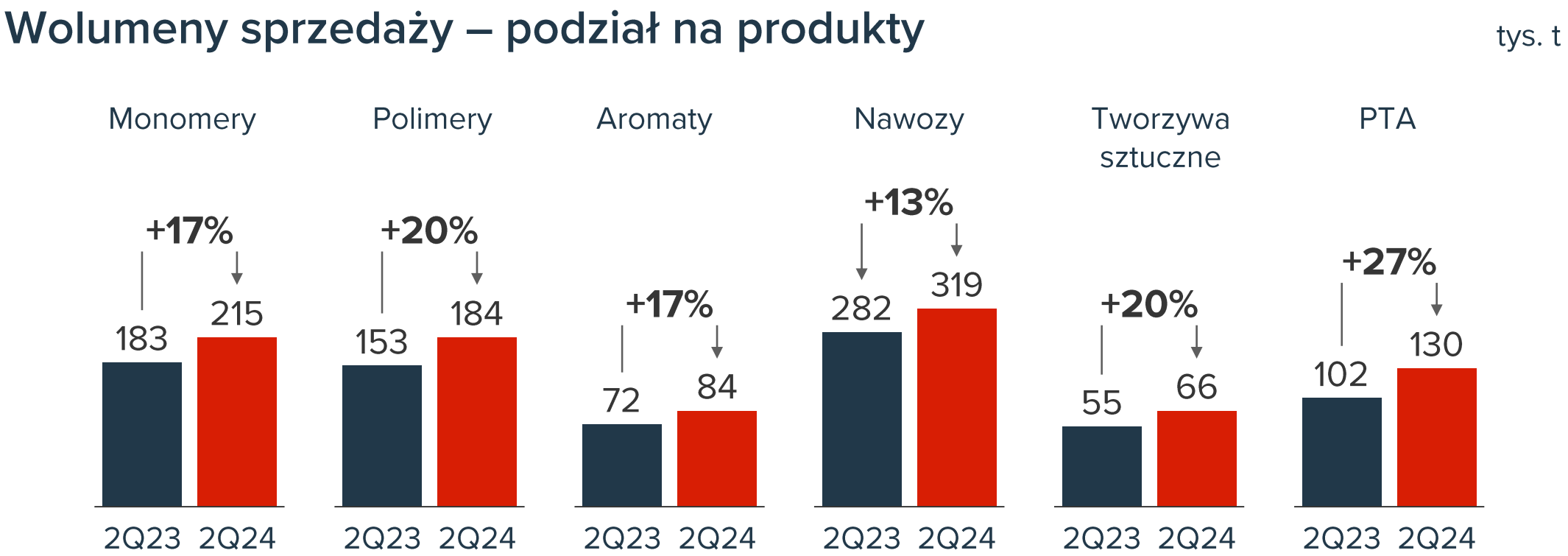
Makro (r/r) – dodatni wpływ **niższych kosztów zużyć własnych** (gazu i energii elektrycznej w Anwil) ograniczony ujemnym wpływem **niższych marż petrochemicznych** na wszystkich produktach oraz **umocnienia PLN względem EUR**.

Wolumeny (r/r) – dodatni efekt wolumenowy na skutek **wzrostu sprzedaży o 8%** (wzrost sprzedaży wszystkich produktów petrochemicznych).

Pozostałe (r/r) – ujemny wpływ **niższych marż handlowych** skompensowany dodatnim wpływem **wykorzystania historycznych warstw zapasów**.



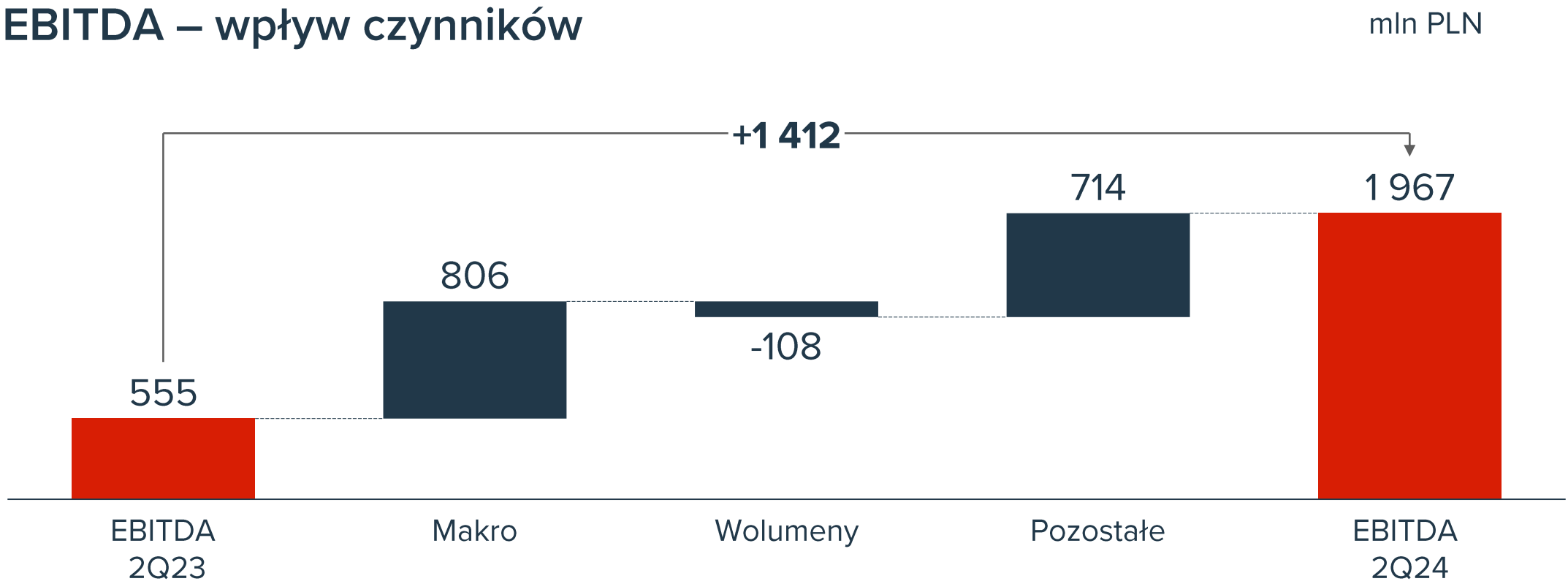
Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 2Q23 (-) 3 mln PLN / 2Q24 (-) 460 mln PLN
Makro: marże 42 mln PLN, kurs (-) 33 mln PLN, hedging (-) 10 mln PLN, wycena kontraktów terminowych CO₂ 0 mln PLN, rezerwa CO₂ 32 mln PLN



Wzrost produkcji petrochemicznej o 28% (r/r) w efekcie poprawy warunków rynkowych oraz mniejszego zakresu postojów remontowych w porównaniu do 2Q23.

Wynik potwierdzający zasadność strategicznego rozwoju Grupy w kierunku energetyki

EBITDA – wpływ czynników

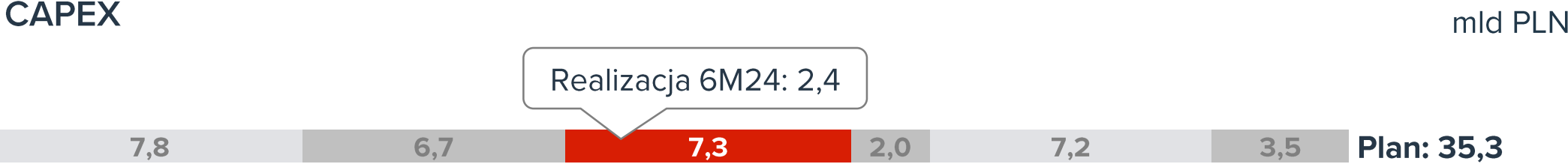


Makro (r/r) – dodatni wpływ **wyższych marż na dystrybucji i sprzedaży energii** oraz **niższych kosztów emisji CO₂**.

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

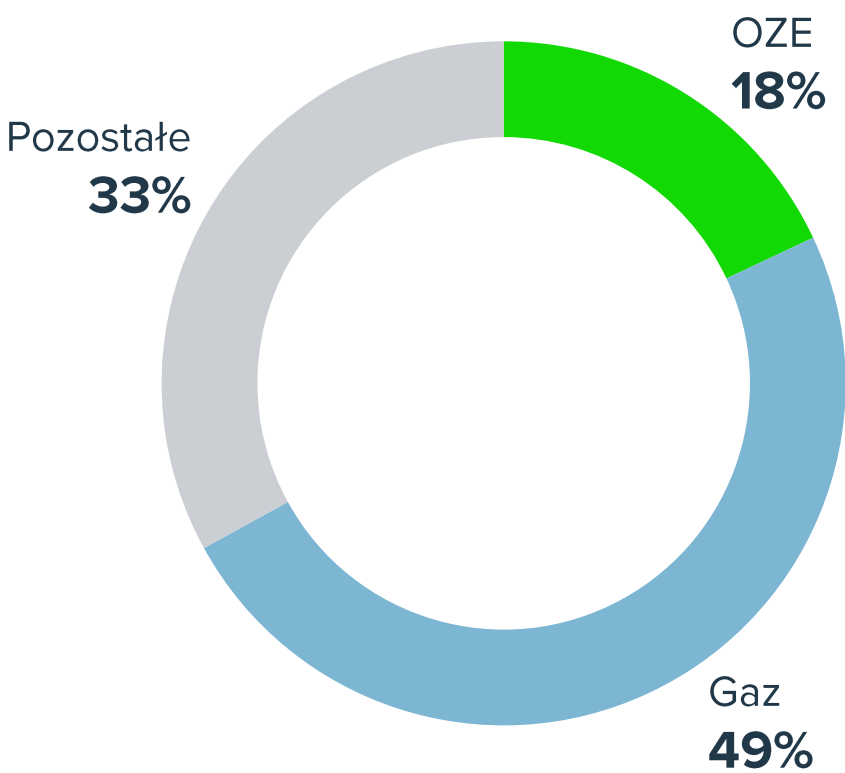
Pozostałe (r/r) – dodatni wpływ **braku odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny z 2Q23** w wysokości 528 mln PLN oraz **zmiany wartości godziwej instrumentu IRS spółki Baltic Power** konsolidowanej metodą praw własności w wysokości 232 mln PLN.

CAPEX



Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 2Q23 (-) 3 mln PLN / 2Q24 (-) 4 mln PLN
Makro: marże 583 mln PLN, kurs (-) 17 mln PLN, hedging (-) 22 mln PLN, wycena kontraktów terminowych CO₂ 0 mln PLN, rezerwa CO₂ 262 mln PLN

Produkcja energii elektrycznej – źródła wytwarzania



Moc zainstalowana: 5,6 GWe (energia elektryczna) / 13,8 GWt (ciepło).
Produkcja: 3,0 TWh (energia elektryczna) / 16,0 PJ (ciepło).

Energia elektryczna

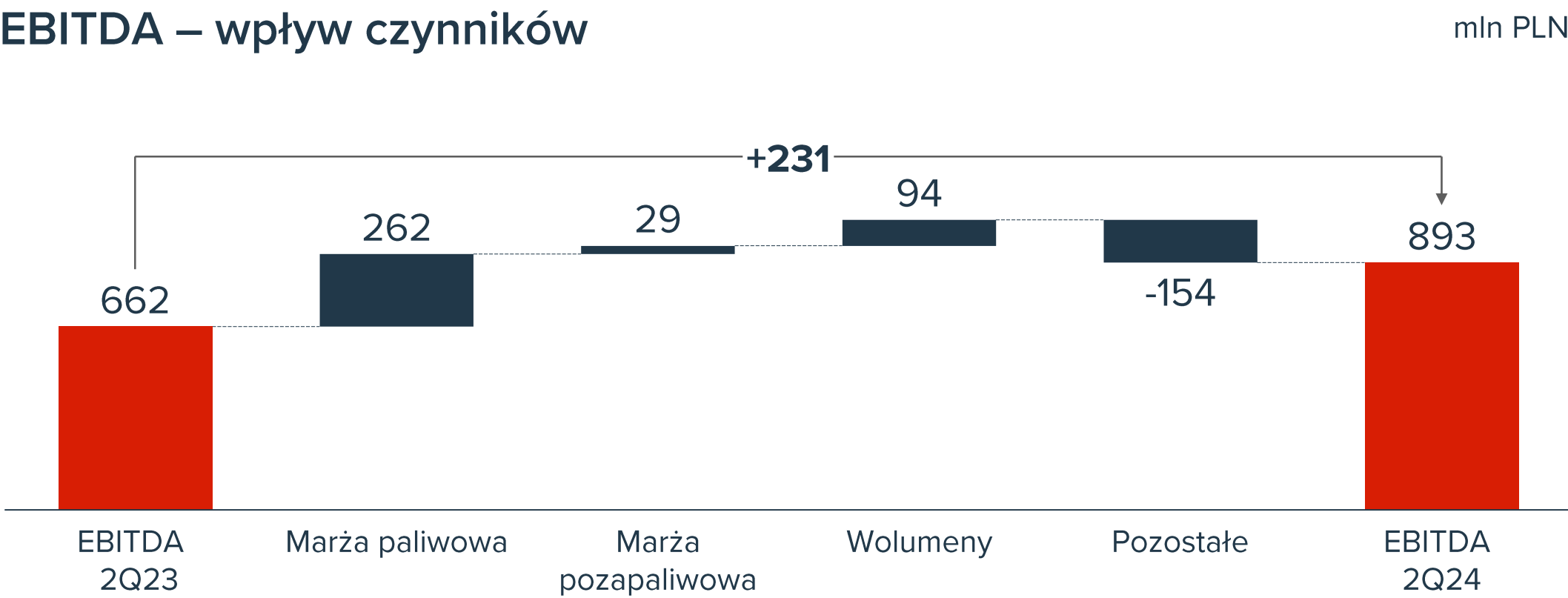
- **Spadek produkcji o (-) 17% (r/r)** m.in. z aktywów kogeneracyjnych (CCGT Płock – planowany postój maj/czerwiec, Elektrownia Ostrołęka) ograniczony ujęciem nowych farm wiatrowych w 2024r.
- **Spadek sprzedaży o (-) 12% (r/r)** spowodowany głównie mniejszym systemowym zapotrzebowaniem na energię z Elektrowni Ostrołęka.
- **Dystrybucja na porównywalnym poziomie (r/r)** w efekcie zwiększenia ilości PPE i jednoczesnego, mniejszego zużycia energii elektrycznej przez odbiorców.

Ciepło

- **Spadek produkcji ciepła o (-) 8% (r/r)** w efekcie wyższych o 2,9°C temperatur w kwartale.



Wyższy wolumen sprzedaży. Rozwój sieci stacji paliw.

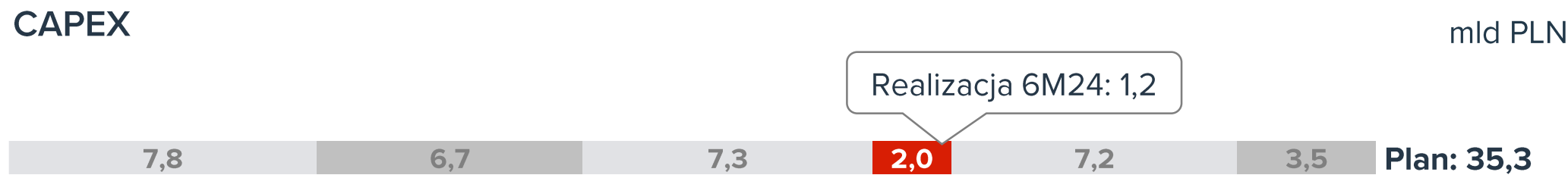


Wzrost marży paliwowej (r/r) na rynku niemieckim, polskim, czeskim przy porównywalnej marży na rynku litewskim.

Wzrost marży pozapaliwowej (r/r) na rynku polskim, niemieckim i litewskim przy niższej marży na rynku czeskim.

Wzrost wolumenów sprzedaży o 18% (r/r) w efekcie wzrostu popytu w Polsce oraz wzrostu liczby stacji paliw łącznie.

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



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

Liczba stacji i wolumenowe udziały rynkowe

Kraj	Liczba stacji	r/r	% rynku	r/r
Polska	1 929	10	36,1	2,1 pp
Niemcy	607	2	6,2	0,2 pp
Czechy	439	4	29,0	3,7 pp
Litwa	30	1	4,0	-0,1 pp
Słowacja	95	5	6,5	3,3 pp
Węgry	138	59	3,2	0,8 pp
Austria	267	267	9,5	9,5 pp

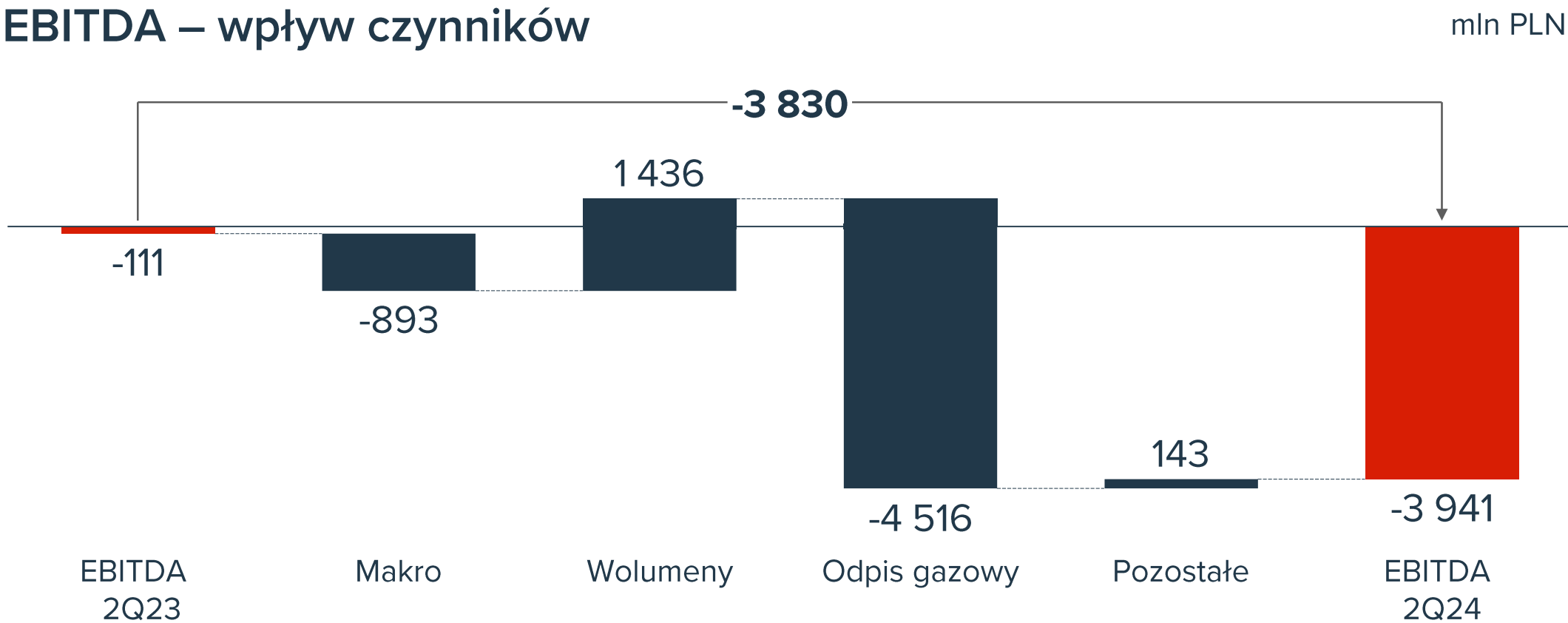
3 505 stacji paliw; wzrost o 348 (r/r), w tym głównie: w Austrii - zakup lokalnej sieci stacji paliw w 1Q24 oraz na Węgrzech - zakup stacji paliw od MOL w efekcie realizacji środków zaradczych w ramach przejęcia Grupy Lotos.

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

2 681 punktów sprzedaży pozapaliwowej; wzrost o 111 (r/r).

816 stacji alternatywnego tankowania; wzrost o 144 (r/r).

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

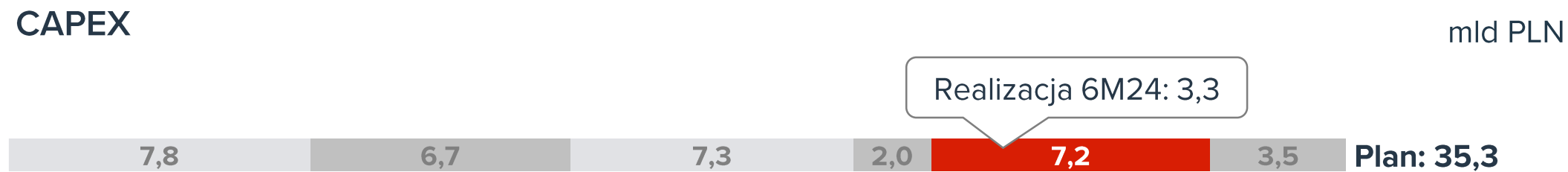


Makro (r/r) – wpływ niższych cen gazu o (-) 12% i umocnienia PLN do USD, EUR i NOK.

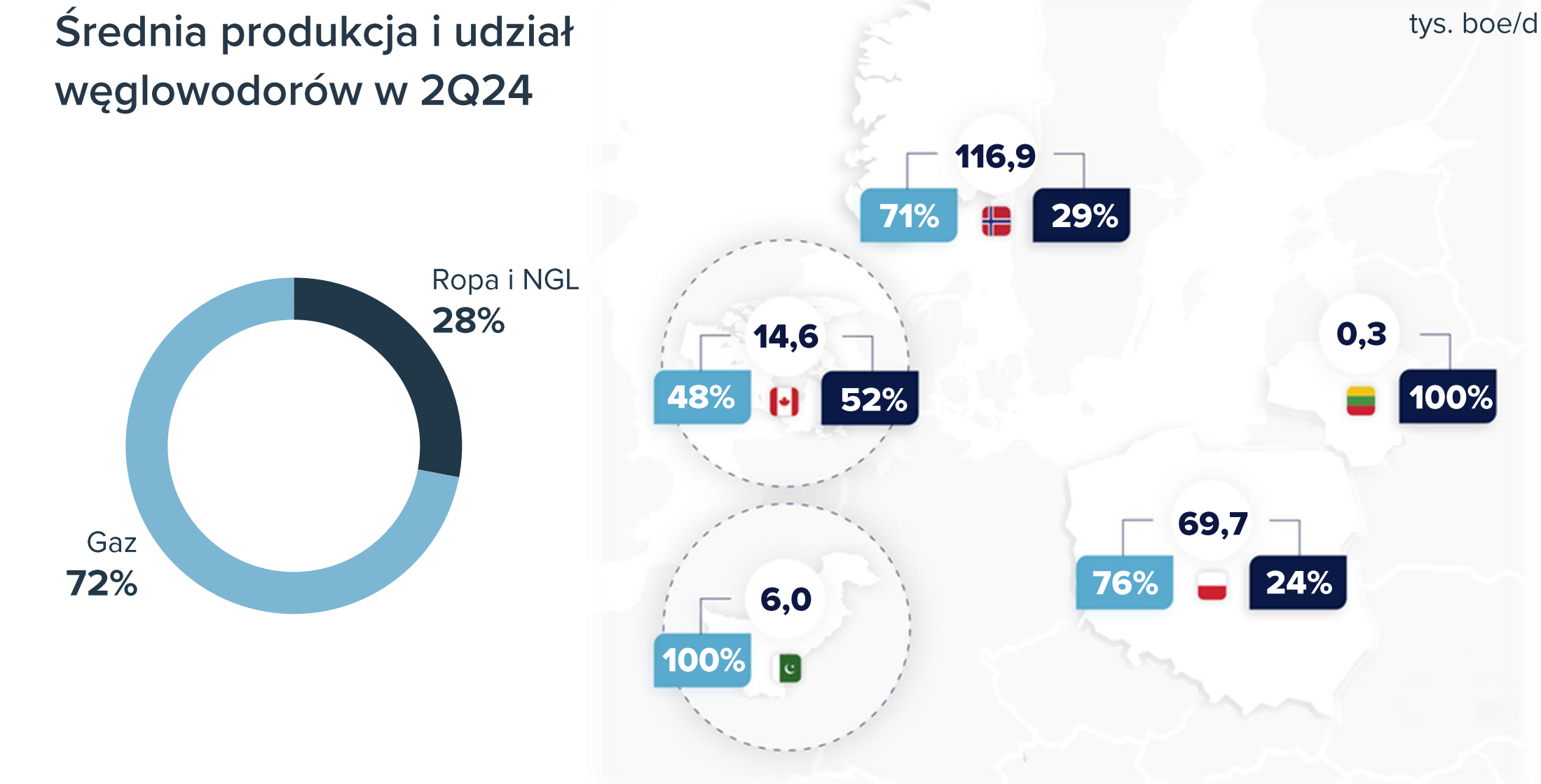
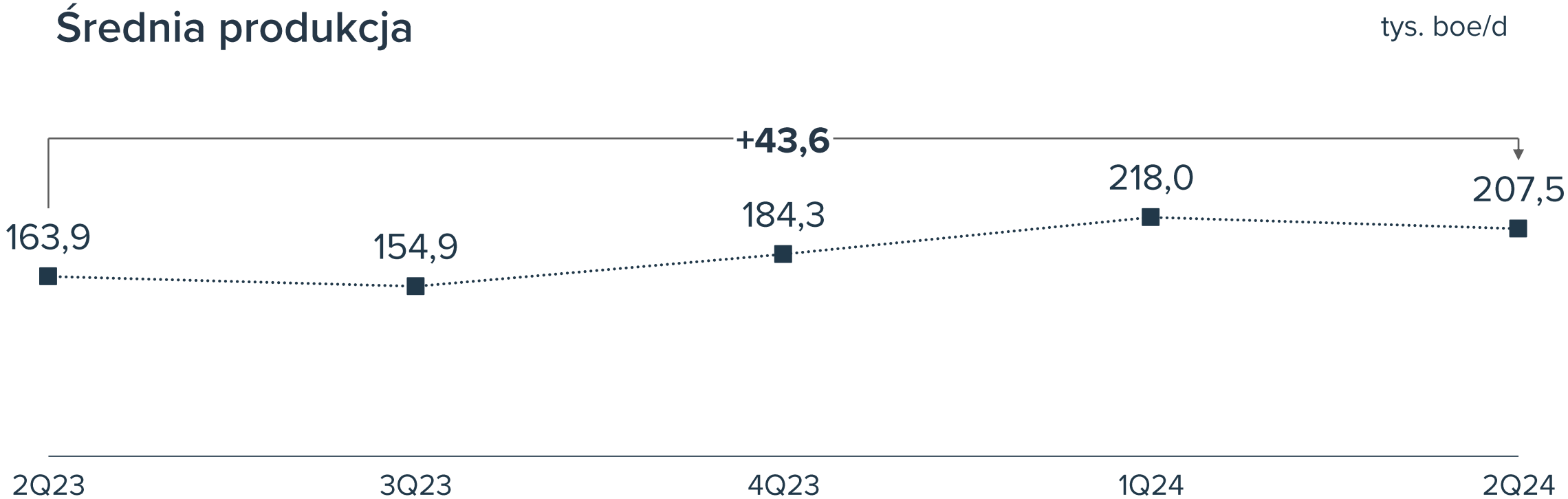
Wolumeny (r/r) – wzrost średniej produkcji węglowodorów o 27%, w tym:

- wzrost średniej produkcji gazu o 33,6 tys. boe/d oraz średniej produkcji ropy i NGL o 10,0 tys. boe/d.
- wzrost produkcji w Norwegii o 48,6 tys. boe/d.

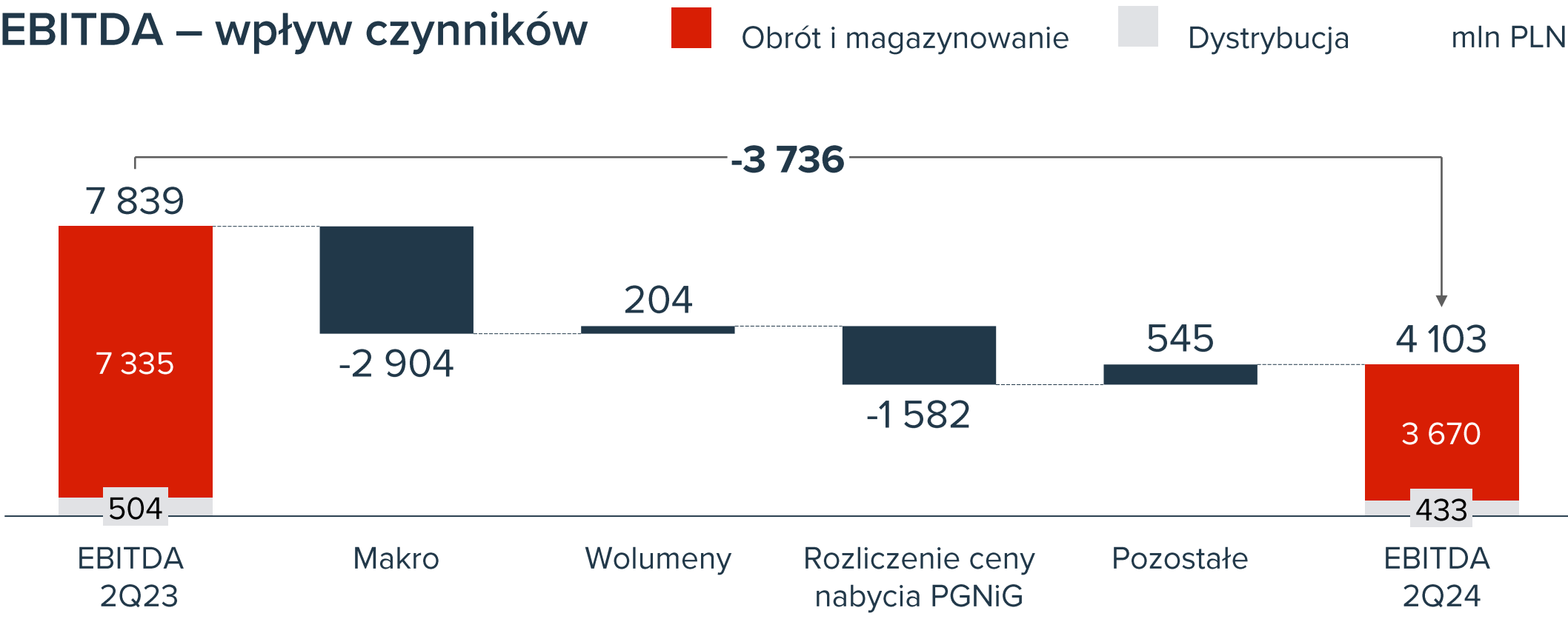
Wyższy odpis gazowy o (-) 4,5 mld PLN (r/r). W 2Q24 odpis wyniósł (-) 7,7 mld PLN.



Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 2Q23 (-) 41 mIn PLN / 2Q24 (-) 19 mIn PLN
Makro: marże (-) 806 mIn PLN, kurs (-) 86 mIn PLN, hedging (-) 1 mIn PLN



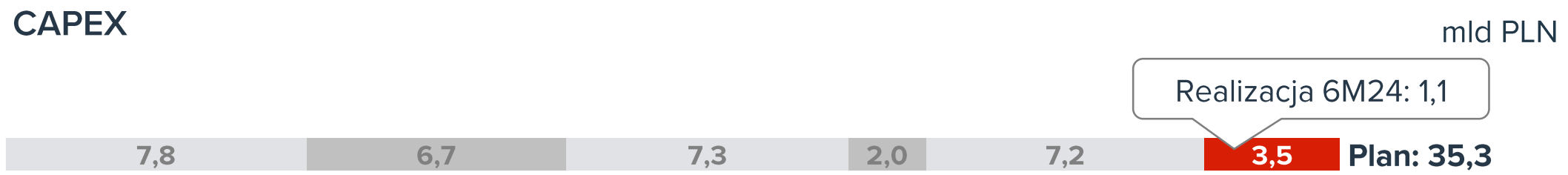
Wzrost wolumenu sprzedaży. Postępująca normalizacja marż.



Makro (r/r) – ujemny wpływ **niższych marż na sprzedaży gazu E** (wysokometanowy) w związku z realizacją kontraktów terminowych na TGE po niższych cenach w porównaniu do 2Q23 oraz **transakcji zabezpieczających**.

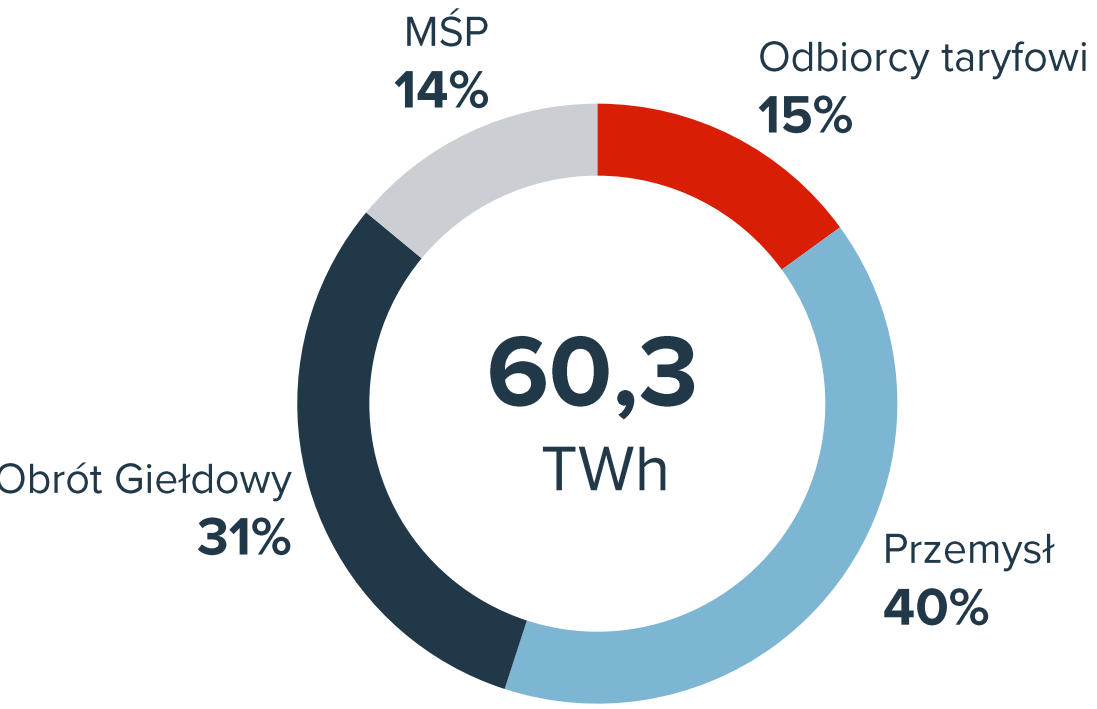
Wolumen (r/r) – dodatni wpływ wyższej sprzedaży poza Grupę ograniczony niższymi zrealizowanymi cenami.

Pozostałe (r/r) – dodatni wpływ **niższych cen wytlóczeń gazu z magazynu** ograniczony ujemnym wpływem **niższych marżach handlowych na sprzedaży gazu**.



Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 2Q23 (-) 12 mln PLN / 2Q24 (-) 32 mln PLN
Makro: marże (-) 2 668 mln PLN, kurs 316 mln PLN, hedging (-) 545 mln PLN, wycena kontraktów terminowych CO₂ (-) 7 mln PLN, rezerwa CO₂ 0 mln PLN

Sprzedaż gazu wg grup odbiorców



Obrót i magazynowanie

- Wzrost importu ogółem o 10% (r/r). LNG stanowiło 48% dostarczonego wolumenu.
- Zapas magazynowy gazu (w Polsce i za granicą) na koniec kwartału wyniósł 17 TWh.

Dystrybucja

- Spadek wolumenów dystrybucji gazu o (-) 5% (r/r) głównie w wyniku wyższych temperatur w kwartale.

Rynek hurtowy

- Wzrost wolumenów sprzedaży gazu w kraju o 23% (r/r) głównie w efekcie wzrostu konsumpcji przemysłu przy niższych kosztach zakupu gazu.

Detal i MŚP

- Spadek wolumenów sprzedaży gazu o (-) 7% (r/r) na skutek wyższych temperatur.

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	~ 85,0	82,6	⬆️
Gaz ziemny [PLN/MWh] Wysoka podaż w Europie	~ 160	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%	⬆️

Segmenty	Potencjał na II półrocze
Rafineria	Spadek marż rafineryjnych i dyferencjału ⬇️
Petrochemia	Utrzymujące się trudne otoczenie rynkowe ➡️
Energetyka	Niższa sezonowo kogeneracja przy wzroście kosztów surowców ⬇️
Detal	Stabilne wyniki na przestrzeni całego roku ➡️
Wydobycie	Wyższe ceny węglowodorów przy stabilnym wydobywaniu i braku obciążeń regulacyjnych ⬆️
Gaz	Sezonowo niższa sprzedaż wolumenowa przy rosnącym koszcie pozyskania gazu ⬇️
EBITDA LIFO	Brak odpisu gazowego w segmencie Wydobywanie ⬆️



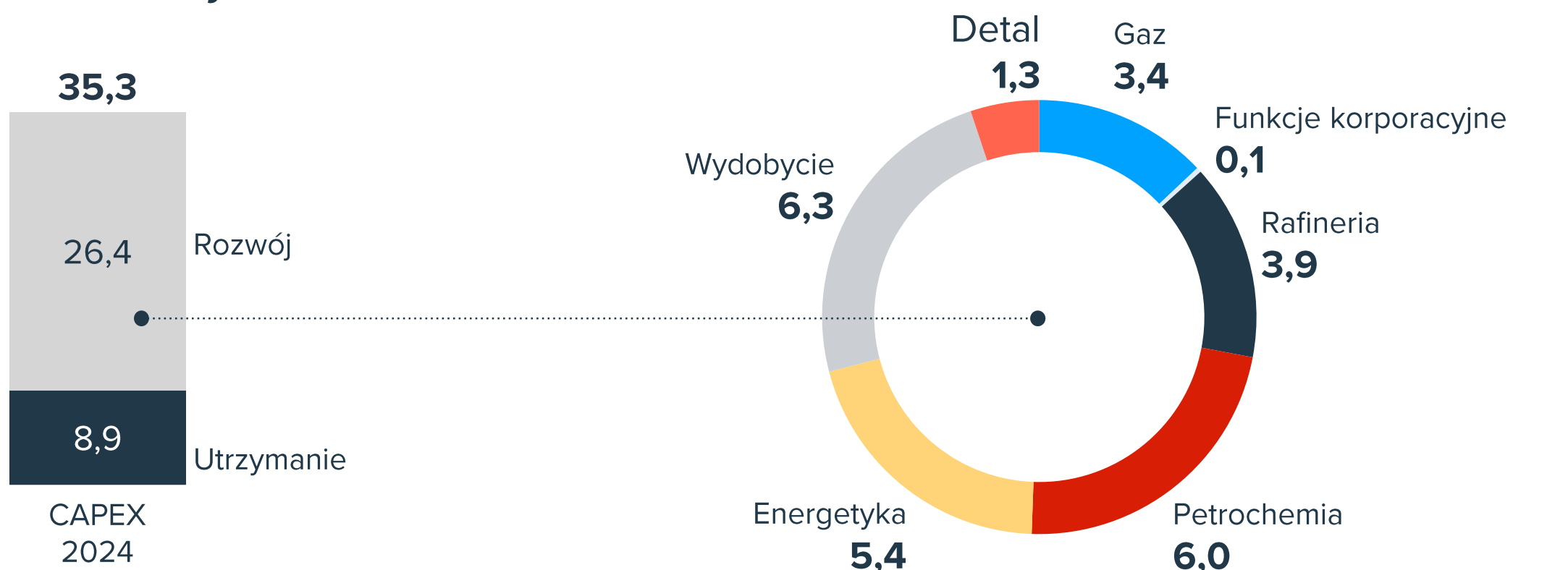
Napędzamy przyszłość.
Odpowiedzialnie.

Slajdy pomocnicze



Redukcja planowanych nakładów na 2024r. o (-) 3,3 mld PLN

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

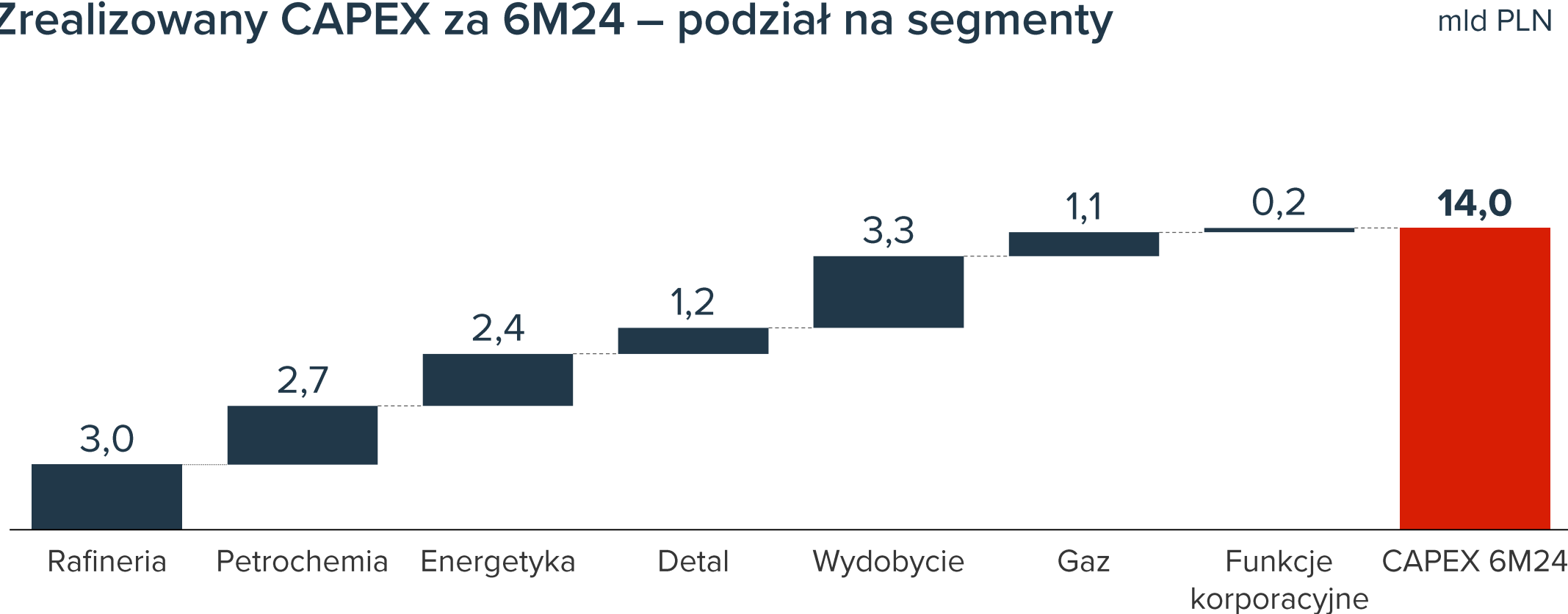
Wydobycie

- 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 6M24 – podział na segmenty



Zgodnie z MSSF16 nakłady inwestycyjne uwzględniają leasing

Otoczenie makro



Główne wskaźniki makro		2Q23	1Q24	2Q24	Δ (kw/kw)	Δ (r/r)	3Q24*	Δ (kw/kw)
Ropa Brent	USD/bbl	78,1	83,2	85,0	2%	9%	83,9	-1%
Modelowa marża rafineryjna ¹	USD/bbl	13,8	16	12,6	-21%	-9%	10,2	-19%
Dyferencjał ²	USD/bbl	1,9	0,1	-1,0	-	-	-1,3	-30%
Cena gazu ziemnego TTF month-ahead	PLN/MWh	158	119	137	15%	-13%	146	7%
Cena gazu ziemnego TGEgasDA	PLN/MWh	173	142	152	7%	-12%	162	7%
Cena energii elektrycznej TGeBase	PLN/MWh	527	355	397	12%	-25%	454	14%
Prawa do emisji CO ₂	EUR/t	86	60	68	13%	-21%	68	0%
Produkty rafineryjne ⁴ – marża (crack) z notowań								
ON	USD/t	134	210	141	-33%	5%	128	-9%
Benzyna	USD/t	304	249	269	8%	-12%	228	-15%
Ciężki olej opałowy	USD/t	-164	-191	-174	9%	-6%	-166	5%
Produkty petrochemiczne ⁴ – marża (crack) z notowań								
Polietylen ⁵	EUR/t	433	433	478	10%	10%	463	-3%
Polipropylen ⁵	EUR/t	429	392	432	10%	1%	414	-4%
Etylen	EUR/t	664	616	641	4%	-3%	609	-5%
Propylen	EUR/t	554	495	526	6%	-5%	494	-6%
Paraksylen	EUR/t	481	401	412	3%	-14%	395	-4%
Średnie kursy walut ⁶								
USD/PLN	USD/PLN	4,17	3,99	4,00	0%	-4%	3,95	-1%
EUR/PLN	EUR/PLN	4,54	4,33	4,30	-1%	-5%	4,29	0%

* Dane na dzień 09.08.2024
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

mln PLN	1Q23	2Q23	3Q23	4Q23	12M23	1Q24	2Q24	Δ (r/r)
Przychody	115 828	79 029	75 424	98 327	372 767	82 332	69 510	-9 519
EBITDA LIFO	19 944	10 934	8 220	13 574	60 312	8 384	5 030	-5 904
EBITDA LIFO z wyłączeniem efektu regulacji	15 308	10 441	9 282	11 134	53 805	12 630	11 306	865
Efekt LIFO	-1 171	-384	1 283	-634	-899	64	33	417
EBITDA	18 773	10 550	9 503	12 940	59 413	8 448	5 063	-5 487
Amortyzacja	-3 822	-3 375	-2 834	-3 557	-14 200	-3 362	-3 486	-111
EBIT LIFO	16 122	7 559	5 386	10 017	46 112	5 022	1 544	-6 015
EBIT	14 951	7 175	6 669	9 383	45 213	5 086	1 577	-5 598
Wynik netto	9 471	6 019	3 459	7 269	20 727	2 795	-34	-6 053
Wynik netto z wyłączeniem efektu regulacji	8 590	5 926	3 661	6 805	19 491	3 602	1 159	-4 767

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 / 2Q24 (-) 521 mln PLN

EBITDA LIFO – podział na segmenty

mIn PLN	1Q23	2Q23	3Q23	4Q23	12M23	1Q24	2Q24	Δ (r/r)
Rafineria, w tym:	5 485	2 536	1 866	594	8 971	2 272	2 623	87
NRV	-59	-121	-69	96	-153	111	-18	103
Hedging	364	51	-803	363	-25	-345	61	10
Wycena kontraktów terminowych CO ₂	52	0	0	0	52	0	0	0
Petrochemia, w tym:	98	-120	-136	-345	-492	4	-180	-60
NRV	-1	-16	17	-6	-6	6	10	26
Hedging	86	100	106	93	385	84	90	-10
Wycena kontraktów terminowych CO ₂	0	0	0	0	0	0	0	0
Energetyka, w tym:	2 875	555	1 349	-799	3 885	2 427	1 967	1 412
Hedging	38	11	6	7	62	2	-11	-22
Wycena kontraktów terminowych CO ₂	11	0	0	0	11	0	0	0
Detal	233	662	601	633	2 132	511	893	231
Wydobycie, w tym:	2 270	-111	-212	578	2 155	-4 110	-3 941	-3 830
Hedging	0	9	-12	6	3	-2	8	-1
Gaz, w tym:	9 390	7 839	5 200	13 360	45 367	7 927	4 103	-3 736
Hedging	115	995	978	8 730	10 818	1 406	450	-545
Wycena kontraktów terminowych CO ₂	60	7	-25	23	65	0	0	-7
Funkcje korporacyjne	-399	-438	-431	-458	-1 702	-644	-456	-18
Wyłączenia	-8	11	-17	11	-4	-3	21	10
EBITDA LIFO, w tym:	19 944	10 934	8 220	13 574	60 312	8 384	5 030	-5 904
NRV	-60	-137	-52	90	-159	117	-8	129
Hedging	603	1 166	275	9 199	11 243	1 145	598	-568
Wycena kontraktów terminowych CO ₂	123	7	-25	23	128	0	0	-7

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 / 2Q24 (-) 521 mln PLN

Wyniki – podział na spółki



mIn PLN	ORLEN	ORLEN Lietuva	ORLEN Unipetrol	Grupa ENERGA	Pozostałe	Grupa ORLEN
Przychody	47 623	7 446	7 072	5 352	2 017	69 510
EBITDA LIFO	-666	244	88	1 021	4 343	5 030
Efekt LIFO	126	34	-120	-	-7	33
EBITDA	-540	278	-32	1 021	4 336	5 063
Amortyzacja	1 050	13	266	310	1 847	3 486
EBIT	-1 590	265	-298	711	2 489	1 577
EBIT LIFO	-1 716	231	-178	711	2 496	1 544
Wynik netto	-159	214	-255	392	-226	-34

ORLEN Lietuva – wzrost EBITDA LIFO o 10 mln PLN (r/r) głównie w efekcie wyższych wolumenów sprzedaży o 6% (r/r), poprawy marż (cracków) na średnich destylatach i niższych kosztów emisji CO₂. Ujemny wpływ niższych (r/r) marż na lekkich destylatach i ciężkim oleju opałowym oraz obniżenia marż handlowych.

ORLEN Unipetrol - spadek EBITDA LIFO o (-) 662 mln PLN (r/r) głównie w efekcie zmiany struktury przerabianych rop w związku z ograniczeniem przerobu ropy Rebco o około 1 mln t. Dodatkowo spadek wolumenów sprzedaży w segmencie rafineryjnym i petrochemicznym w rezultacie cyklicznego postępu remontowego rafinerii Litvinov przy wyższych (r/r) wolumenach w detalu. Ujemny wpływ parametrów makro obejmujących spadek marż na lekkich destylatach oraz wpływ transakcji zabezpieczających przy pozytywnym wpływie niższych (r/r) kosztów emisji CO₂ i wykorzystania historycznych warstw zapasów.

Grupa ENERGA – wyższa o 753 mln PLN (r/r) EBITDA w efekcie wyższych marż na dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej oraz niższych kosztów emisji CO₂, przy ujemnym wpływie niższych cen sprzedaży wyprodukowanej energii. Dodatkowo wyższe wolumeny dystrybucji energii częściowo ograniczone zmniejszoną produkcją energii w elektrowni Ostrołęka oraz brak ujemnego wpływu odpisu na fundusz wypłaty różnicy ceny z 2Q23 w wysokości 300 mln PLN (r/r).

Pozostałe – głównie wzrost EBITDA w PGNiG Obrót Detaliczny o 884 mln PLN (wyższy (r/r) wpływ rozliczenia składników majątku na dzień przejęcia (PPA) w kwocie 1 626 mln PLN częściowo ograniczony ujemnym wpływem marż na sprzedaży gazu wysokometanowego (E) oraz zaazotowanego (Ls/Lw). Dodatkowo wyższy (r/r) wynik PGNiG Upstream Norway o 951 mln PLN głównie w efekcie ujęcia w konsolidacji wyników spółki KUFPEC.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość majątku: 2Q24 (-) 521 mln PLN



Dane produkcyjne rafinerii Grupy ORLEN

Grupa ORLEN	2Q23	1Q24	2Q24	Δ (r/r)	Δ (kw/kw)	6M23	6M24	Δ (r/r)
Przerób ropy naftowej (tys.t)	9 535	9549	9 356	-2%	-2%	19 009	18 905	-1%
Wykorzystanie mocy przerobowych	90%	90%	88%	-2 pp	-2 pp	90%	89%	-1 pp
ORLEN S.A. ¹								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	5 289	5 595	5 637	7%	1%	10 765	11 232	4%
Wykorzystanie mocy przerobowych	89%	94%	96%	7 pp	2 pp	91%	95%	4 pp
Uzysk paliw ⁴	83%	90%	87%	4 pp	-3 pp	83%	88%	5 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	30%	30%	32%	2 pp	2 pp	29%	31%	2 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	53%	60%	55%	2 pp	-5 pp	54%	57%	3 pp
ORLEN Unipetrol ²								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	1 879	1836	1 076	-43%	-41%	3 661	2 912	-20%
Wykorzystanie mocy przerobowych	87%	85%	50%	-37 pp	-35 pp	85%	67%	-18 pp
Uzysk paliw ⁴	78%	82%	88%	10 pp	6 pp	78%	84%	6 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	35%	36%	43%	8 pp	7 pp	35%	39%	4 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	43%	46%	45%	2 pp	-1 pp	43%	45%	2 pp
ORLEN Lietuva ³								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	2 275	2 035	2 552	12%	25%	4 406	4 587	4%
Wykorzystanie mocy przerobowych	89%	80%	101%	12 pp	21 pp	87%	90%	3 pp
Uzysk paliw ⁴	79%	78%	79%	0 pp	1 pp	78%	78%	0 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	35%	35%	34%	-1 pp	-1 pp	34%	35%	1 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	44%	43%	45%	1 pp	1 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, jakiejkolwiek 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 jakiejkolwiek przedsięwzięciu handlowym. Niniejsza Prezentacja nie stanowi oferty ani zaproszenia do dokonania zakupu bądź zapisu na jakiejkolwiek papiery wartościowe 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.