



# Skonsolidowane wyniki finansowe Grupy ORLEN 4 kwartał 2022r.

24 luty 2023r.



#ORLEN4Q22@PKN\_ORLEN



Najważniejsze wydarzenia



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne



Sytuacja finansowa



Perspektywy

# Najważniejsze wydarzenia 4Q22



- Sfinalizowanie połączenia z Grupą PGNiG.
- Realizacja środków zaradczych w ramach przejęcia Grupy Lotos.
- Zabezpieczenie dostaw ropy z Saudi Aramco do rafinerii Grupy ORLEN.
- Porozumienie o współpracy z Saudi Aramco i SABIC przy potencjalnym projekcie petrochemicznym w Gdańsku.
- Zakup aktywów petrochemicznych od Basell Orlen Polyolefins (100 tys. ton polietylenu LDPE rocznie).
- Planowany wzrost wydobycia ropy naftowej o 46,6 mln boe i gazu o 9 mld m3 w Norwegii od 2027r.
- Uzyskanie udziałów w kolejnych 4 koncesjach poszukiwawczych przez PGNiG Upstream Norway i LOTOS Exploration & Production Norge.
- Wzmocnienie bezpieczeństwa dostaw LNG do Polski (własna flota 8 „gazowców” do końca 2025r.).
- 20-letni kontrakt z Sempra Infrastructure na zakup amerykańskiego LNG (1,3 mld m3 LNG rocznie. Rozpoczęcie dostaw w 2027r.).
- Planowane inwestycje w aktywa logistyczne i produkcyjne w Gdańsku (terminal przeładunkowy na Martwej Wiśle oraz Hydrokrakingowy Blok Olejowy).
- Inwestycja funduszu ORLEN VC w innowacyjną technologię umożliwiającą tańsze, szybsze i bardziej ekologiczne wytworzenie półproduktów wykorzystywanych m.in. przy produkcji samochodów, leków, tworzyw sztucznych, czy też dodatków do paliw.
- Ustanowienie Rady ds. Klimatu i Zrównoważonego Rozwoju oraz powołanie Pełnomocnika Zarządu ds. Klimatu i Zrównoważonego Rozwoju.
- Publikacja całkowitego śladu węglowego (rozpoczęcie raportowania „Scope 3” pozwalającego na obliczenie emisji gazów cieplarnianych w całym łańcuchu wartości).
- Zakończenie budowy jednej z największych farm fotowoltaicznych w Polsce o łącznej mocy 62 MW.
- Planowane inwestycje ograniczające pobór wody z Wisły wykorzystywanej do procesów technologicznych w Płocku o 25%.
- Planowana budowa pierwszej w Polsce biogazowni w celu ograniczenia emisji CO2 w transporcie ciężarowym.
- Przedłużenie współpracy z PZPN na kolejne 4 lata.
- PKN ORLEN po raz 12 z rzędu wyróżniony tytułem Top Employer Polska, przyznawanym najlepszym pracodawcom w kraju. W prestiżowym zestawieniu firm spełniających najwyższe światowe standardy w polityce personalnej znalazły się również spółki z Grupy ORLEN - ANWIL i ORLEN Unipetrol.





Najważniejsze wydarzenia



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne



Sytuacja finansowa



Perspektywy

# Otoczenie makroekonomiczne 4Q22



|  |         | 4Q21  | 3Q22  | 4Q22  |
|--|---------|-------|-------|-------|
| Ropa Brent   | USD/bbl | 80    | 101   | 89    |
| Modelowa marża rafineryjna <sup>1</sup>                              | USD/bbl | 4,5   | 16,4  | 22,0  |
| Dyferencjał <sup>2</sup>   | USD/bbl | 1,7   | 7,4   | 6,4   |
| Modelowa marża petrochemiczna <sup>3</sup>                           | EUR/t   | 1 253 | 1 155 | 1 056 |
| Cena gazu ziemnego TTF month-ahead                                   | PLN/MWh | 441   | 965   | 580   |
| Cena gazu ziemnego TGEgasDA  | PLN/MWh | 453   | 954   | 474   |
| Cena energii elektrycznej TGeBase                                    | PLN/MWh | 616   | 1 067 | 750   |
| <b>Produkty rafineryjne<sup>4</sup> - marża (crack) z notowań</b>    |         |       |       |       |
| ON   | USD/t   | 84    | 328   | 383   |
| Benzyna  | USD/t   | 178   | 287   | 251   |
| Ciężki olej opałowy  | USD/t   | -180  | -325  | -311  |
| <b>Produkty petrochemiczne<sup>4</sup> - marża (crack) z notowań</b> |         |       |       |       |
| Polietylen <sup>5</sup>  | EUR/t   | 493   | 471   | 487   |
| Polipropylen <sup>5</sup>  | EUR/t   | 698   | 460   | 438   |
| Etylen   | EUR/t   | 715   | 639   | 606   |
| Propylen   | EUR/t   | 730   | 598   | 514   |
| Paraksylen   | EUR/t   | 344   | 586   | 593   |
| <b>Średnie kursy walut<sup>6</sup></b>                               |         |       |       |       |
| USD/PLN  | USD/PLN | 4,04  | 4,71  | 4,64  |
| EUR/PLN  | EUR/PLN | 4,62  | 4,75  | 4,73  |

(1) Modelowa marża rafineryjna = przychody (93,5% Produkty = 36% Benzyna + 43% Diesel + 14,5% Ciężki olej opałowy) - koszty (100% wsadu: ropa i pozostałe surowce). Notowania rynkowe spot. (do dnia 31.07.2022)  
 Modelowa marża rafineryjna = przychody (93,6% Produkty = 33% Benzyna + 48% Diesel + 13% Ciężki olej opałowy) - koszty (100% wsadu: 98% ropa Brent + 2% gaz ziemny). Notowania rynkowe spot. (od dnia 01.08.2022)

(2) Dyferencjał liczony na bazie rzeczywistego udziału przerobionych rop. Notowania spot. (od dnia 01.01.2022)

(3) Modelowa marża petrochemiczna = przychody (98% Produkty = 44% HDPE + 7% LDPE + 35% PP Homo + 12% PP Copo) - koszty (100% wsadu = 75% nafty + 25% LS VGO).

Przychody notowania kontrakt; koszty 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.

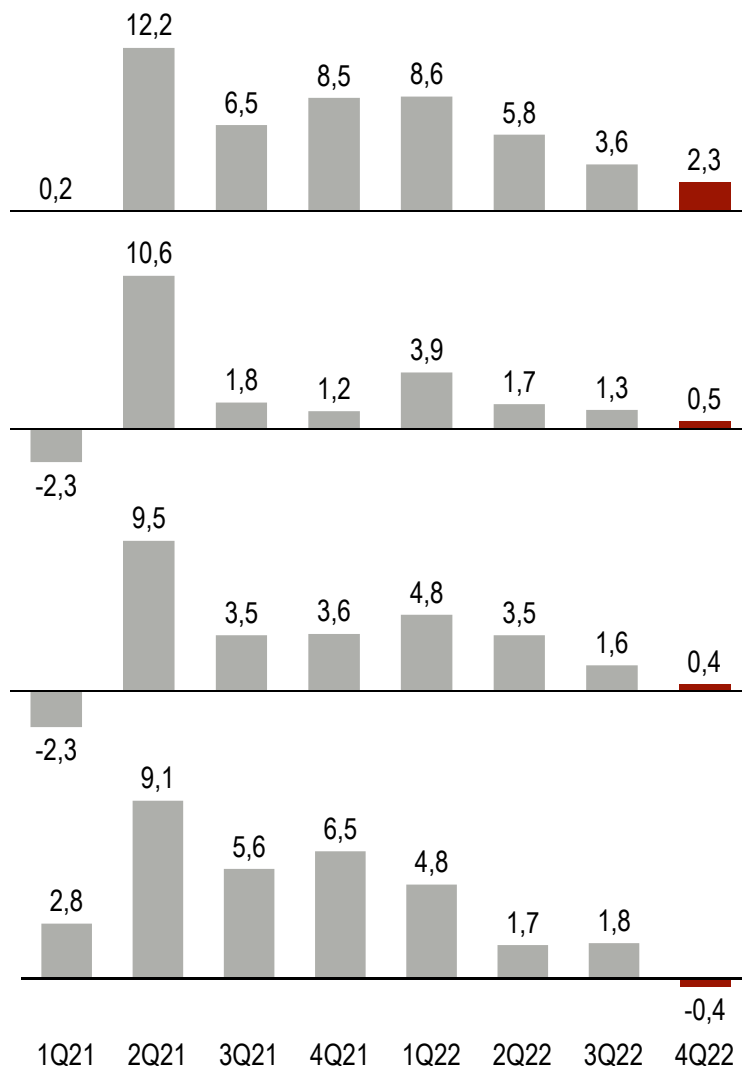
(6) Kursy średnie wg danych Narodowego Banku Polskiego.

# Spadek konsumpcji paliw w efekcie spowolnienia gospodarczego



## PKB<sup>1</sup>

Zmiana % (r/r)



Polska



Niemcy



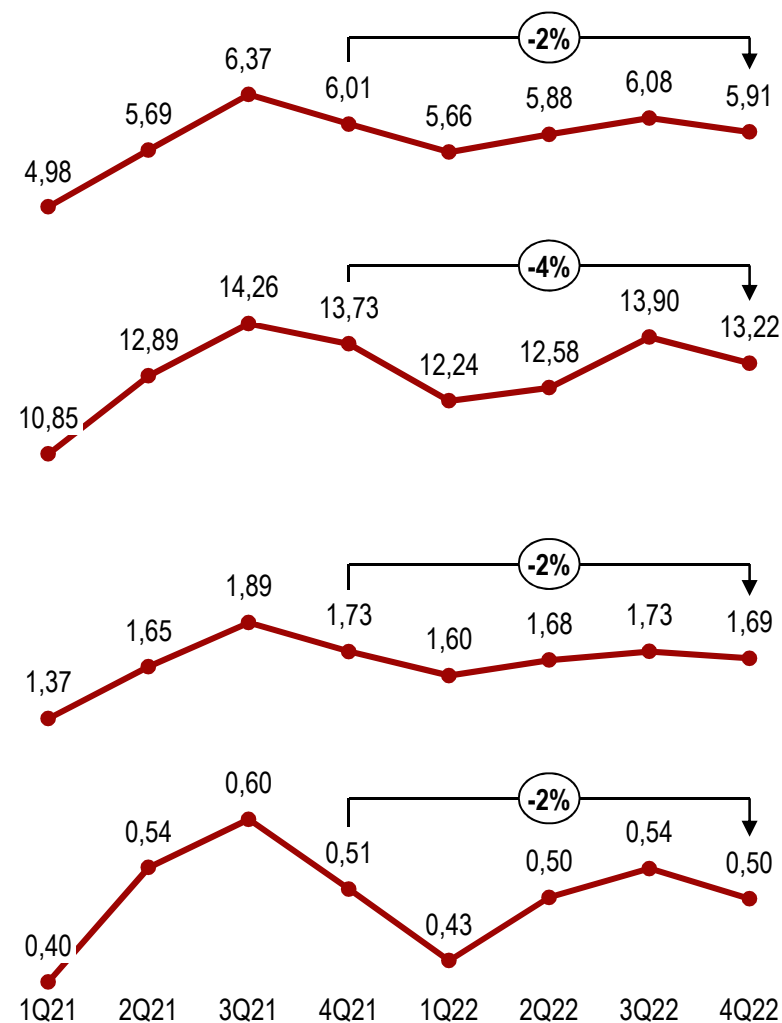
Czechy



Litwa

## Konsumpcja paliw<sup>2</sup>

mt



<sup>1</sup> 4Q22 – szacunki: Polska (NBP) / Czechy, Niemcy, Litwa (KE)

<sup>2</sup> 4Q22 – szacunki własne na bazie danych ARE, Litewskiego Urzędu Statystycznego, Czeskiego Urzędu Statystycznego i Niemieckiego Stowarzyszenia Przemysłu Naftowego



Najważniejsze wydarzenia



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne



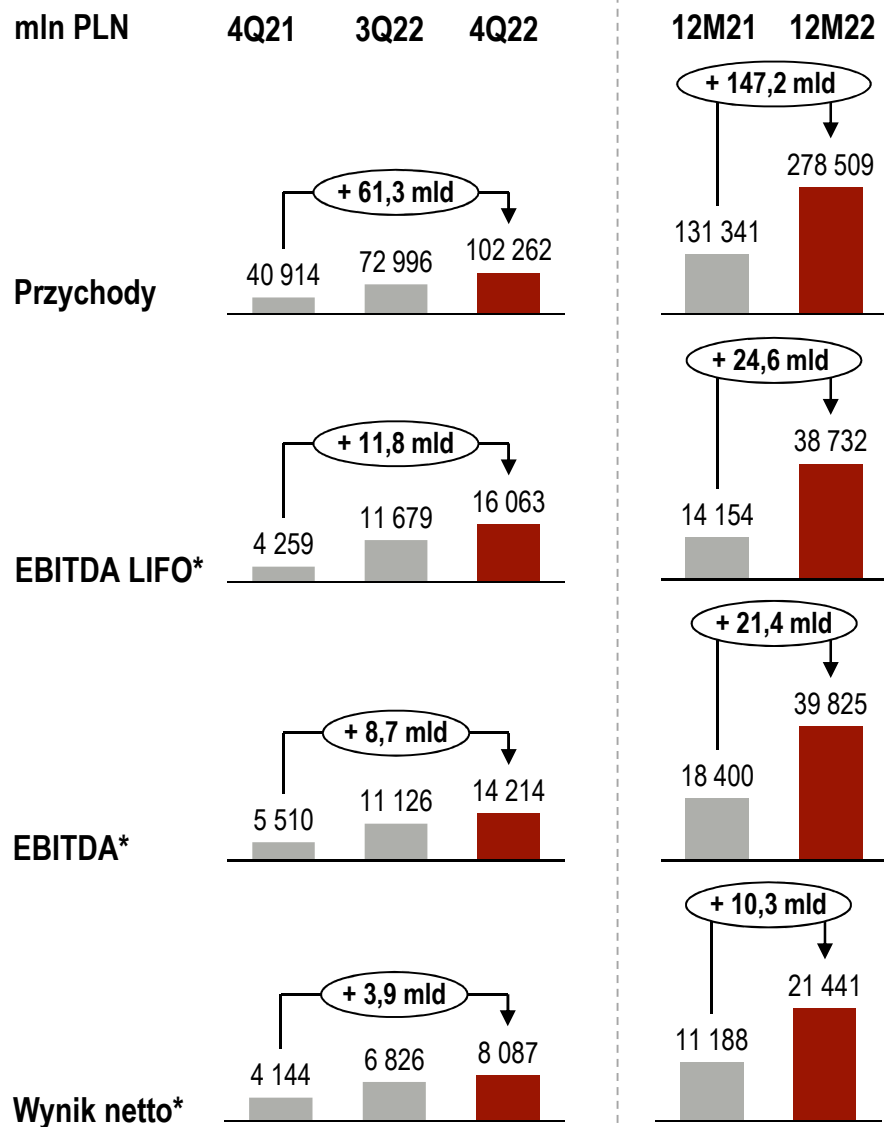
Sytuacja finansowa



Perspektywy

# Wyniki finansowe

~ 280 mld PLN przychodów ze sprzedaży w 2022r.



**Przychody:** ~ 100 mld PLN przychodów w 4Q22 w efekcie wzrostu wolumenów sprzedaży dzięki konsolidacji przejętej Grupy Lotos i Grupy PGNiG oraz wzrostu notowań produktów rafineryjnych przy niższych notowaniach produktów petrochemicznych.

**EBITDA LIFO:** wzrost o 11,8 mld PLN (r/r) głównie w efekcie konsolidacji wyników Grupy Lotos i Grupy PGNiG w wys. 7,4 mld PLN oraz pozytywnego wpływu makro. Powyższe efekty zostały ograniczone przez ujemny wpływ wyceny kontraktów terminowych CO2, wykorzystania historycznych warstw zapasów oraz wyższe koszty stałe i koszty pracy.

**Efekt LIFO:** (-) 1,8 mld PLN wpływu zmian cen ropy naftowej na wycenę zapasów.

**Wynik na działalności finansowej:** 0,5 mld PLN w efekcie nadwyżki dodatnich różnic kursowych oraz wyceny pochodnych instrumentów finansowych netto przy ujemnym wpływie kosztów odsetkowych.

**Wynik netto:** 8,1 mld PLN zysku netto w 4Q22 (nie uwzględnia jednorazowego zysku z tytułu okazjnego Grupy PGNiG w wys. 8,2 mld PLN).

\* Wyniki nie uwzględniają zysku z tytułu okazjnego nabycia Grupy Lotos w wys. 5824 mln PLN w 3Q22 oraz Grupy PGNiG w wys. 8193 mln PLN w 4Q22  
 Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q21 903 mln PLN / 3Q22 (-) 53 mln PLN / 4Q22 (-) 447 mln PLN / 12M21 811 mln PLN / 12M22 (-) 3387 mln PLN



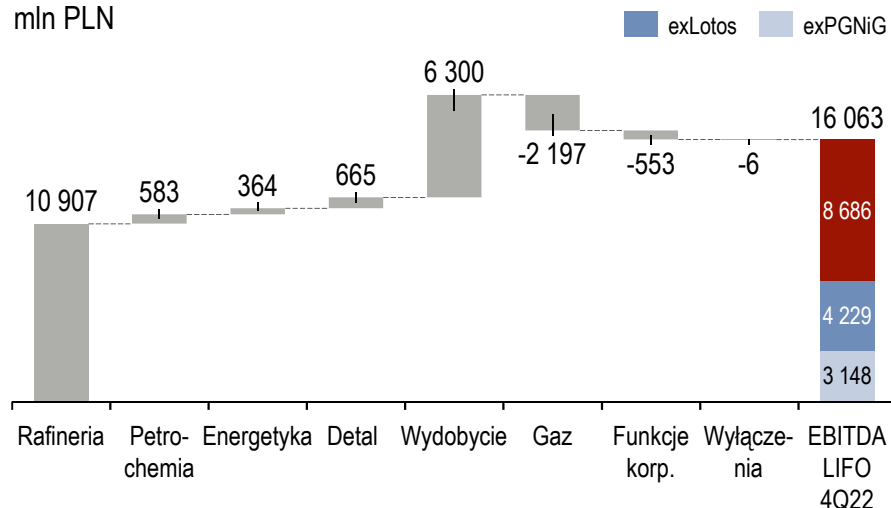
# EBITDA LIFO

7,4 mld PLN wpływu konsolidacji wyników przejętej Grupy Lotos i Grupy PGNiG



## Wyniki segmentów

mln PLN



**Rafineria:** wzrost o 8,8 mld PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu makro oraz konsolidacji wyników przejętej Grupy Lotos w wys. 3,6 mld PLN. Powyższe efekty zostały ograniczone przez ujemny wpływ wyceny kontraktów terminowych CO<sub>2</sub>, wykorzystania historycznych warstw zapasów oraz wyższe koszty stałe i koszty pracy.

**Petrochemia:** spadek o (-) 0,8 mld PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu makro, niższych wolumenów sprzedaży, wyceny kontraktów terminowych CO<sub>2</sub>, wykorzystania historycznych warstw zapasów oraz wyższych kosztów stałych i kosztów pracy.

**Energetyka:** wzrost o 0,2 mld PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu makro ograniczonego przez ujemny wpływ niższych wolumenów sprzedaży, konsolidacji wyników przejętej Grupy PGNiG, wyższych kosztów stałych i kosztów pracy oraz utworzenia rezerwy na realizację umów z odbiorcami energii elektrycznej z taryfy G w Grupie Energa w wys. (-) 0,9 mld PLN.

**Detal:** wzrost o 0,1 mld PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu makro przy spadku wolumenów sprzedaży i wyższych kosztach funkcjonowania stacji paliw.

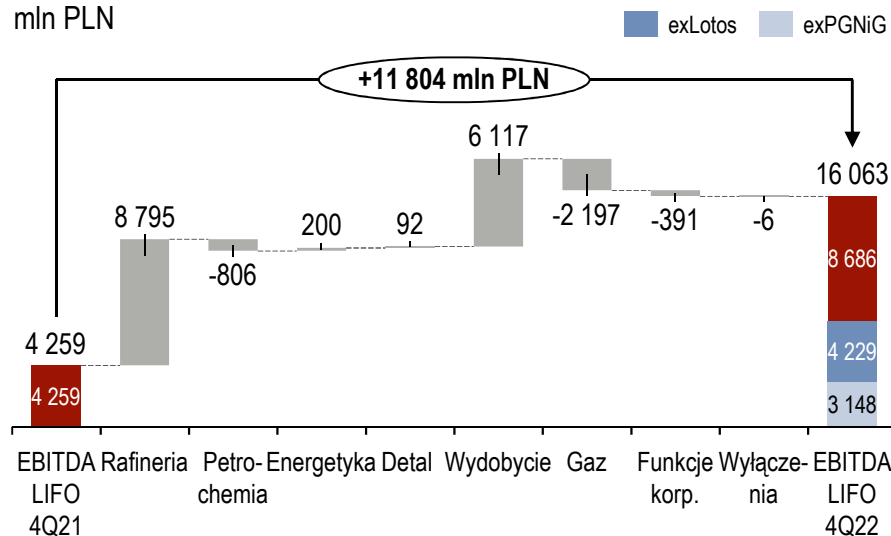
**Wydobycie:** wzrost o 6,1 mld PLN (r/r) w efekcie konsolidacji wyników przejętej Grupy Lotos i Grupy PGNiG w wys. 6,1 mld PLN, pozytywnego wpływu makro oraz wyższych wolumenów sprzedaży.

**Gaz:** (-) 2,2 mld PLN (r/r) w efekcie konsolidacji wyników przejętej Grupy PGNiG.

**Funkcje korporacyjne:** wzrost kosztów o 0,4 mld PLN (r/r) ze względu na wzrost skali działalności Grupy ORLEN.

## Zmiana wyników segmentów (r/r)

mln PLN



Wyniki nie uwzględniają zysku z tytułu okazynego nabycia Grupy Lotos w wys. 5824 mln PLN w 3Q22 oraz Grupy PGNiG w wys. 8193 mln PLN w 4Q22

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q21 903 mln PLN / 3Q22 (-) 53 mln PLN / 4Q22 (-) 447 mln PLN / 12M21 811 mln PLN / 12M22 (-) 3387 mln PLN

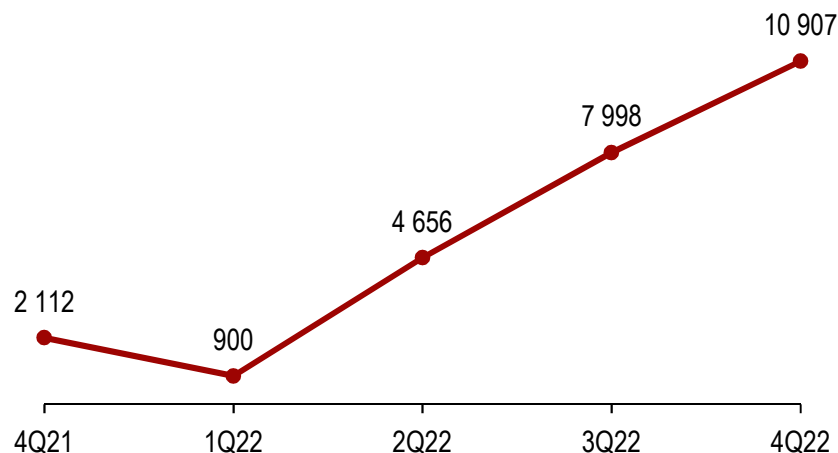
# Rafineria – EBITDA LIFO

Dodatni wpływ makro oraz konsolidacji wyników przejętej Grupy Lotos



## EBITDA LIFO

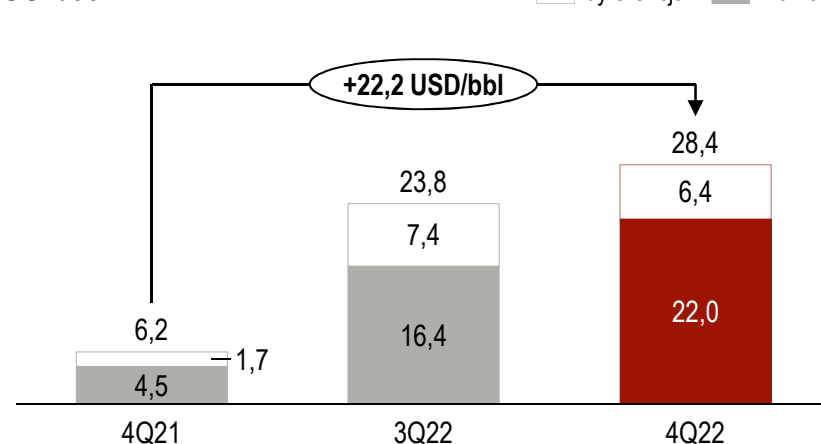
mln PLN



## Modelowa marża rafineryjna z dyferencjałem

USD/bbl

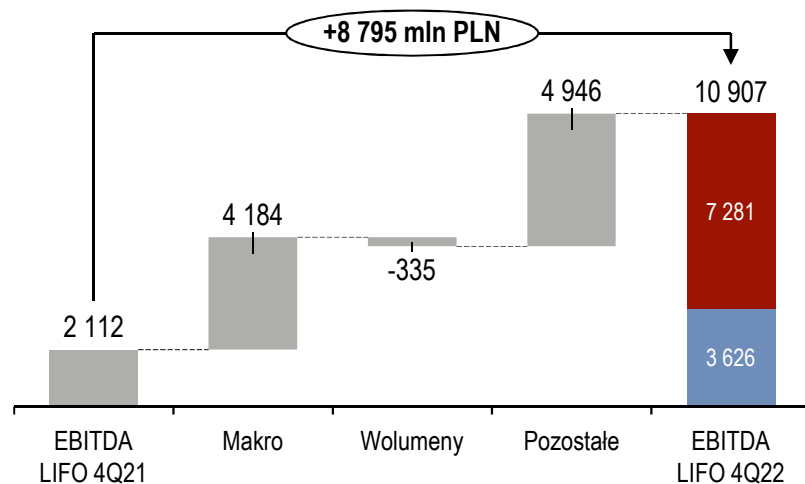
dyferencjał marża



## EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN

exLotos



- Dodatni wpływ makro (r/r) ograniczony przez ujemny wpływ wyceny kontraktów terminowych CO2 oraz wyższe koszty zużyc własnych w wyniku wzrostu cen ropy.
- Wzrost wolumenów sprzedaży o 43% (r/r), w tym:
  - wyższa sprzedaż benzyny o 30%, oleju napędowego o 53%, LPG o 61%, paliwa lotniczego JET o 40% przy niższej sprzedaży COO o (-) 3%.
  - wyższa sprzedaż w Polsce o 75%, w Czechach o 14% i na Litwie o 3%.
  - ograniczenie przerobu REBCO i zastąpienie go przerobem droższych rop arabskich oraz rop z Morza Północnego.
- Pozostałe, w tym głównie: konsolidacja wyników przejętej Grupy Lotos, ujemny wpływ wykorzystania historycznych warstw zapasów oraz wyższe koszty stałe i koszty pracy.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q21 14 mln PLN / 3Q22 (-) 3 mln PLN / 4Q22 (-) 123 mln PLN / 12M21 (-) 10 mln PLN / 12M22 (-) 2962 mln PLN  
 Makro: marże 2301 mln PLN, dyferencjał 1330 mln PLN, kurs 1118 mln PLN, hedging (-) 124 mln PLN, wycena kontraktów terminowych CO2 (-) 442 mln PLN, rezerwa CO2 1 mln PLN

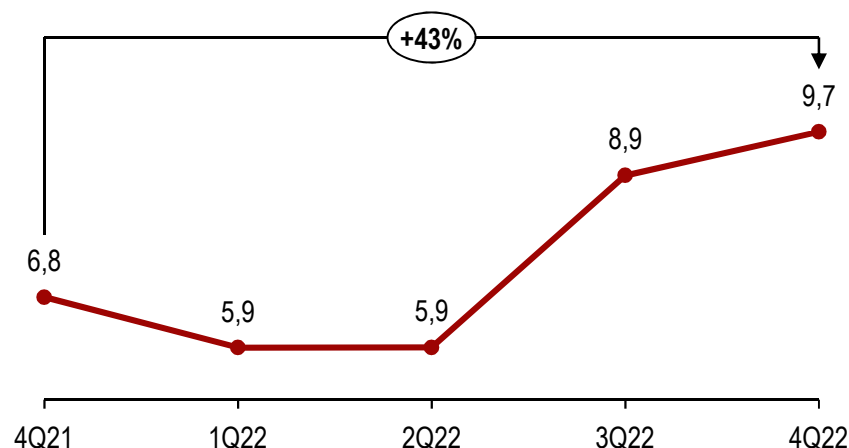
# Rafineria – dane operacyjne

Wzrost przerobu i sprzedaży głównie w efekcie konsolidacji przejętej Grupy Lotos



## Wolumeny sprzedaży

mt



## Przerób ropy i wykorzystanie mocy

mt, %

| Przerób (mt)       | 4Q21       | 3Q22        | 4Q22        | (r/r)      |
|--------------------|------------|-------------|-------------|------------|
| PKN ORLEN          | 4,1        | 6,0         | 6,6         | 2,6        |
| ORLEN Unipetrol    | 1,9        | 2,0         | 2,1         | 0,1        |
| ORLEN Lietuva      | 2,5        | 2,4         | 2,5         | 0,0        |
| <b>Grupa ORLEN</b> | <b>8,6</b> | <b>10,5</b> | <b>11,2</b> | <b>2,7</b> |

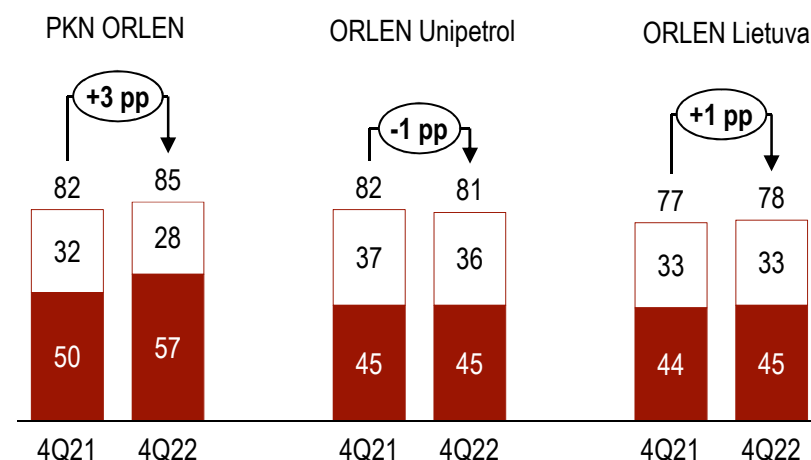
## Wykorzystanie mocy (%)

| Wykorzystanie mocy (%) | 4Q21       | 3Q22       | 4Q22       | (r/r)       |
|------------------------|------------|------------|------------|-------------|
| PKN ORLEN              | 99%        | 102%       | 98%        | -1 pp       |
| ORLEN Unipetrol        | 88%        | 93%        | 94%        | 6 pp        |
| ORLEN Lietuva          | 96%        | 91%        | 96%        | 0 pp        |
| <b>Grupa ORLEN</b>     | <b>96%</b> | <b>98%</b> | <b>98%</b> | <b>2 pp</b> |

## Uzysk paliw

%

□ lekkie destylaty ■ średnie destylaty



Przerób ropy wyniósł 11,2 mt tj. wzrost o 2,7 mt (r/r), w tym:

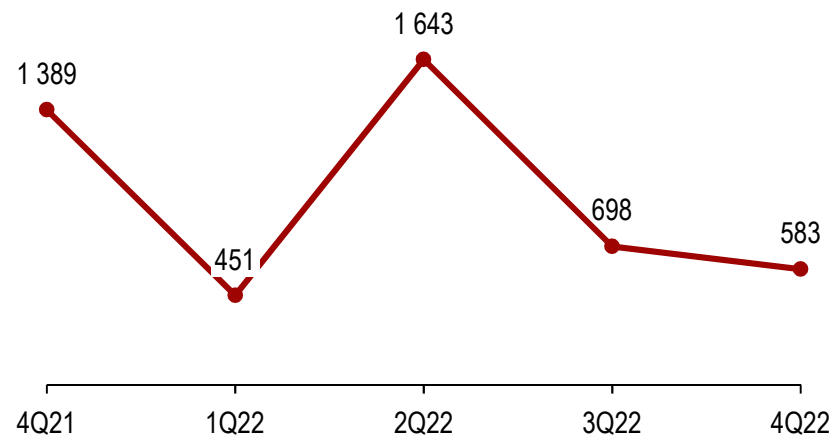
- PKN ORLEN – wzrost przerobu ropy o 2,6 mt (r/r) w efekcie ujęcia przerobu rafinerii w Gdańsku w wys. 2,8 mt przy niższym przerobie rafinerii w Płocku o (-) 0,2 mt (r/r) w efekcie postoju instalacji DRW VI (listopad-grudzień 2022) oraz niedostępności instalacji HOG w rezultacie awarii z dnia 27 września 2022r. Wyższy uzysk paliw o 3 pp (r/r) to głównie efekt wysokich uzysków rafinerii w Gdańsku przy niższym uzysku paliw rafinerii w Płocku na skutek postoju instalacji HOG.
- ORLEN Unipetrol – wzrost przerobu ropy o 0,1 mt (r/r) w efekcie korzystnego wpływu parametrów makro.
- ORLEN Lietuva – porównywalny przerób ropy (r/r). Brak istotnych postojów remontowych instalacji. Wyższy uzysk paliw o 1 pp (r/r) w efekcie niższego udziału rop zasiarczonych w strukturze przerobu (brak przerobu REBCO).

# Petrochemia – EBITDA LIFO

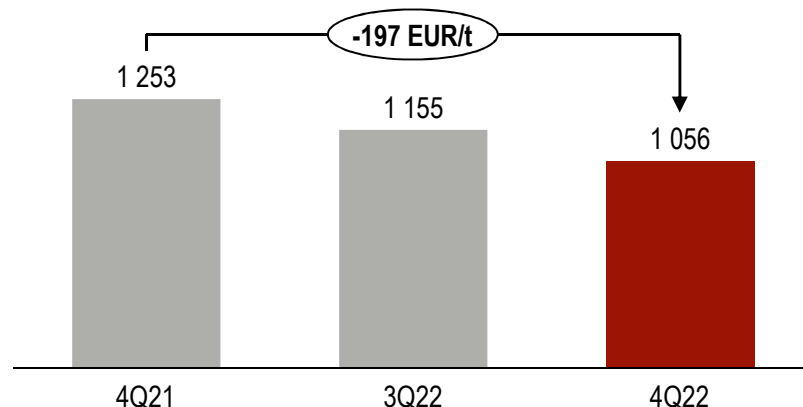
Ujemny wpływ makro oraz niższych wolumenów sprzedaży



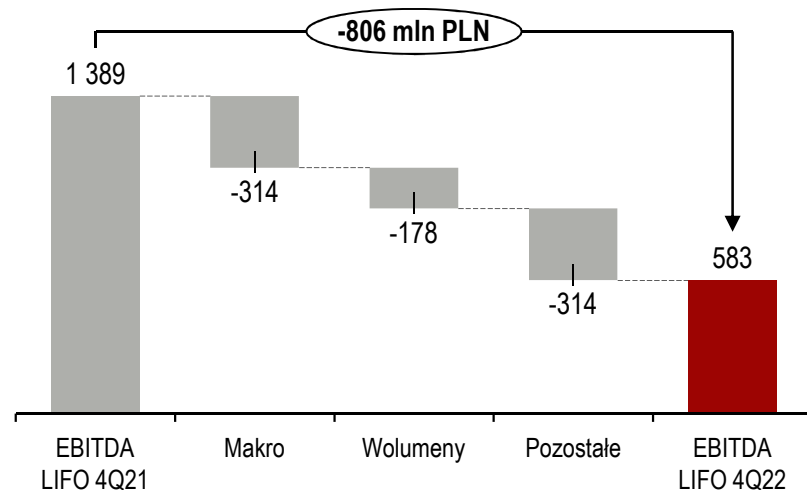
**EBITDA LIFO**  
mln PLN



**Modelowa marża petrochemiczna**  
EUR/t



**EBITDA LIFO – wpływ czynników**  
mln PLN



- Ujemny wpływ makro (r/r) w efekcie niższych marż na olefinach, poliolefinach i PCW, osłabienia EUR/USD oraz wyceny kontraktów terminowych CO2.
- Spadek wolumenów sprzedaży o (-) 12% (r/r), w tym: niższa sprzedaż olefin o (-) 23%, poliolefin o (-) 2%, nawozów o (-) 22%, PCW o (-) 26% przy wzroście sprzedaży PTA o 28%.
- Pozostałe, w tym głównie: ujemny wpływ wykorzystania historycznych warstw zapasów oraz wyższe koszty stałe i koszty pracy.
- EBITDA LIFO zawiera:
  - 168 mln PLN wyniku Anwil; spadek o (-) 40% (r/r).
  - (-) 51 mln PLN wyniku PTA; wzrost o 11 mln PLN (r/r).

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q21 30 mln PLN / 3Q22 0 mln PLN / 4Q22 (-) 11 mln PLN / 12M21 30 mln PLN / 12M22 (-) 11 mln PLN  
Makro: marże 397 mln PLN, kurs (-) 254 mln PLN, hedging 24 mln PLN, wycena kontraktów terminowych CO2 (-) 509 mln PLN, rezerwa CO2 27 mln PLN

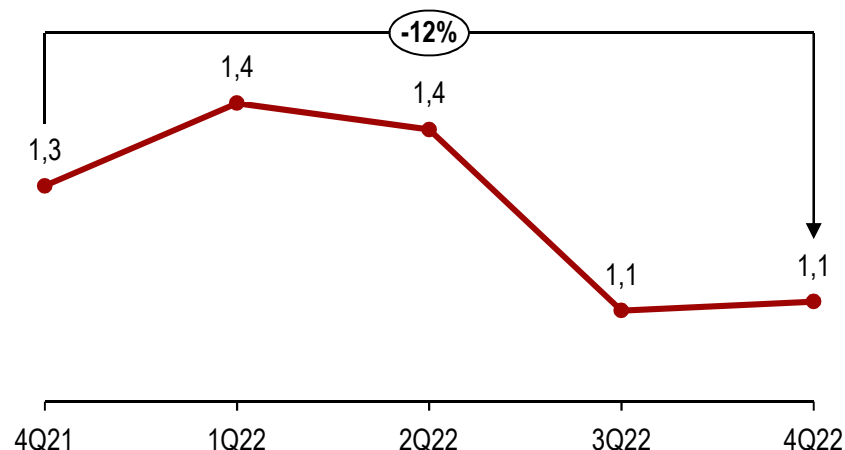
# Petrochemia – dane operacyjne

## Niższe wykorzystania mocy instalacji w efekcie ograniczeń rynkowych



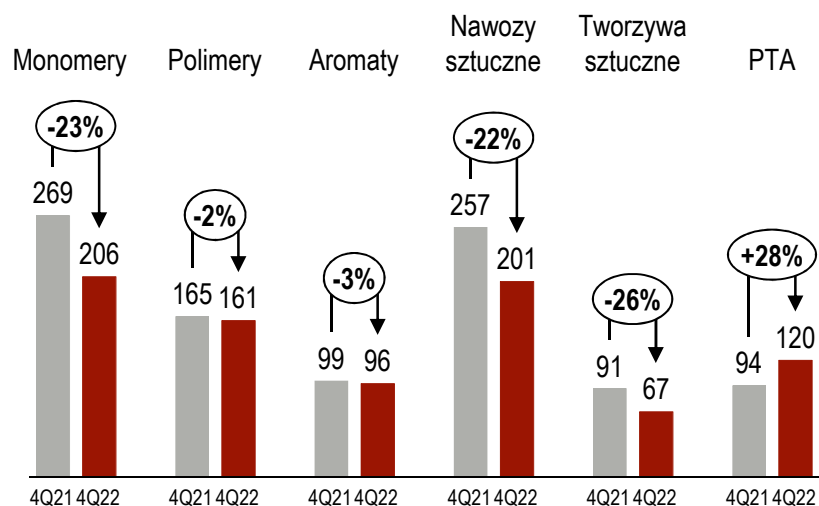
### Wolumeny sprzedaży

mt



### Wolumeny sprzedaży – podział na produkty

tys.t



### Wykorzystanie mocy

%

| Instalacje petrochemiczne    | 4Q21 | 3Q22 | 4Q22 | (r/r)  |
|------------------------------|------|------|------|--------|
| Olefiny (Płock)              | 93%  | 72%  | 78%  | -15 pp |
| BOP (Płock)                  | 80%  | 64%  | 67%  | -13 pp |
| Metateza (Płock)             | 70%  | 0%   | 14%  | -56 pp |
| Nawozy (Włocławek)           | 64%  | 49%  | 47%  | -17 pp |
| PCW (Włocławek)              | 82%  | 68%  | 65%  | -17 pp |
| PTA (Włocławek)              | 52%  | 65%  | 70%  | 18 pp  |
| Olefiny (ORLEN Unipetrol)    | 92%  | 73%  | 77%  | -15 pp |
| PPF Splitter (ORLEN Lietuva) | 96%  | 80%  | 89%  | -7 pp  |

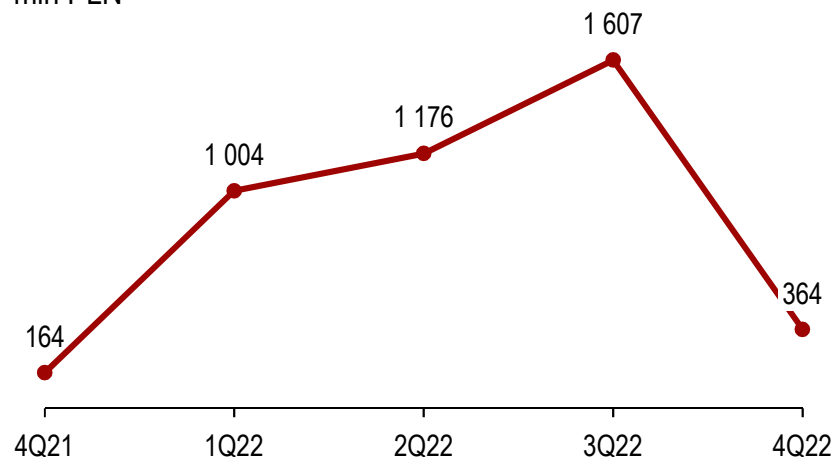
- Wykorzystanie mocy instalacji petrochemicznych:
  - Olefiny (Płock) – mniejsze obciążenie instalacji ze względu na spadek popytu.
  - BOP (Płock) – mniejsze obciążenie instalacji ze względu na spadek popytu.
  - Metateza (Płock) – postój instalacji w październiku i listopadzie'22 ze względu na spadek popytu.
  - Nawozy – ograniczona dostępność instalacji w październiku i listopadzie'22 (Wytwórnia Amoniaku).
  - PCW (Włocławek) – utrzymujący się spadek zapotrzebowania na PCW oraz wpływ przedłużonego postoju technologicznego z 3Q22.
  - PTA (Włocławek) – mniejszy zakres postojów remontowych (r/r) przy ograniczonym popycie.
  - Olefiny (Unipetrol) – praca dostosowana do dostępności instalacji PE2/PE3.
- Sprzedaż wyniosła 1,1 mt tj. spadek o (-) 12% (r/r), w tym: niższa sprzedaż w Polsce o (-) 12% głównie nawozów w efekcie postojów remontowych oraz PCW i olefin w efekcie ograniczonego popytu na produkty, w Czechach o (-) 11% w efekcie niższej sprzedaży benzenu, nawozów i PCW oraz na Litwie o (-) 50% w efekcie ograniczeń rynkowych.

# Energetyka – EBITDA

Dodatni wpływ makro przy spadku wolumenów sprzedaży

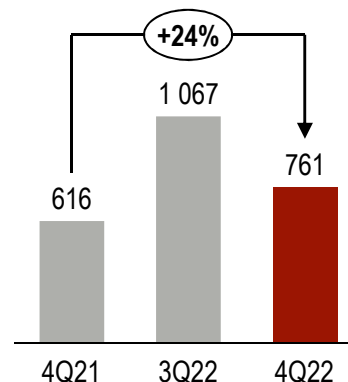


**EBITDA**  
mln PLN

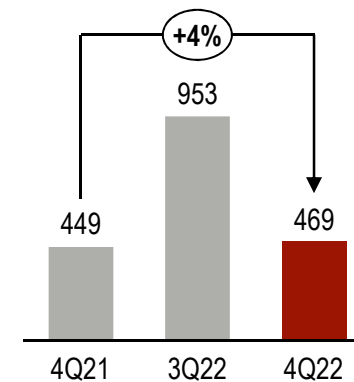


**Cena energii i gazu**  
PLN/MWh

Cena energii (TGE Base)

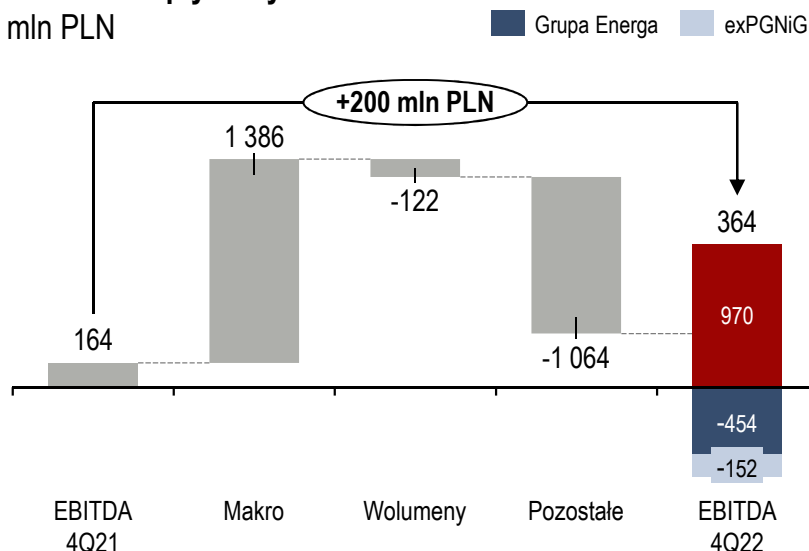


Cena gazu ziemnego (TGE gasDA)



**EBITDA – wpływ czynników**

mln PLN



- Dodatni wpływ makro (r/r) oraz niższe rezerwy na emisje CO2 przy ujemnym wpływie wyceny kontraktów terminowych CO2.
- Ujemny efekt wolumenowy (r/r) w efekcie niższej produkcji i sprzedaży energii elektrycznej w CCGT Włocławek i CCGT Płock z uwagi na wysokie notowania gazu ziemnego. Dodatkowo niższe wolumeny wytwarzania, sprzedaży i usług dystrybucji energii w Grupie Energa.
- Pozostałe, w tym głównie: utworzenia rezerwy na realizację umów z odbiorcami z grupy taryfowej G w Grupie Energa w związku z zatwierdzeniem przez Prezesa URE taryfy na 2023r. i wdrożenia regulacji w zakresie cen sprzedaży energii, konsolidacja wyników przejętej Grupy PGNiG oraz wyższe koszty stałe i koszty pracy częściowo skompensowane sprzedażą zakontraktowanego, a nieużytego gazu ziemnego.
- Ciepłownictwo: wzrost średnich cen sprzedaży ciepła PGNiG TERMIKA o 35% od 29 listopada'22 (zmiana taryf) przy wyższych kosztach wytwarzania (r/r).

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q21 (-) 17 mln PLN / 3Q22 (-) 7 mln PLN / 4Q22 (-) 2 mln PLN / 12M21 (-) 77 mln PLN / 12M22 (-) 24 mln PLN  
Makro: marże 1533 mln PLN, kurs 35 mln PLN, hedging 221 mln PLN, wycena kontraktów terminowych CO2 (-) 456 mln PLN, rezerwa CO2 53 mln PLN

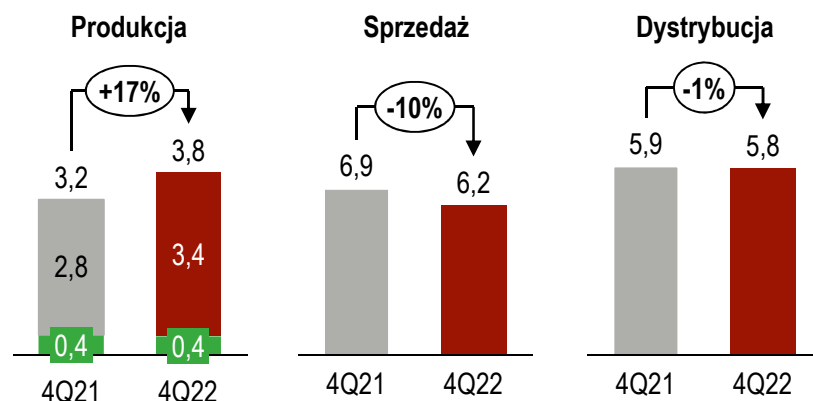
# Energetyka – dane operacyjne

~ 50% produkcji energii elektrycznej pochodzi ze źródeł zero i niskoemisyjnych



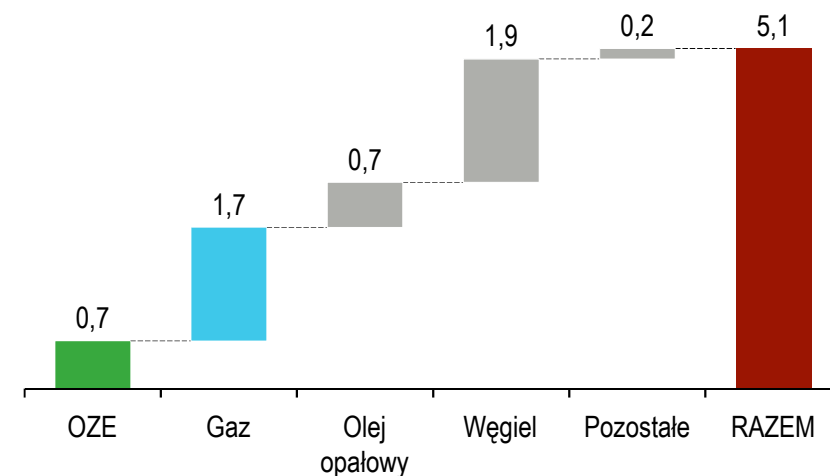
## Wolumeny energii elektrycznej

TWh



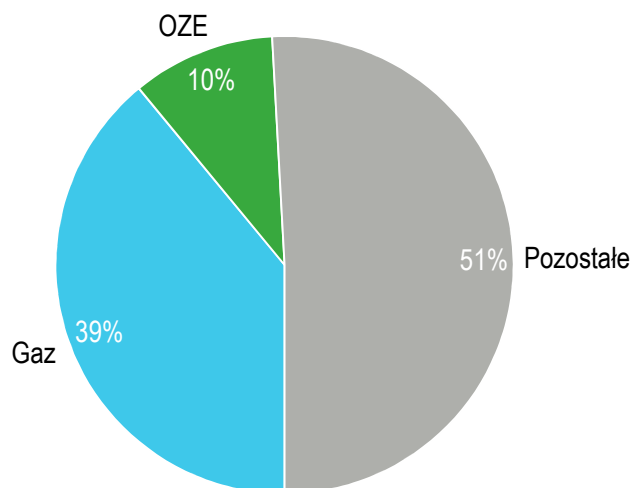
## Moc zainstalowana

GWe



## Produkcja energii elektrycznej – źródła wytwarzania

%



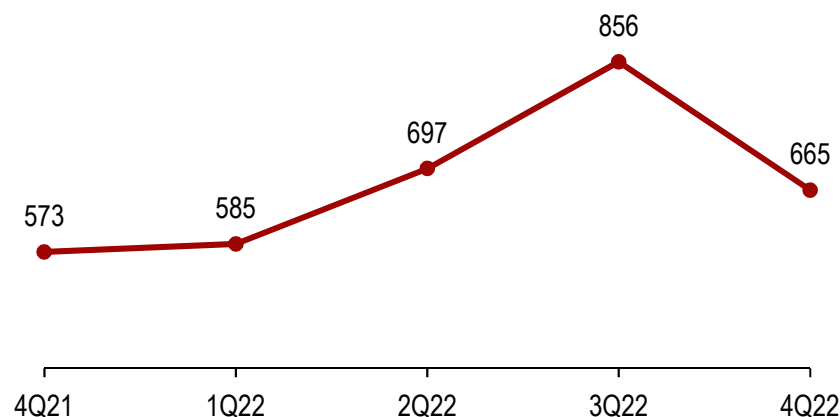
- Moc zainstalowana: 5,1 GWe (energia elektryczna) / 13,5 GWt (ciepło).
- Produkcja: 3,8 TWh (energia elektryczna) / 23,9 PJ (ciepło).
- 47% produkcji ciepła pochodzi z exPGNiG.
- Produkcja energii elektrycznej wzrosła o 17% (r/r) w efekcie uwzględnienia nowych źródeł wytwórczych. Sprzedaż energii elektrycznej z produkcji exPGNiG w 4Q22 wyniosła 1,2 TWh tj. porównywalny poziom (r/r) przy łącznej sprzedaży energii elektrycznej z produkcji w 2022r. na poziomie 4,4 TWh.
- Sprzedaż energii elektrycznej spadła o (-) 10% (r/r) w efekcie niższej sprzedaży hurtowej i detalicznej w Grupie Energa.
- Dystrybucja energii elektrycznej na zbliżonym poziomie (r/r).
- Sprzedaż ciepła przez exPGNiG wyniosła 14,1 TWh tj. porównywalny poziom (r/r) przy wyższej o 1,4°C temperaturze w kwartale.

# Detal – EBITDA

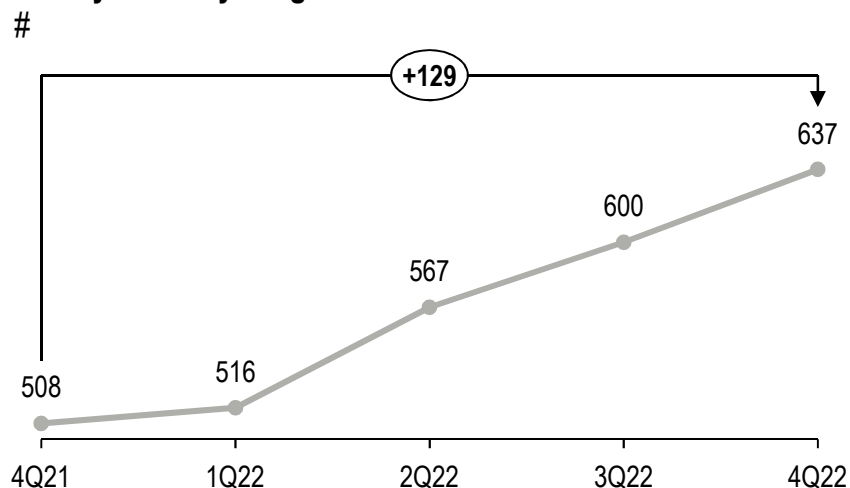
Spadek wolumenów sprzedaży w efekcie niższego popytu na rynku niemieckim



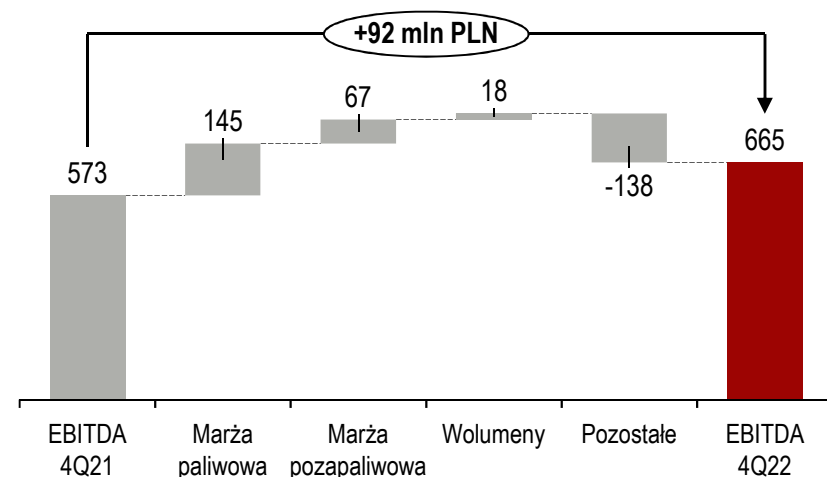
**EBITDA**  
mln PLN



**Punkty alternatywnego tankowania**



**EBITDA – wpływ czynników**  
mln PLN



- Spadek wolumenów sprzedaży o (-) 1% (r/r), w tym: wyższa sprzedaż benzyny o 2% oraz LPG o 6% przy niższej sprzedaży oleju napędowego o (-) 3%.
- Wzrost punktów sprzedaży pozapaliwowej o 169 (r/r).
- Wzrost punktów alternatywnego tankowania o 129 (r/r). Obecnie posiadamy 637 punktów alternatywnego tankowania, w tym: 589 punktów ładowania samochodów elektrycznych, 46 stacji CNG oraz 2 stacje wodorowe.
- Obecnie posiadamy 1847 automatów paczkowych; wzrost o 1471 (r/r).
- Pozostałe, w tym głównie: wzrost kosztów funkcjonowania stacji paliw (r/r).



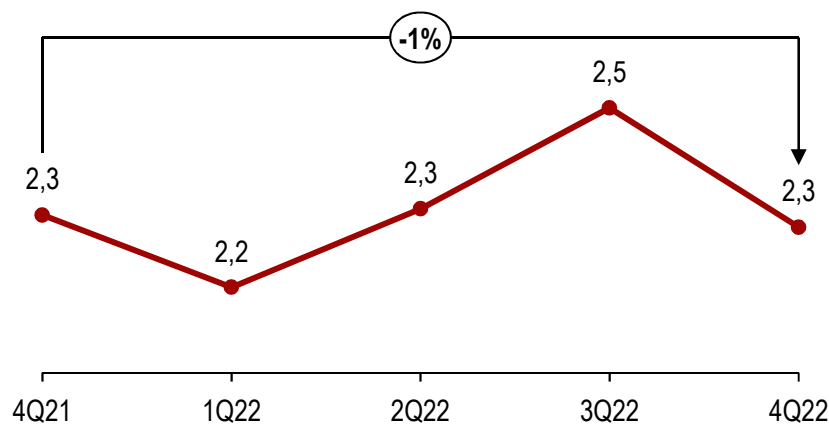
# Detal – dane operacyjne



Wejście na rynek węgierski w efekcie realizacji środków zaradczych w ramach przejęcia Grupy Lotos

## Wolumeny sprzedaży

mt



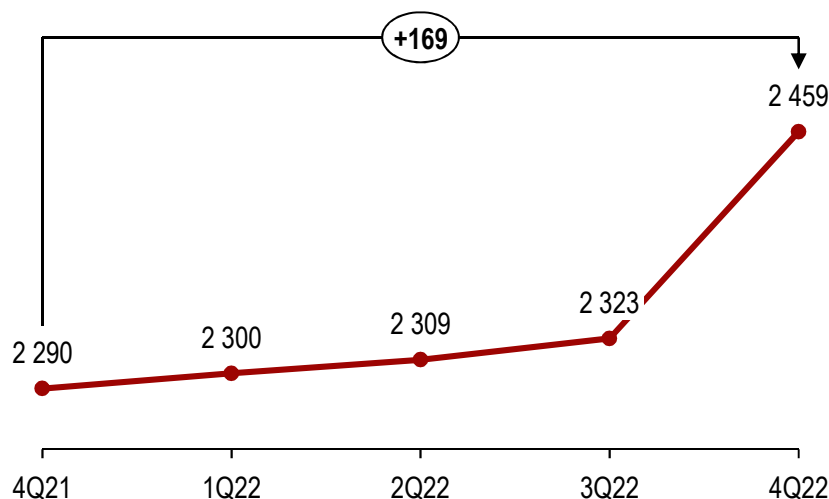
## Liczba stacji i wolumenowe udziały rynkowe

#, %

|          | # stacji | (r/r) | % rynku | (r/r)   |
|----------|----------|-------|---------|---------|
| Polska   | 1 920    | 101   | 34,1    | 3,1 pp  |
| Niemcy   | 587      | 0     | 6,0     | 0,0 pp  |
| Czechy   | 431      | 7     | 21,9    | -2,6 pp |
| Litwa    | 29       | 0     | 4,1     | 0,0 pp  |
| Słowacja | 51       | 29    | 1,8     | 0,7 pp  |
| Węgry*   | 79       | 79    | n/a     | n/a     |

## Punkty sprzedaży pozapaliwowej

#



- Sprzedaż wyniosła 2,3 mt tj. spadek o (-) 1% (r/r), w tym: wyższa sprzedaż w Polsce o 6%, w Czechach o 5% i na Litwie o 2% przy niższej sprzedaży w Niemczech o (-) 19%.
- 3097 stacji paliw, tj. wzrost o 216 (r/r), w tym głównie w Polsce i na Węgrzech w efekcie realizacji środków zaradczych w ramach przejęcia Grupy Lotos oraz na Słowacji w efekcie uruchomienia i rebrandingu samoobsługowych stacji przejętych od lokalnej sieci.
- Wzrost udziałów rynkowych w Polsce i na Słowacji przy spadku udziałów w Czechach (r/r).
- 2459 punktów sprzedaży pozapaliwowej, w tym: 1847 w Polsce (w tym 19 ORLEN w ruchu), 334 w Czechach, 173 w Niemczech, 29 na Litwie, 17 na Słowacji i 59 na Węgrzech.
- 637 punktów alternatywnego tankowania, w tym: 493 w Polsce, 125 w Czechach i 19 w Niemczech.
- „ORLEN Paczka” obejmuje 7944 lokalizacji w Polsce, w tym: 1017 stacji ORLEN, 780 kiosków RUCHu, 4300 punktów partnerskich, 1847 automatów paczkowych.

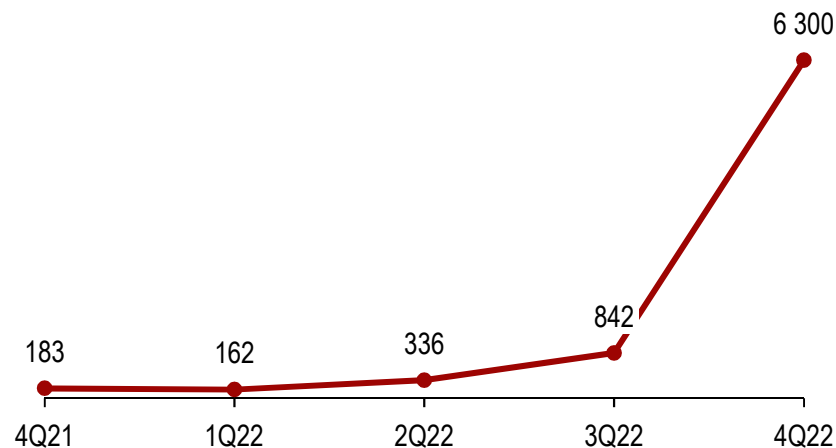
\* Docelowo 144 stacje paliw na Węgrzech. PKN ORLEN uzyska ponad 7% udział w rynku węgierskim i będzie czwartym koncernem na tym rynku pod względem liczby stacji.

# Wydobycie – EBITDA

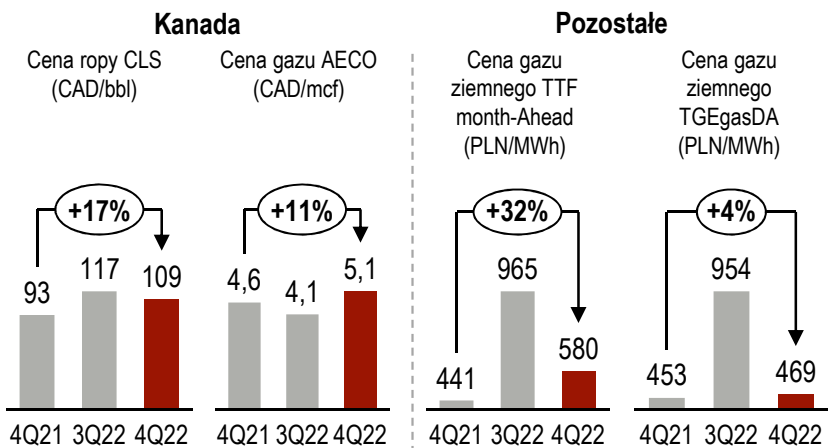
Dodatni wpływ konsolidacji wyników przejętej Grupy Lotos i Grupy PGNiG



**EBITDA**  
mln PLN

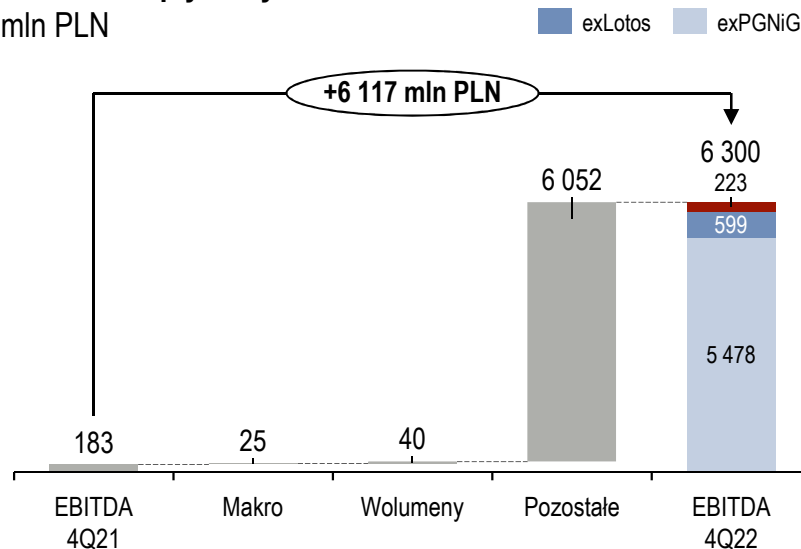


**Cena ropy i gazu**  
CAD/bbl, CAD/mcf, PLN/MWh



**EBITDA – wpływ czynników**

mln PLN



- Dodatni wpływ makro (r/r).
- Wzrost sprzedaży o 73% (r/r), w tym: wyższa sprzedaż ropy 7x, gazu ziemnego o 3% oraz kondensatu gazowego (NGL) o 42%.
- Wzrost średniego wydobycia o 175,3 tys. boe/d (r/r) tj. 12x, w tym: wzrost wydobycia w Polsce o 82,1 tys. boe/d, w Norwegii o 88,1 tys. boe/d, w Pakistanie o 5,0 tys. boe/d i na Litwie o 0,4 tys. boe/d przy spadku wydobycia w Kanadzie o (-) 0,3 tys. boe/d.
- Pozostałe, w tym głównie: konsolidacja wyników przejętej Grupy Lotos i Grupy PGNiG w wys. 6,1 mld PLN.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q21 918 mln PLN / 3Q22 (-) 40 mln PLN / 4Q22 (-) 250 mln PLN / 12M21 918 mln PLN / 12M22 (-) 322 mln PLN  
Makro: marże 15 mln PLN, kurs 0 mln PLN, hedging 10 mln PLN

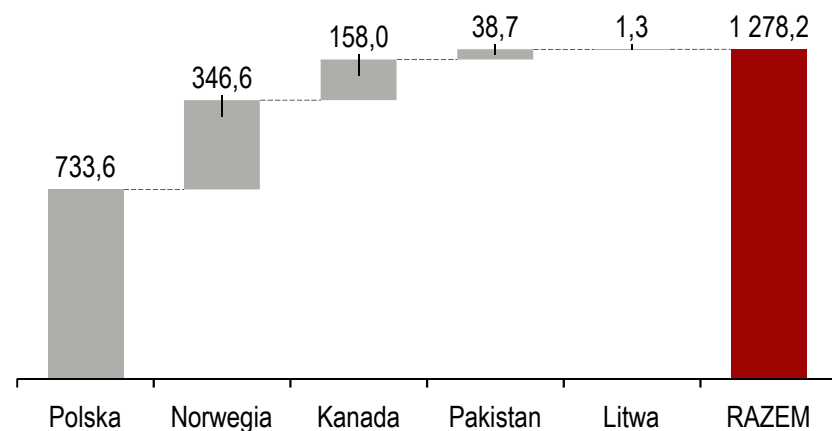
# Wydobycie – dane operacyjne

Wzrost skali segmentu wydobycia w efekcie przejęcia Grupy Lotos i Grupy PGNiG



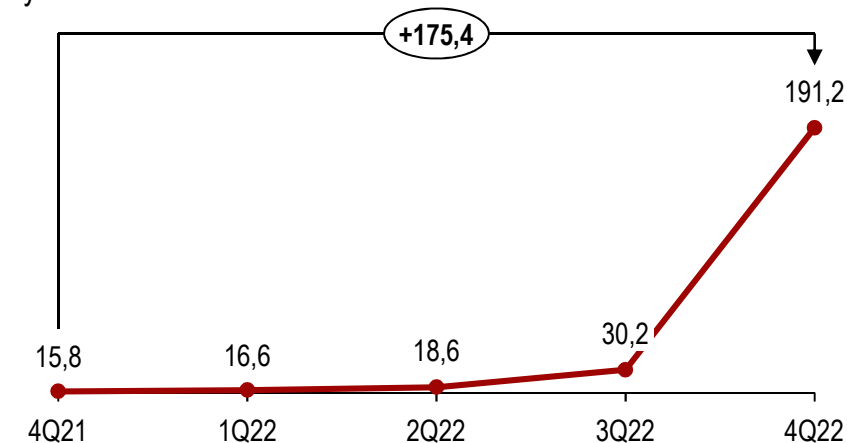
## Zasoby ropy i gazu (2P)

mln boe



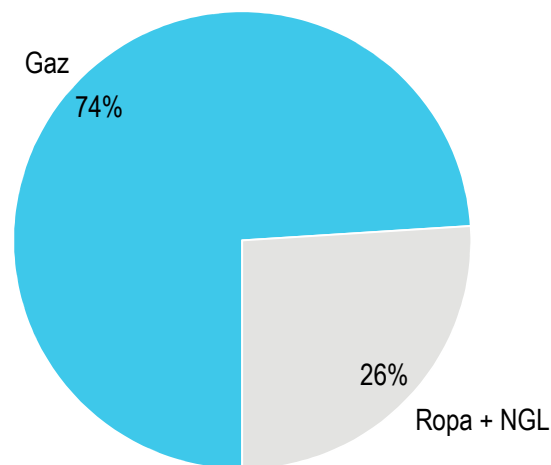
## Średnie wydobycie

tys. boe/d



## Średnie wydobycie – udział węglowodorów

%



### Polska

Zasoby 2P: 733,6 mln boe (19% ropa / 81% gaz)  
Średnie wydobycie: 83,1 tys. boe/d (23% ropa / 77% gaz)

### Norwegia

Zasoby 2P: 346,6 mln boe (30% ropa / 70% gaz)  
Średnie wydobycie: 88,1 tys. boe/d (26% ropa / 74% gaz)

### Kanada

Zasoby 2P: 158,0 mln boe (58% ropa + NGL / 42% gaz)  
Średnie wydobycie: 14,6 tys. boe/d (49% ropa + NGL / 51% gaz)

### Pakistan

Zasoby 2P: 38,7 mln boe (100% gaz)  
Średnie wydobycie: 5,0 tys. boe/d (100% gaz)

### Litwa

Zasoby 2P: 1,3 mln boe (100% ropa)  
Średnie wydobycie: 0,4 tys. boe/d (100% ropa)

# Gaz (dystrybucja oraz obrót i magazynowanie) – EBITDA

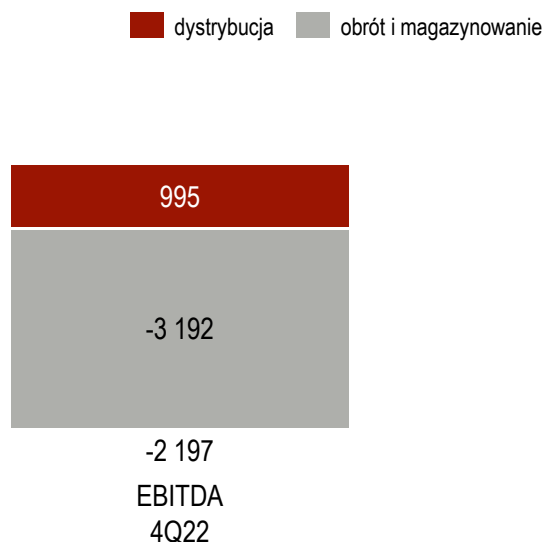
## Ujemny wpływ konsolidacji wyników przejętej Grupy PGNiG



\* Wydzielenie segmentu Gaz (dystrybucja oraz obrót i magazynowanie) w efekcie konsolidacji wyników przejętej Grupy PGNiG od listopada 2022r.

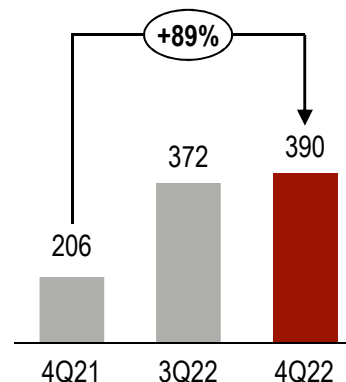
EBITDA 4Q22\* = -2 197 mln PLN

**EBITDA**  
mln PLN

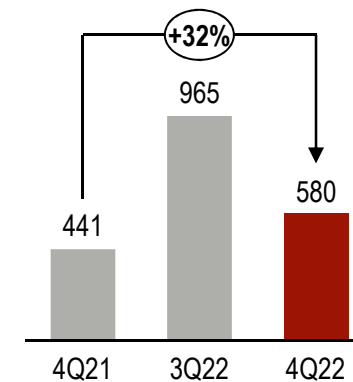


### Ceny na rynku gazu PLN/MWh

Średnioważona cena z transakcji na TGE



Cena gazu ziemnego (TTF gasMA)



- EBITDA (obrót i magazynowanie) wyniosła (-) 3,2 mld PLN tj. spadek o (-) 2,1 mld PLN (r/r).
- EBITDA (dystrybucja) wyniosła 1,0 mld PLN tj. wzrost o 0,4 mld PLN (r/r).
- Przychody ze sprzedaży segmentu w listopadzie i grudniu 2022r. wyniosły łącznie 30,7 mld PLN vs 23,7 mld PLN w porównywalnym okresie 2021r.
- Przychody ze sprzedaży gazu wyniosły 23,8 mld PLN vs 20,7 mld PLN, przy wzroście ceny sprzedaży i spadku wolumenu sprzedaży.

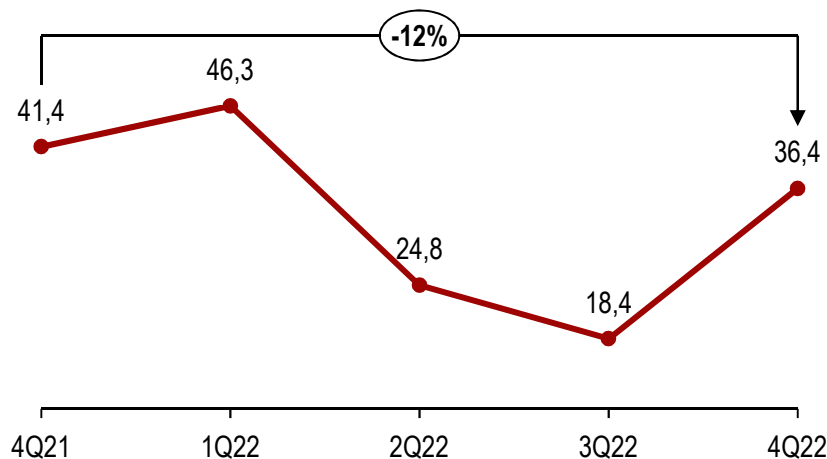
# Gaz (dystrybucja oraz obrót i magazynowanie) – dane operacyjne

## Spadek wolumenów sprzedaży i dystrybucji - spadek popytu na skutek wysokich cen



### Wolumen dystrybuowanego gazu

TWh

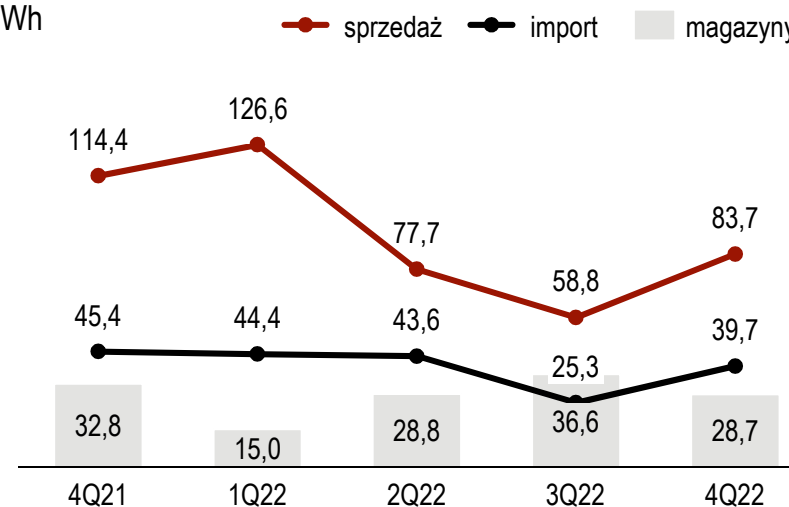


### Dystrybucja

- 36,4 TWh wolumenów dystrybuowanego gazu tj. spadek o (-) 12% (r/r) przy wyższej średniej temperaturze w kwartale o 1,4°C (r/r).
- Taryfa dystrybucyjna obowiązująca w 2022r. wyższa o 3,6% w porównaniu do obowiązującej w 2021r.
- Formuła kalkulacji taryfy dystrybucyjnej: koszt + zwrot z kapitału.

### Sprzedaż gazu, stan magazynów i wolumen importu

TWh



### Obrót i magazynowanie

- Import gazu do Polski w 4Q22 wyniósł 39,7 TWh, w tym 52% stanowiło LNG. W terminalu LNG w Świnoujściu rozładowano 18 statków, w tym: 6 w ramach kontraktów z Qatargas oraz 12 transakcji spot.
- Wolumen zmagazynowanego gazu przez Grupę ORLEN (w Polsce i za granicą)\* na koniec 4Q22 wyniósł 28,7 TWh. Stan napełnienia instalacji magazynowych w Polsce na koniec 4Q22 wyniósł 97%.
- Taryfa detaliczna obowiązująca w 2022r. wyższa o 83,7% w porównaniu do poprzedniej taryfy; wpływ rekompensaty z Funduszu Wyплаты Różnicy Ceny dla PGNiG OD na przychody w okresie od 7 marca do 30 grudnia wyniósł 7,9 mld zł.
- Sprzedaż do największych odbiorców, małych i średnich przedsiębiorstw realizowana na podstawie kontraktów oraz cenników; sprzedaż do gospodarstw domowych i odbiorców chronionych – na podstawie taryfy.

\* Stan zapasów obejmuje gaz wysokometanowy, zaazotowany oraz LNG w terminalach. Dane nie obejmują wolumenu OSP GAZ-SYSTEM i Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych.



Najważniejsze wydarzenia



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne



Sytuacja finansowa



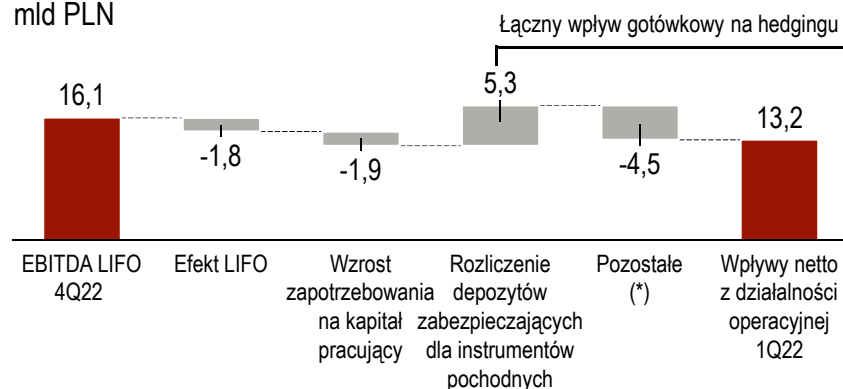
Perspektywy

# Przepływy pieniężne



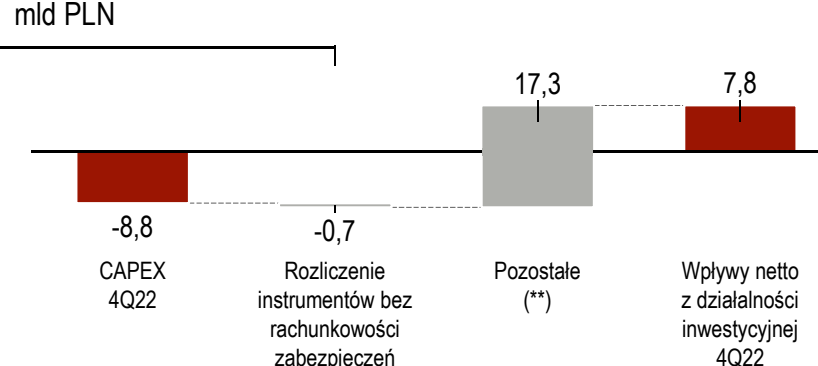
## Przepływy z działalności operacyjnej

mld PLN



## Przepływy z działalności inwestycyjnej

mld PLN

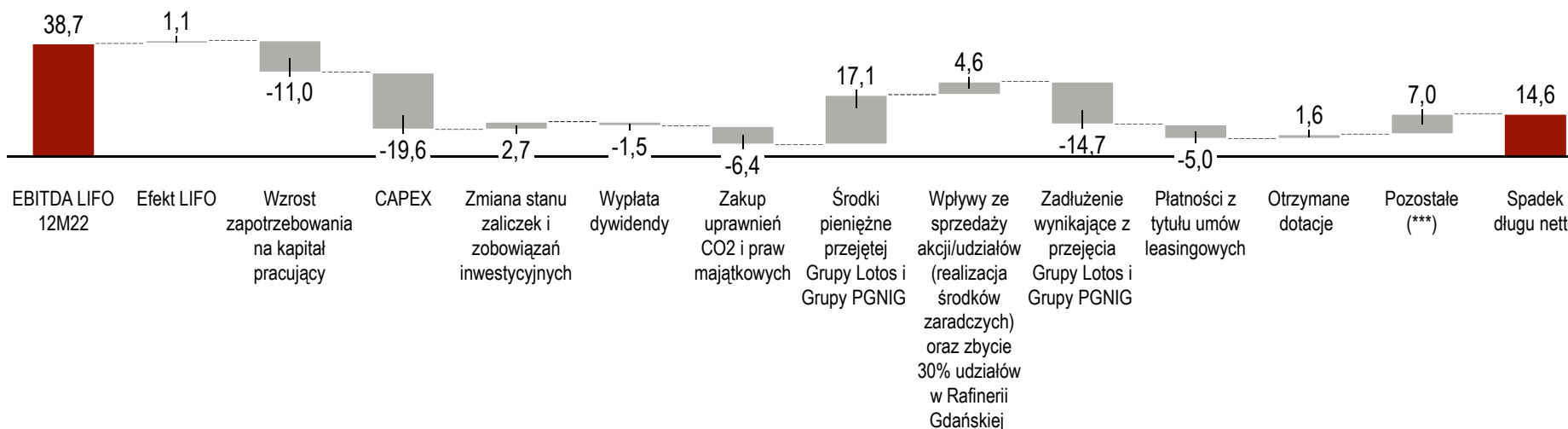


\* głównie: zapłacony podatek dochodowy (-) 3,2 mld PLN, zmiana stanu rezerw 3,7 mld PLN, oraz rozliczone rekompensaty do cen gazu (-) 3,9 mld PLN

\*\* głównie: zakup uprawnień CO2 i praw majątkowych (-) 3,5 mld PLN, środki pieniężne przejętej Grupy PGNiG 12,8 mld PLN, wpływy ze sprzedaży akcji/udziałów w związku z realizacją środków zaradczych oraz zbycie 30% udziałów w Rafinerii Gdańskiej 4,6 mld PLN

## Wolne przepływy pieniężne 12M22

mld PLN

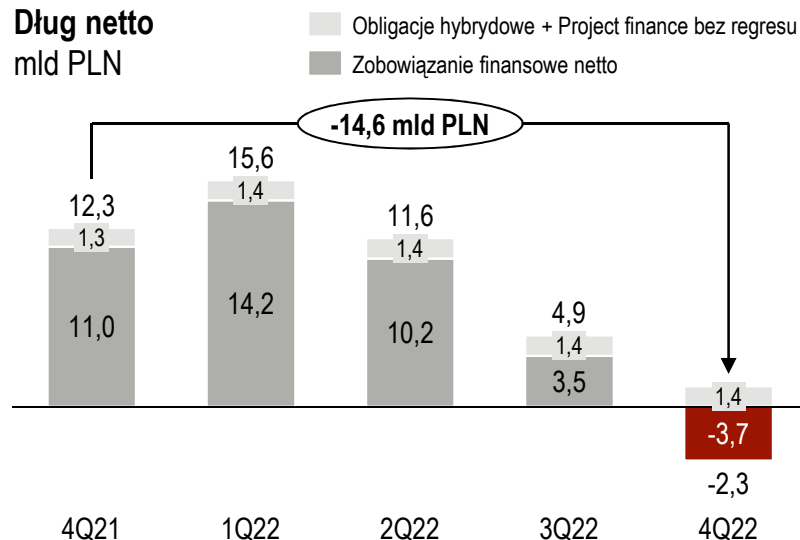


\*\*\* głównie: zapłacony podatek dochodowy (-) 0,9 mld PLN, zapłacone odsetki (-) 0,9 mld PLN, nabycie akcji pomniejszone o środki pieniężne (-) 0,9 mld PLN, środki pieniężne na dzień ustalenia wspólnego działania w Rafinerii Gdańskiej 0,4 mld PLN, otrzymane dywidendy 0,5 mld PLN, rozliczenie i wycena pochodnych instrumentów finansowych 3,5 mld PLN, zwiększenia z tytułu praw do użytkowania aktywów 2,0 mld PLN, korekty kapitałowe (-) 0,3 mld PLN, zmiana stanu rezerw 9,0 mld PLN, rezerwa na rekultywację 1 mld PLN, rozliczenie dotacji na prawa majątkowe (-) 2,9 mld PLN, wycena i przeszacowanie zadłużenia z tytułu różnic kursowych netto (-) 0,8 mld PLN, rozliczenie otrzymanych rekompensat do cen gazu (-) 3,9 mld PLN, wynik na sprzedaży 30% rafinerii Gdańsk 0,5 mld PLN

# Zadłużenie



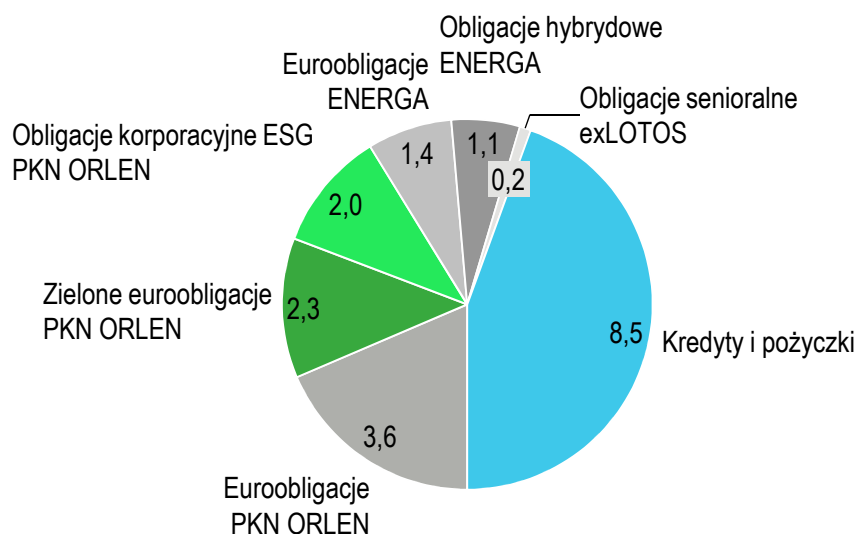
## Dług netto mld PLN



## Dług netto/EBITDA\*



## Dług brutto – źródła finansowania mld PLN



- Struktura walutowa długu brutto: EUR 58%, PLN 37%, USD 5%.
- Średnioważony termin zapadalności zadłużenia: 2025r.
- Rating inwestycyjny: A3 perspektywa stabilna (Moody's), BBB+ perspektywa stabilna (Fitch). Rating Moody's i Fitch najwyższy w historii Koncernu w efekcie skutecznej realizacji procesów połączeniowych oraz mocnych fundamentów finansowych Grupy ORLEN.
- Spadek długu netto o 7,2 mld PLN (kw/kw) głównie w efekcie dodatniego wpływu środków pieniężnych netto z działalności operacyjnej w wys. 13,2 mld PLN oraz z działalności inwestycyjnej w wys. 7,8 mld PLN przy ujemnym wpływie spłaty kredytów i pożyczek w wys. (-) 12,6 mld PLN oraz wypłaconej dywidendy w wys. (-) 1,5 mld PLN.
- Zapasy obowiązkowe w bilansie na koniec 4Q22 wyniosły 11,9 mld PLN, w tym: 11,1 mld PLN w PKN ORLEN oraz 0,9 mld PLN w ORLEN Lietuva.

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

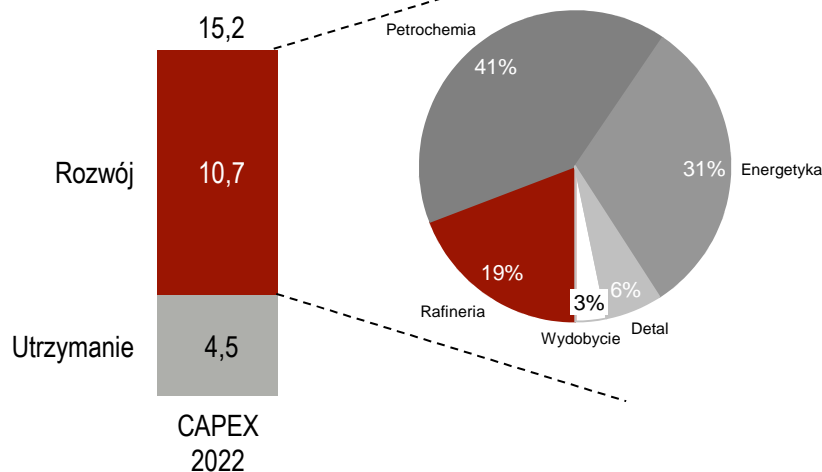


# Nakłady inwestycyjne



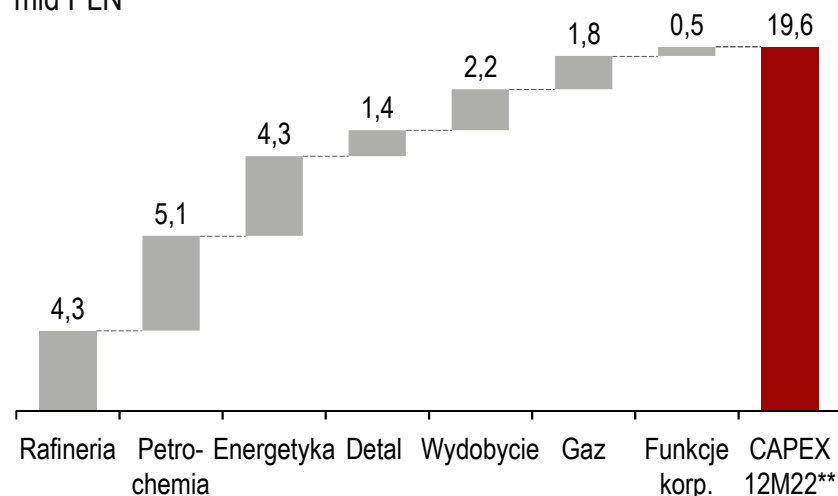
## Planowany CAPEX\*

mld PLN, %



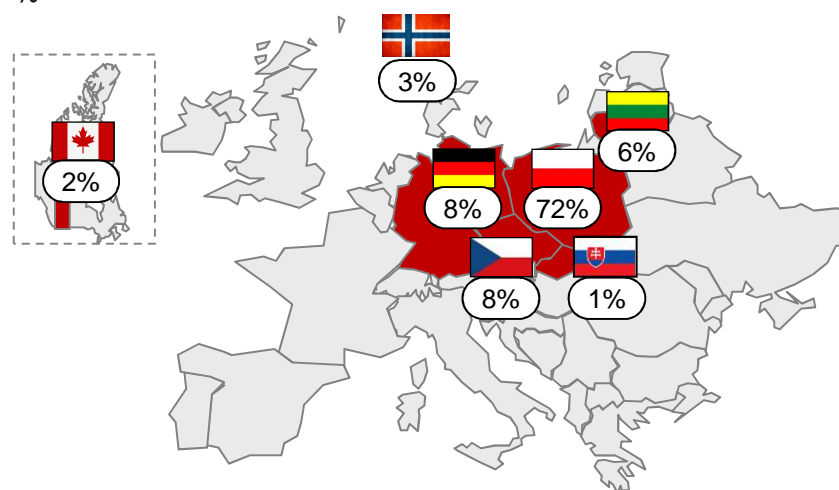
## Zrealizowany CAPEX 12M22\*\* – podział na segmenty

mld PLN



## Zrealizowany CAPEX 12M22\*\* – podział wg krajów

%



## Główne projekty rozwojowe w 2022

### Rafineria

- Budowa instalacji Hydrokrakingu – Litwa
- Budowa instalacji Bioetanolu 2 Gen. – ORLEN Południe
- Budowa instalacji HVO (uwodornienia olejów roślinnych) – Płock
- Budowa instalacji Visbreakingu – Płock

### Petrochemia

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

### Energetyka

- Modernizacja aktywów oraz przyłączenie nowych odbiorców – Grupa ENERGA
- Budowa CCGT Ostrołęka i CCGT Grudziądz
- Projekt budowy farmy wiatrowej na Bałtyku

### Detal

- Rozwój sieci stacji paliw oraz sieci sprzedaży pozapaliwowej
- Wprowadzanie nowych usług i produktów

### Wydobycie

- Polska / Kanada – koncentracja na najbardziej obiecujących złożach

\* Planowany CAPEX nie uwzględnia planu przejętej Grupy Lotos i PGNIG. \*\* Zrealizowany CAPEX z uwzględnieniem przejętej Grupy Lotos i Grupy PGNIG.

CAPEX 4Q22 wyniósł 8 836 mln PLN: Rafineria 1 594 mln PLN, Petrochemia 1 247 mln PLN, Energetyka 1 704 mln PLN, Detal 614 mln PLN, Wydobycie 1 661 mln PLN, Gaz 1 809 mln PLN, FK 207 mln PLN. Nakłady inwestycyjne uwzględniają leasingi z tytułu MSSF16.



Najważniejsze wydarzenia



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne



Sytuacja finansowa



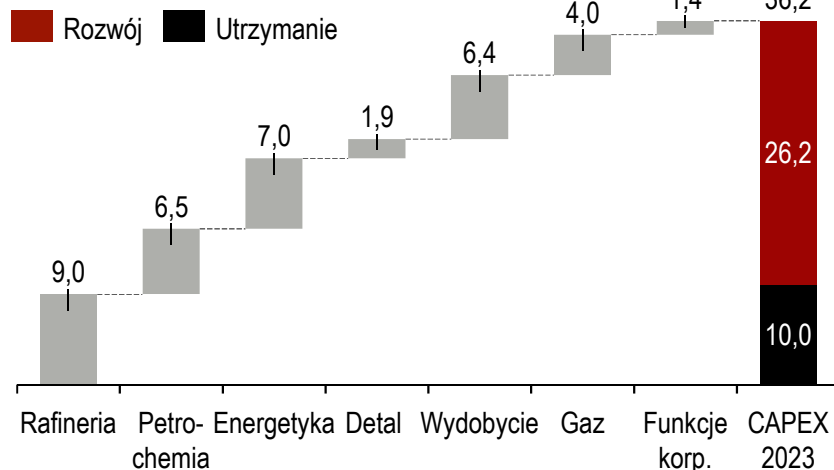
Perspektywy

# Planowane nakłady inwestycyjne w 2023r.



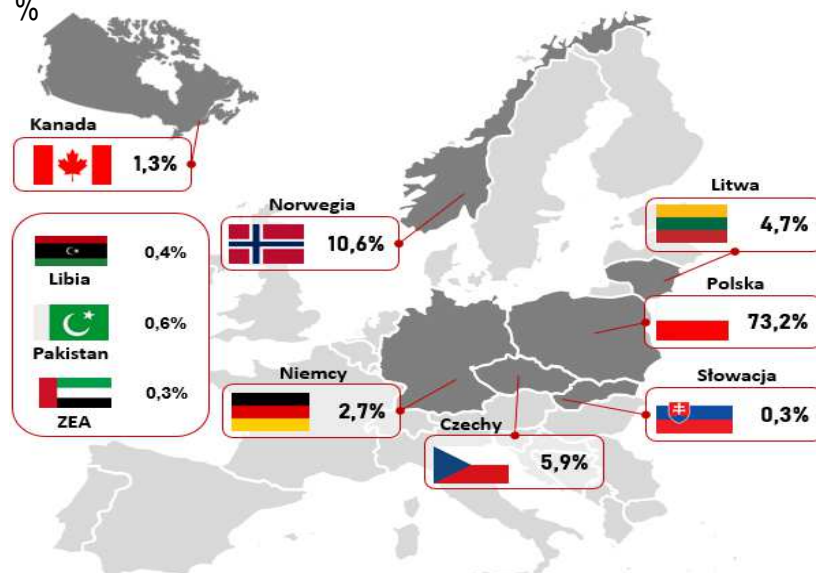
## Planowany CAPEX

mld PLN



## Planowany CAPEX – podział wg krajów

%



Nakłady inwestycyjne uwzględniają leasingi z tytułu MSSF16.

## Główne projekty rozwojowe w 2023r.



### Rafineria

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



### Petrochemia

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



### Energetyka

- Modernizacja aktywów oraz przyłączenie nowych odbiorców – Grupa ENERGA
- Budowa CCGT Ostrołęka i CCGT Grudziądz
- Budowa farm fotowoltaicznych
- Projekt budowy morskiej farmy wiatrowej na Bałtyku



### Detal

- Rozwój sieci stacji paliw oraz sprzedaży pozapaliwowej
- Rozwój sieci paliw alternatywnych
- Automaty paczkowe



### Wydobycie

- Projekty PGNiG Upstream Norway i Lotos Norge
- Projekty ORLEN Upstream w Polsce i Kanadzie



### Gaz

- Budowa i modernizacja przyłączy odbiorców do sieci – PSG

# Otoczenie makroekonomiczne 1Q23

Dane za 1Q23 do dnia 17 lutego 2023r.



**ORLEN**

|  |         | 1Q22  | 4Q22  | 1Q23 |
|--|---------|-------|-------|------|
| Ropa Brent   | USD/bbl | 102   | 89    | 83   |
| Modelowa marża rafineryjna <sup>1</sup>                              | USD/bbl | 6,0   | 22,0  | 19,2 |
| Dyferencjał <sup>2</sup>   | USD/bbl | 7,8   | 6,4   | 6,2  |
| Modelowa marża petrochemiczna <sup>3</sup>                           | EUR/t   | 1 166 | 1 056 | 999  |
| Cena gazu ziemnego TTF month-ahead                                   | PLN/MWh | 465   | 580   | 281  |
| Cena gazu ziemnego TGEgasDA  | PLN/MWh | 477   | 474   | 305  |
| Cena energii elektrycznej TGeBase                                    | PLN/MWh | 625   | 750   | 651  |
| <b>Produkty rafineryjne<sup>4</sup> - marża (crack) z notowań</b>    |         |       |       |      |
| ON   | USD/t   | 148   | 383   | 275  |
| Benzyna  | USD/t   | 187   | 251   | 291  |
| Ciężki olej opałowy  | USD/t   | -247  | -311  | -255 |
| <b>Produkty petrochemiczne<sup>4</sup> - marża (crack) z notowań</b> |         |       |       |      |
| Polietylen <sup>5</sup>  | EUR/t   | 466   | 487   | 485  |
| Polipropylen <sup>5</sup>  | EUR/t   | 655   | 438   | 442  |
| Etylen   | EUR/t   | 664   | 606   | 628  |
| Propylen   | EUR/t   | 679   | 514   | 526  |
| Paraksylen   | EUR/t   | 262   | 593   | 579  |
| <b>Średnie kursy walut<sup>6</sup></b>                               |         |       |       |      |
| USD/PLN  | USD/PLN | 4,13  | 4,64  | 4,38 |
| EUR/PLN  | EUR/PLN | 4,63  | 4,73  | 4,72 |

(1) Modelowa marża rafineryjna = przychody (93,5% Produkty = 36% Benzyna + 43% Diesel + 14,5% Ciężki olej opałowy) - koszty (100% wsadu: ropa i pozostałe surowce). Notowania rynkowe spot. (do dnia 31.07.2022)

Modelowa marża rafineryjna = przychody (93,6% Produkty = 33% Benzyna + 48% Diesel + 13% Ciężki olej opałowy) - koszty (100% wsadu: 98% ropa Brent + 2% gaz ziemny). Notowania rynkowe spot. (od dnia 01.08.2022)

(2) Dyferencjał liczony na bazie rzeczywistego udziału przerobionych rop. Notowania spot. (od dnia 01.01.2022)

(3) Modelowa marża petrochemiczna = przychody (98% Produkty = 44% HDPE + 7% LDPE + 35% PP Homo + 12% PP Copo) - koszty (100% wsadu = 75% nafty + 25% LS VGO).

Przychody notowania kontrakt; koszty 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.



## Makro

- Ropa Brent – w 2023r. oczekujemy spadku cen ropy (*r/r*) do poziomu 85-95 USD/bbl. W scenariuszu bazowym przyjmuje się, że OPEC+ zarządza podażą, aby wspierać ceny powyżej 80 USD/bbl, a Chiny kontynentalne wracają na ścieżkę wzrostu. S&P szacuje, że światowy wzrost popytu na ropę wyniesie 1,9 mbd w 2023 r., z czego Chiny kontynentalne odpowiadają za 1,1 mbd.
- Marża rafineryjna – w 2023r. oczekujemy spadku marż rafineryjnych (*r/r*) do poziomu ok. 11 USD/bbl. W ciągu kolejnych kwartałów na rynki paliw powróci równowaga, do której przyczyni się spowolnienie aktywności gospodarczej w skali globalnej oraz stopniowy wzrost podaży paliw z sukcesywnie oddawanych do użytku nowych rafinerii w USA, w Afryce, na Bliskim Wschodzie i w Azji. Przewaga mocy rafineryjnych nad popytem przywróci rafineriom elastyczność reagowania na zmiany marż rafineryjnych.
- Dyferencjał – w 2023r. oczekujemy spadku dyferencjału (*r/r*) do poziomu ok. 5 USD/bbl w efekcie ograniczenia udziału REBCO w przerobie Grupy ORLEN.
- Marża petrochemiczna – w 2023r. oczekujemy spadku marż petrochemicznych (*r/r*) do poziomu ok. 1100 EUR/t w efekcie spadku popytu na produkty petrochemiczne na skutek spowolnienia gospodarczego oraz utrzymującej się inflacji.
- Gaz ziemny – w 2023r. oczekujemy spadku cen gazu (*r/r*) do poziomu ok. 200 PLN/MWh. Ceny gazu w najbliższych kwartałach będą uzależnione od warunków atmosferycznych oraz ryzyk geopolitycznych.
- Energia elektryczna – w 2023r. oczekujemy spadku cen energii elektrycznej (*r/r*) do poziomu ok. 450 PLN/MWh. Rynek energii elektrycznej charakteryzuje się dużą niepewnością – sytuacja geopolityczna, regulacje, pogoda są głównymi czynnikami kształtującymi ceny energii.



## Gospodarka

- PKB\* – Polska 0,4%, Czechy 0,1%, Litwa 0,3%, Niemcy 0,2% (projekcje Komisji Europejskiej z dn. 15.02.2023).
- Konsumpcja paliw – spadek popytu na paliwa i produkty petrochemiczne w efekcie spowolnienia gospodarczego.



## Regulacje

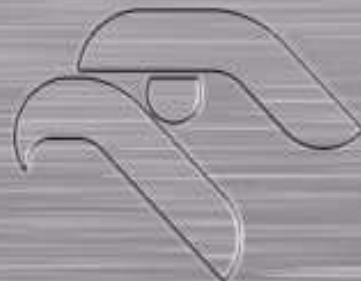
- Unijne embargo dotyczące importu paliw z Rosji od 5 lutego 2023r.
- Ustawa o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych – gazowy odpis na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny w obszarze wydobycia gazu ziemnego w Polsce (ujemny wpływ na wynik segmentu Upstream) oraz wpływy z tytułu rekompensat w obszarze sprzedaży i dystrybucji gazu w Polsce wynikające z ustalenia ceny maksymalnej poniżej taryfy (dodatni wpływ na wynik segmentu Gaz).
- Narodowy Cel Wskaźnikowy – wzrost poziomu bazowego z 8,8 do 8,9% (zredukowany wskaźnik dla Grupy ORLEN wynosi 5,8%).



## Podatki

- 39,1 mld PLN – zapłacone podatki przez PKN ORLEN S.A. w całym 2022r.

Dziękujemy za uwagę



ORLEN

W przypadku pytań prosimy o kontakt z Biurem Relacji Inwestorskich:

telefon: + 48 24 256 81 80

e-mail: [ir@orlen.pl](mailto:ir@orlen.pl)

[www.orlen.pl](http://www.orlen.pl)



Slajdy pomocnicze

# Wyniki – podział na kwartały



| mIn PLN     | 1Q21   | 2Q21   | 3Q21   | 4Q21   | 12M21   | 1Q22   | 2Q22   | 3Q22   | 4Q22    | 12M22   | 4Q/4Q  | 12M/12M |
|-------------|--------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|--------|---------|---------|--------|---------|
| Przychody   | 24 562 | 29 423 | 36 442 | 40 914 | 131 341 | 45 447 | 57 804 | 72 996 | 102 262 | 278 509 | 61 348 | 147 168 |
| EBITDA LIFO | 2 425  | 3 171  | 4 299  | 4 259  | 14 154  | 2 786  | 8 204  | 17 503 | 24 256  | 52 749  | 19 997 | 38 595  |
| efekt LIFO  | 1 142  | 963    | 890    | 1 251  | 4 246   | 2 174  | 1 321  | -553   | -1 849  | 1 093   | -3 100 | -3 153  |
| EBITDA      | 3 567  | 4 134  | 5 189  | 5 510  | 18 400  | 4 960  | 9 525  | 16 950 | 22 407  | 53 842  | 16 897 | 35 442  |
| Amortyzacja | -1 311 | -1 294 | -1 328 | -1 408 | -5 341  | -1 400 | -1 447 | -1 518 | -2 529  | -6 894  | -1 121 | -1 553  |
| EBIT LIFO   | 1 114  | 1 877  | 2 971  | 2 851  | 8 813   | 1 386  | 6 757  | 15 985 | 21 727  | 45 855  | 18 876 | 37 042  |
| EBIT        | 2 256  | 2 840  | 3 861  | 4 102  | 13 059  | 3 560  | 8 078  | 15 432 | 19 878  | 46 948  | 15 776 | 33 889  |
| Wynik netto | 1 872  | 2 244  | 2 928  | 4 144  | 11 188  | 2 845  | 3 683  | 12 650 | 16 280  | 35 458  | 12 136 | 24 270  |

Wyniki uwzględniają zysk z tytułu okazijnego nabycia Grupy Lotos w wys. 5824 mln PLN w 3Q22 oraz Grupy PGNiG w wys. 8193 mln PLN w 4Q22.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q21 (-) 4 mln / PLN 2Q21 (-) 85 mln / PLN / 3Q21 (-) 3 mln PLN / 4Q21 903 mln PLN / 12M21 811 mln PLN / 1Q22 (-) 27 mln PLN / 2Q22 (-) 2860 mln PLN / 3Q22 (-) 53 mln PLN / 4Q22 (-) 447 mln PLN / 12M22 (-) 3387 mln PLN.



# EBITDA LIFO – podział na segmenty



| mln PLN                           | 1Q21         | 2Q21         | 3Q21         | 4Q21         | 12M21         | 1Q22         | 2Q22         | 3Q22          | 4Q22          | 12M22         | 4Q/4Q         | 12M/12M       |
|-----------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>Rafineria, w tym:</b>          | <b>22</b>    | <b>282</b>   | <b>1 198</b> | <b>2 112</b> | <b>3 614</b>  | <b>900</b>   | <b>4 656</b> | <b>7 998</b>  | <b>10 907</b> | <b>24 461</b> | <b>8 795</b>  | <b>20 847</b> |
| NRV                               | 157          | 15           | 1            | 0            | 173           | -4           | 3            | -30           | 14            | -17           | 14            | -190          |
| hedging                           | -402         | -395         | -193         | -66          | -1 056        | -1 911       | -2 558       | 729           | -80           | -3 820        | -14           | -2 764        |
| wycena kontraktów terminowych CO2 | 193          | 260          | 159          | 567          | 1 179         | -568         | 21           | -175          | 125           | -597          | -442          | -1 776        |
| <b>Petrochemia, w tym:</b>        | <b>872</b>   | <b>1 021</b> | <b>1 013</b> | <b>1 389</b> | <b>4 295</b>  | <b>451</b>   | <b>1 643</b> | <b>698</b>    | <b>583</b>    | <b>3 375</b>  | <b>-806</b>   | <b>-920</b>   |
| NRV                               | 36           | -1           | 2            | 1            | 38            | 0            | 0            | 0             | 0             | 0             | -1            | -38           |
| hedging                           | 14           | 22           | 33           | 35           | 104           | 48           | 58           | 63            | 57            | 226           | 22            | 122           |
| wycena kontraktów terminowych CO2 | 213          | 287          | 135          | 593          | 1 228         | -614         | 23           | -84           | 84            | -591          | -509          | -1 819        |
| <b>Energetyka, w tym:</b>         | <b>1 259</b> | <b>1 215</b> | <b>1 042</b> | <b>164</b>   | <b>3 680</b>  | <b>1 004</b> | <b>1 176</b> | <b>1 607</b>  | <b>364</b>    | <b>4 151</b>  | <b>200</b>    | <b>471</b>    |
| hedging                           | 0            | 0            | 0            | -99          | -99           | 50           | -62          | 134           | 123           | 245           | 222           | 344           |
| wycena kontraktów terminowych CO2 | 162          | 217          | 197          | 524          | 1 100         | -543         | 21           | 128           | 68            | -326          | -456          | -1 426        |
| <b>Detal</b>                      | <b>548</b>   | <b>828</b>   | <b>948</b>   | <b>573</b>   | <b>2 897</b>  | <b>585</b>   | <b>697</b>   | <b>856</b>    | <b>665</b>    | <b>2 803</b>  | <b>92</b>     | <b>-94</b>    |
| <b>Wydobycie, w tym:</b>          | <b>14</b>    | <b>60</b>    | <b>130</b>   | <b>183</b>   | <b>387</b>    | <b>162</b>   | <b>336</b>   | <b>841</b>    | <b>6 300</b>  | <b>7 639</b>  | <b>6 117</b>  | <b>7 252</b>  |
| hedging                           | -63          | -60          | -11          | -7           | -141          | -81          | -24          | 15            | 3             | -87           | 10            | 54            |
| <b>Gaz, w tym:</b>                | <b>n/a</b>   | <b>n/a</b>   | <b>n/a</b>   | <b>n/a</b>   | <b>n/a</b>    | <b>n/a</b>   | <b>n/a</b>   | <b>n/a</b>    | <b>-2 197</b> | <b>-2 197</b> | <b>-2 197</b> | <b>-2 197</b> |
| hedging                           | n/a          | n/a          | n/a          | n/a          | n/a           | n/a          | n/a          | n/a           | 141           | 141           | 141           | 141           |
| wycena kontraktów terminowych CO2 | n/a          | n/a          | n/a          | n/a          | n/a           | n/a          | n/a          | n/a           | 116           | 116           | 116           | 116           |
| <b>Funkcje korporacyjne</b>       | <b>-290</b>  | <b>-235</b>  | <b>-32</b>   | <b>-162</b>  | <b>-719</b>   | <b>-316</b>  | <b>-304</b>  | <b>5 508</b>  | <b>7 640</b>  | <b>12 528</b> | <b>7 802</b>  | <b>13 247</b> |
| <b>Wyłączenia</b>                 | <b>n/a</b>   | <b>n/a</b>   | <b>n/a</b>   | <b>n/a</b>   | <b>n/a</b>    | <b>n/a</b>   | <b>n/a</b>   | <b>-5</b>     | <b>-6</b>     | <b>-11</b>    | <b>-6</b>     | <b>-11</b>    |
| <b>EBITDA LIFO, w tym:</b>        | <b>2 425</b> | <b>3 171</b> | <b>4 299</b> | <b>4 259</b> | <b>14 154</b> | <b>2 786</b> | <b>8 204</b> | <b>17 503</b> | <b>24 256</b> | <b>52 749</b> | <b>19 997</b> | <b>38 595</b> |
| NRV                               | 193          | 14           | 3            | 1            | 211           | -4           | 3            | -30           | 14            | -17           | 13            | -228          |
| hedging                           | -451         | -433         | -171         | -137         | -1 192        | -1 894       | -2 586       | 941           | 244           | -3 295        | 381           | -2 103        |
| wycena kontraktów terminowych CO2 | 568          | 764          | 491          | 1 684        | 3 507         | -1 725       | 65           | -131          | 393           | -1 398        | -1 291        | -4 905        |

Wyniki uwzględniają zysk z tytułu okazijnego nabycia Grupy Lotos w wys. 5824 mln PLN w 3Q22 oraz Grupy PGNiG w wys. 8193 mln PLN w 4Q22.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q21 (-) 4 mln / PLN 2Q21 (-) 85 mln / PLN / 3Q21 (-) 3 mln PLN / 4Q21 903 mln PLN / 12M21 811 mln PLN / 1Q22 (-) 27 mln PLN / 2Q22 (-) 2860 mln PLN / 3Q22 (-) 53 mln PLN / 4Q22 (-) 447 mln PLN / 12M22 (-) 3387 mln PLN.

# Wyniki – podział na spółki



| 4Q22<br>mln PLN | PKN ORLEN | ORLEN<br>Lietuva | ORLEN<br>Unipetrol | Grupa<br>ENERGA | Pozostałe | Grupa<br>ORLEN |
|-----------------|-----------|------------------|--------------------|-----------------|-----------|----------------|
| Przychody       | 77 530    | 10 023           | 10 113             | 5 268           | -673      | 102 261        |
| EBITDA LIFO     | 18 173    | 782              | 1 678              | -454            | 4 077     | 24 256         |
| Efekt LIFO      | -1 149    | -303             | -354               | -               | -43       | -1 849         |
| EBITDA          | 17 024    | 479              | 1 324              | -454            | 4 034     | 22 407         |
| Amortyzacja     | 650       | 49               | 313                | 292             | 1 225     | 2 529          |
| EBIT            | 16 374    | 430              | 1 011              | -746            | 2 809     | 19 878         |
| EBIT LIFO       | 17 523    | 733              | 1 365              | -746            | 2 852     | 21 727         |
| Wynik netto     | 15 263    | 355              | 818                | -787            | 631       | 16 280         |

- **ORLEN Lietuva** – wzrost EBITDA LIFO o 603 mln PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu (r/r) makro, w tym głównie wzrostu marż na lekkich i średnich destylatach. Ujemny wpływ ograniczenia przerobu ropy REBCO o 80 pp (r/r) i zastąpienia go przerobem droższych rop oraz wykorzystania historycznych warstw zapasów, niższych marż handlowych, a także wzrostu (r/r) kosztów ogólnych, pracy i emisji CO<sub>2</sub>.
- **ORLEN Unipetrol** – wzrost EBITDA LIFO o 1 375 mln PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu (r/r) makro, w tym głównie dyferencjału U/B i marż na lekkich i średnich destylatach oraz nawozach. Dodatkowo pozytywny wpływ wyższych marż handlowych częściowo ograniczony ujemnym wpływem (r/r) wykorzystania historycznych warstw zapasów oraz wzrostem kosztów ogólnych i pracy.
- **Grupa ENERGA** – niższa EBITDA o (-) 932 mln PLN (r/r) na skutek utworzenia rezerwy na kontrakty rodzące obciążenia w kwocie 916 mln zł (Linia Biznesowa Sprzedaż) w związku z wdrożeniem regulacji w zakresie cen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych oraz zatwierdzeniem przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy dla gospodarstw domowych na 2023r.
- **Grupa PGNiG** – brak możliwości kalkulacji efektów biznesowych z uwagi na nieporównywalność okresów konsolidacji – ujęcie wyników dawnej Grupy PGNiG w konsolidacji Grupy ORLEN od listopada 2022 roku w wys. 3148 mln PLN.

Wyniki wg MSSF przed uwzględnieniem korekt dokonanych na potrzeby konsolidacji Grupy ORLEN.

Wyniki uwzględniają zysk z tytułu okazynego nabycia Grupy PGNiG w wys. 8193 mln PLN.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych w wys. (-) 447 mln PLN.

# Dane produkcyjne



| <b>Grupa ORLEN</b>                     | <b>4Q21</b> | <b>3Q22</b> | <b>4Q22</b> | <b>(r/r)</b> | <b>(kw/kw)</b> | <b>12M21</b> | <b>12M22</b> | <b>Δ</b> |
|--|-------------|-------------|-------------|--------------|----------------|--------------|--------------|----------|
| Przerób ropy naftowej (tys.t)          | 8 553       | 10 449      | 11 234      | 31%          | 8%             | 29 919       | 37 090       | 24%      |
| Wykorzystanie mocy przerobowych        | 96%         | 98%         | 98%         | 2 pp         | 0 pp           | 85%          | 94%          | 9 pp     |
| <b>PKN ORLEN <sup>1</sup></b>          |             |             |             |              |                |              |              |          |
| Przerób ropy naftowej (tys.t)          | 4 064       | 5 990       | 6 629       | 63%          | 11%            | 14 529       | 21 056       | 45%      |
| Wykorzystanie mocy przerobowych        | 99%         | 102%        | 98%         | -1 pp        | -4 pp          | 89%          | 102%         | 13 pp    |
| Uzysk paliw <sup>4</sup>               | 82%         | 84%         | 85%         | 3 pp         | 1 pp           | 82%          | 84%          | 2 pp     |
| Uzysk lekkich destylatów <sup>5</sup>  | 32%         | 29%         | 28%         | -4 pp        | -1 pp          | 32%          | 30%          | -2 pp    |
| Uzysk średnich destylatów <sup>6</sup> | 50%         | 55%         | 57%         | 7 pp         | 2 pp           | 50%          | 54%          | 4 pp     |
| <b>ORLEN Unipetrol <sup>2</sup></b>    |             |             |             |              |                |              |              |          |
| Przerób ropy naftowej (tys.t)          | 1 933       | 2 040       | 2 054       | 6%           | 1%             | 7 123        | 7 467        | 5%       |
| Wykorzystanie mocy przerobowych        | 88%         | 93%         | 94%         | 6 pp         | 1 pp           | 82%          | 86%          | 4 pp     |
| Uzysk paliw <sup>4</sup>               | 82%         | 81%         | 81%         | -1 pp        | 0 pp           | 82%          | 81%          | -1 pp    |
| Uzysk lekkich destylatów <sup>5</sup>  | 37%         | 35%         | 36%         | -1 pp        | 1 pp           | 37%          | 36%          | -1 pp    |
| Uzysk średnich destylatów <sup>6</sup> | 45%         | 46%         | 45%         | 0 pp         | -1 pp          | 45%          | 45%          | 0 pp     |
| <b>ORLEN Lietuva <sup>3</sup></b>      |             |             |             |              |                |              |              |          |
| Przerób ropy naftowej (tys.t)          | 2 470       | 2 350       | 2 465       | 0%           | 5%             | 7 954        | 8 241        | 4%       |
| Wykorzystanie mocy przerobowych        | 96%         | 91%         | 96%         | 0 pp         | 5 pp           | 78%          | 81%          | 3 pp     |
| Uzysk paliw <sup>4</sup>               | 77%         | 79%         | 78%         | 1 pp         | -1 pp          | 79%          | 80%          | 1 pp     |
| Uzysk lekkich destylatów <sup>5</sup>  | 33%         | 31%         | 33%         | 0 pp         | 2 pp           | 33%          | 32%          | -1 pp    |
| Uzysk średnich destylatów <sup>6</sup> | 44%         | 48%         | 45%         | 1 pp         | -3 pp          | 46%          | 48%          | 2 pp     |

<sup>1</sup> Moce przerobowe PKN ORLEN wynoszą 26,8 mt/r [Płock (16,3 mt/r) i Gdańsk (10,5 mt/r)]. Konsolidacja Grupy Lotos od sierpnia 2022r.

<sup>2</sup> Moce przerobowe ORLEN Unipetrol wynoszą 8,7 mt/r [Litvinov (5,4 mt/r) i Kralupy (3,3 mt/r)].

<sup>3</sup> Moce przerobowe ORLEN Lietuva wynoszą 10,2 mt/r.

<sup>4</sup> Uzysk paliw to suma uzysku średnich destylatów i uzysku lekkich destylatów.

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

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

# Wpływ operacji związanych z rezerwą na CO<sub>2</sub> oraz wyceny kontraktów terminowych na CO<sub>2</sub> na skonsolidowany wynik Grupy ORLEN



**ORLEN**

## Portfel kontraktów na zakup praw do emisji CO<sub>2</sub> w Grupie ORLEN i stan EUA na rachunkach Grupy ORLEN (mln ton)

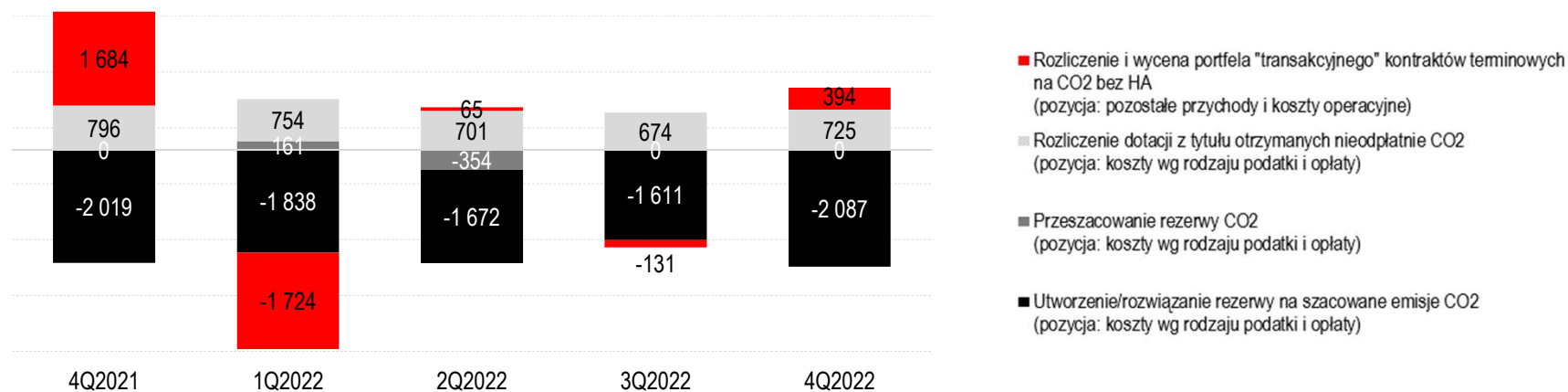
| Portfele   | Podejście do wyceny   |                                       | 31.12.2021 | 31.03.2022 | 30.06.2022 | 30.09.2022 | 31.12.2022 |
|--|---|---------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Portfel „własny” kontraktów na zakup uprawnień do emisji*        | Nie podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy |                                       | 2,30       | 1,52       | 2,04       | 0,14       | 3,74       |
| Portfel „transakcyjny” kontraktów na zakup uprawnień do emisji** | Podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy     | z rachunkowością zabezpieczeń (HA)    | 20,72      | 0,00       | 2,33       | 3,07       | 2,37       |
|  |   | bez rachunkowości zabezpieczeń (noHA) |            |            |            | 3,91       | 1,66       |
| Portfel EUA na rachunkach GK (wartości niematerialne)***         | Nie podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy |                                       | 9,63       | 16,05      | 5,24       | 9,37       | 22,56      |

\* Portfel „własny” ujmowane są w nim transakcje zakupu EUA na potrzeby własne, które są realizowane w formie fizycznej dostawy w związku z czym nie podlegają wycenie.

\*\* Portfel „transakcyjny” podlega wycenie zgodnie z wymogami MSSF 9. Od 1 lipca 2022 roku Grupa zaczęła stosować rachunkowość zabezpieczeń w odniesieniu do zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, w związku z czym portfel ten został podzielony na instrumenty bez HA, których wycena i rozliczenie ujmowane jest w pozostałej działalności operacyjnej oraz z HA, których wycena zgodnie z zasadami wynikającymi z MSSF 9 jest ujmowana w ramach kapitałów własnych, a efekt rozliczenia koryguje docelowo cenę nabycia uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

\*\*\* EUA ujmowane są jako wartości niematerialne, nie podlegają amortyzacji, analizie pod kątem utraty wartości. Zakupione uprawnienia wycenia się według ceny nabycia, otrzymane nieodpłatnie w wartości godziwej ustalonej na dzień zarejestrowania na rachunku, pomniejszone o ewentualne odpisy z tytułu utraty wartości.

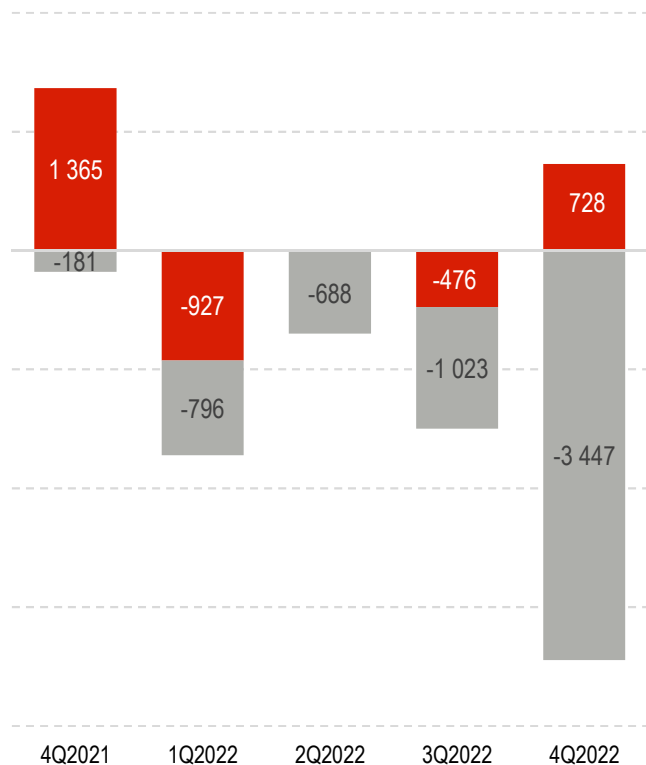
## Wpływ działań związanych z CO<sub>2</sub> na skonsolidowany wynik finansowy Grupy ORLEN (mln PLN)



# Wpływ rozliczeń depozytu zabezpieczającego oraz realizacji kontraktów na CO<sub>2</sub> na cash flow

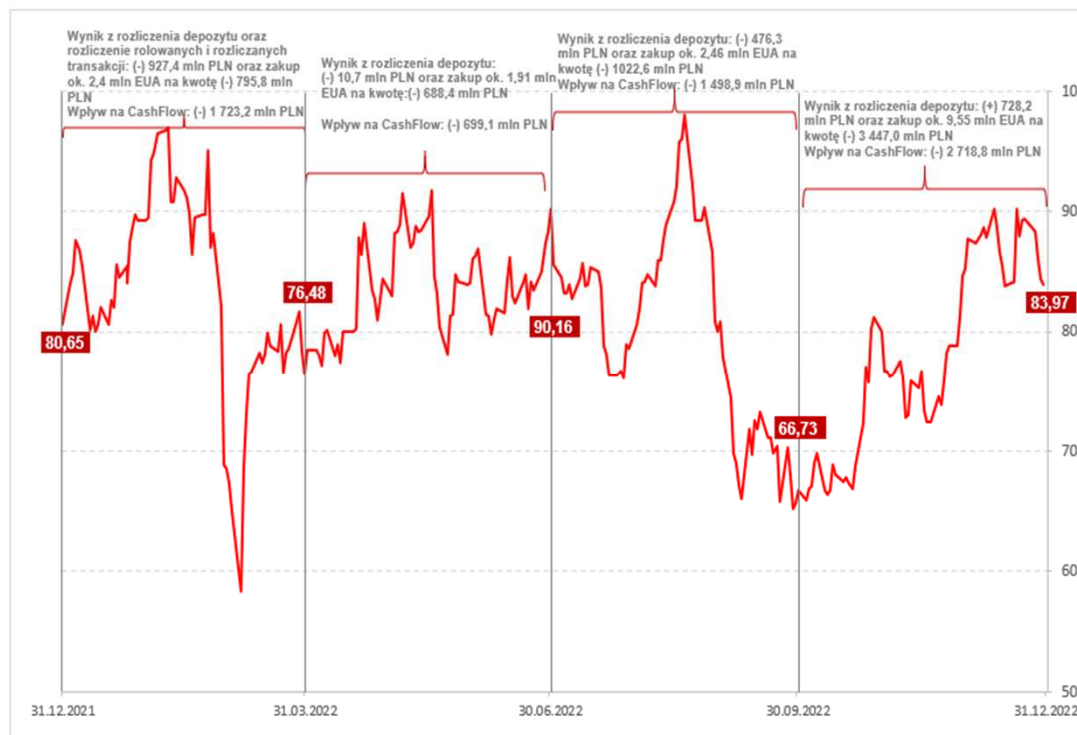


Wpływ na cash flow (mln PLN)



- Realizacja kontraktu (nabycie uprawnień)
- Rozliczenie depozytu zabezpieczającego i transakcji

Wpływ na cash flow z rozliczenia depozytu zabezpieczającego oraz rozliczenia transakcji vs notowania kontraktów na CO<sub>2</sub>



**Modelowa marża rafineryjna** = przychody (93,6% Produkty = 33% Benzyna + 48% Diesel + 13% Ciężki olej opałowy) - koszty (100% wsadu: 98% ropa Brent + 2% gaz ziemny). Notowania rynkowe spot. (od dnia 01.08.2022)

*Modelowa marża rafineryjna = przychody (93,5% Produkty = 36% Benzyna + 43% Diesel + 14,5% Ciężki olej opałowy) - koszty (100% wsadu: ropa i pozostałe surowce). Notowania rynkowe spot. (do dnia 31.07.2022)*

**Dyferencjał** liczony na bazie rzeczywistego udziału przerobionych rop. Notowania spot. (od dnia 01.01.2022)

**Modelowa marża petrochemiczna** = przychody (98% Produkty = 44% HDPE + 7% LDPE + 35% PP Homo + 12% PP Copo) - koszty (100% wsadu = 75% nafty + 25% LS VGO). Przychody notowania kontrakt; koszty notowania spot.

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

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

**Zmiana kapitału pracującego (ujęcie cash flow)** = zmiana stanu należności + zmiana stanu zapasów + zmiana stanu zobowiązań

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

Niniejsza prezentacja została przygotowana przez PKN ORLEN („PKN ORLEN” lub „Spółka”). Ani niniejsza Prezentacja, ani jakkolwiek kopia niniejszej Prezentacji nie może być powielona, rozpowszechniona ani przekazana, bezpośrednio lub pośrednio, jakiejkolwiek osobie w jakimkolwiek celu bez wiedzy i zgody PKN 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 PKN ORLEN ani Grupy PKN ORLEN, jak również nie przedstawia jej pozycji i perspektyw w kompletny ani całościowy sposób. PKN 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 PKN ORLEN lub jej spółkę zależną opierała się na informacjach ujawnionych w oficjalnych komunikatach PKN ORLEN zgodnie z przepisami prawa obowiązującymi PKN 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 PKN ORLEN lub spółek grupy PKN ORLEN. Prezentacja nie może być rozumiana jako prognoza przyszłych wyników PKN ORLEN i Grupy PKN 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 PKN 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 PKN 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 zobowiązania ani oświadczenia ze strony PKN 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 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.



**ORLEN**

W przypadku pytań prosimy o kontakt z Biurem Relacji Inwestorskich:

telefon: + 48 24 256 81 80

e-mail: [ir@orlen.pl](mailto:ir@orlen.pl)

[www.orlen.pl](http://www.orlen.pl)