



# Skonsolidowane wyniki finansowe Grupy ORLEN 4 kwartał 2021r.

27 stycznia 2022r.



#ORLEN4Q21@PKN\_ORLEN



Podsumowanie 2021r.



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne



Siła finansowa



Perspektywy

# Podsumowanie 2021r.



## Wyniki finansowe i operacyjne

- EBITDA LIFO: 14,2 mld PLN; wzrost o 5,8 mld PLN (r/r)
- Marża downstream: 8,6 USD/bbl; wzrost o 18% (r/r)
- Marża rafinerijna z dyferencjałem B/U: 4,3 USD/bbl; wzrost o 54% (r/r)
- Marża petrochemiczna: 1273 EUR/t, wzrost o 52% (r/r)
- Przerób ropy: 29,9 mt; wzrost o 1% (r/r) / 85% wykorzystania mocy
- Sprzedaż: 38,9 mt; wzrost o 2% (r/r)

## Sytuacja finansowa

- Przepływy z działalności operacyjnej: 13,4 mld PLN
- Nakłady inwestycyjne: 9,9 mld PLN
- Dług netto: 12,2 mld PLN
- Dług netto/EBITDA: 0,61
- Rating inwestycyjny: BBB- perspektywa pozytywna (Fitch), Baa2 perspektywa pozytywna (Moody's).
- Emisja obligacji opartych o rating ESG o wartości 1 mld PLN.
- Emisja zielonych euroobligacji o wartości 500 mln EUR.
- Pozyskanie 180 mln EUR z Europejskiego Banku Inwestycyjnego na projekty wspierające zrównoważony rozwój.
- Wypłata dywidendy za 2020r. na poziomie 3,50 PLN na akcję.



## Najważniejsze wydarzenia

### Przejęcia:

- Grupa LOTOS – wybór 4 partnerów w ramach środków zaradczych oraz złożenie dokumentacji do Komisji Europejskiej.
- PGNiG – wniosek o zgodę na przejęcie PGNiG jest w UOKiK.
- Ministerstwo Aktywów Państwowych, PKN ORLEN, PGNiG i Grupa LOTOS uzgodniły bezgotówkową strukturę połączenia spółek.

### Inwestycje:

- Budowa instalacji glikolu propylenowego (ORLEN Południe), Centrum Badawczo-Rozwojowe (Płock) – zrealizowane
- Budowa instalacji Visbreakingu (Płock), rozbudowa zdolności produkcyjnych olefin (Płock) oraz nawozów (Anwil), przygotowania do budowy farmy wiatrowej na Bałtyku – w toku
- Budowa instalacji Hydrokrakingu (ORLEN Lietuva), budowa instalacji uwodornienia olejów roślinnych (Płock), budowa instalacji Bioetanolu 2 Gen. (ORLEN Południe), budowa CCGT Ostrołęka i CCGT Grudziądz – planowane
- Nabycie 100% udziałów OTP – największego przewoźnika paliw w Polsce
- Uruchomienie 400 automatów paczkowych w ramach „ORLEN Paczka” oraz wprowadzenie nowego formatu sprzedaży detalicznej poza stacjami paliw „ORLEN w ruchu”.
- Uruchomienie kolejnych 300 punktów alternatywnego tankowania. Łącznie mamy ponad 500 punktów.

### Inne:

- Zabezpieczenie dostaw ropy poprzez aneksowanie umów z Rosneft, Tatneft i Saudi Aramco oraz podpisanie umowy z ExxonMobil
- Uruchomienie programów: „ORLEN Skylight Accelerator” dla startupów technologicznych oraz „Hydrogen Eagle” w celu budowy międzynarodowej sieci hubów wodorowych zasilanych odnawialnymi źródłami energii oraz ponad 100 stacji tankowania wodorem.
- Porozumienie z Synthos w ramach współpracy dotyczącej rozwoju i wdrożenia zeroemisyjnych technologii jądrowych MMR i SMR.
- Partnerstwo z GE Renewable Energy mające wzmocnić konkurencyjność PKN ORLEN w staraniach o nowe koncesje na farmy wiatrowe na Bałtyku.



Podsumowanie 2021r.



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne



Siła finansowa



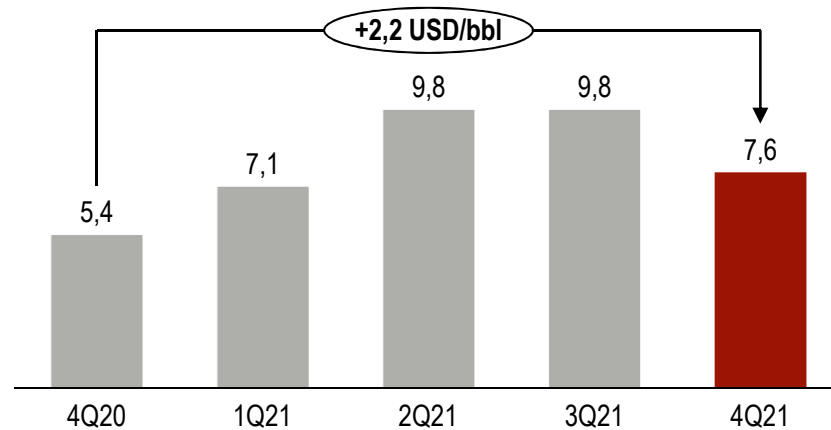
Perspektywy

# Otoczenie makroekonomiczne 4Q21



## Modelowa marża downstream

USD/bbl



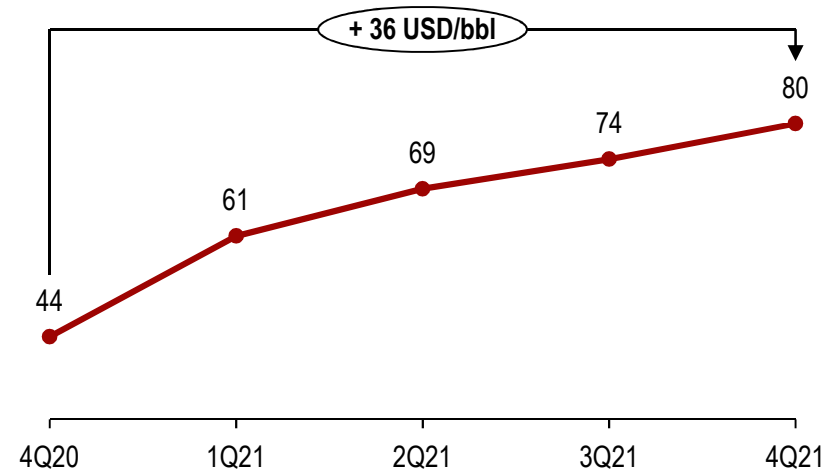
## Struktura produktowa marży downstream

Marże (crack) z notowań

Produkty rafineryjne (USD/t)	4Q20	3Q21	4Q21	Δ (r/r)
ON	33	48	84	155%
Benzyna	71	175	178	151%
Ciężki olej opalowy	-80	-162	-180	-125%
SN 150	261	576	152	-42%
Produkty petrochemiczne (EUR/t)				
Etylen	502	678	715	42%
Propylen	445	677	730	64%
Benzen	150	389	298	99%
PX	236	339	344	46%

## Średnia cena ropy Brent

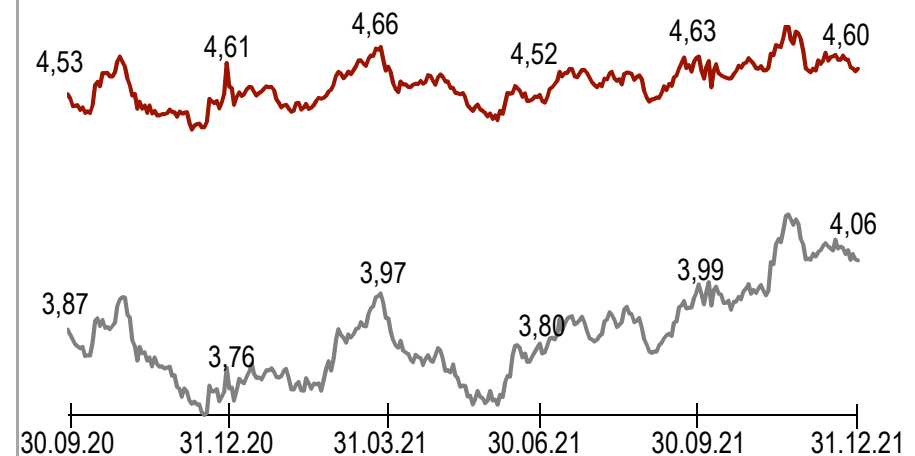
USD/bbl



## Kurs PLN wzg. USD i EUR

USD/PLN, EUR/PLN

— EUR/PLN — USD/PLN

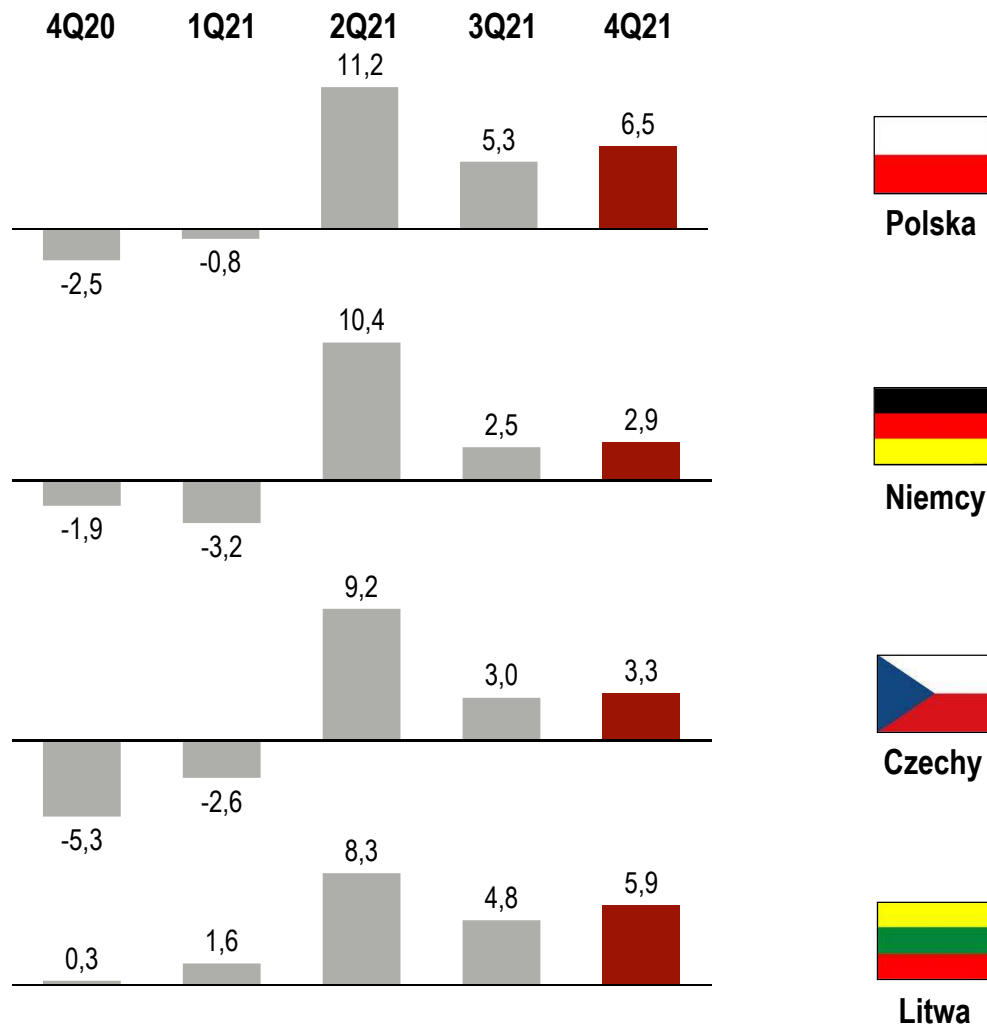


# Wzrost konsumpcji paliw w efekcie ożywienia gospodarczego



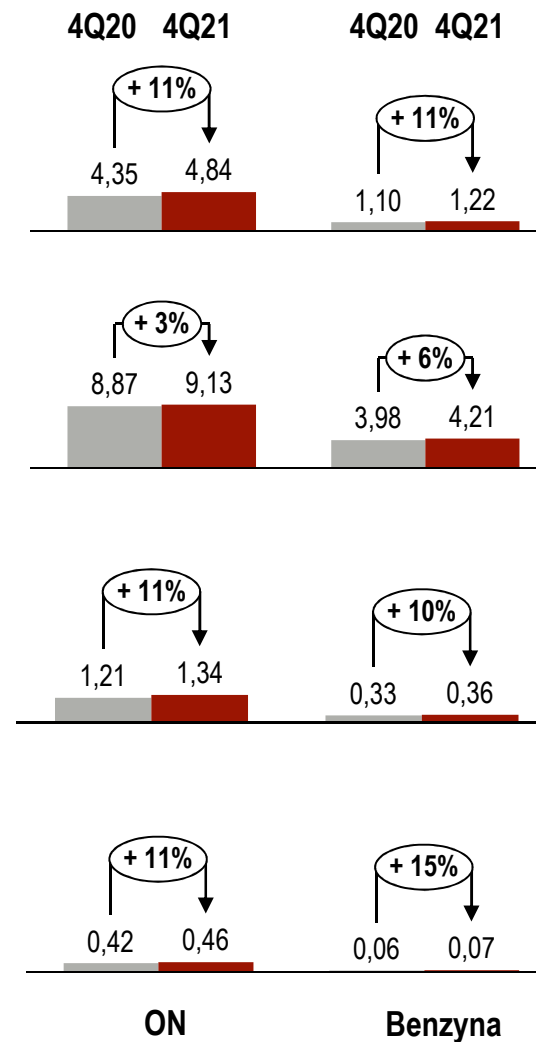
## PKB<sup>1</sup>

Zmiana % (r/r)



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

mt



<sup>1</sup>4Q21 – szacunki: Polska (NBP, KE, Polityka Insight), Niemcy, Czechy, Litwa (Banki Centralne, KE i Continuum Economics)

<sup>2</sup>4Q21 – szacunki własne na bazie danych ARE, Litewskiego Urzędu Statystycznego, Czeskiego Urzędu Statystycznego i Niemieckiego Stowarzyszenia Przemysłu Naftowego



Podsumowanie 2021r.



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne

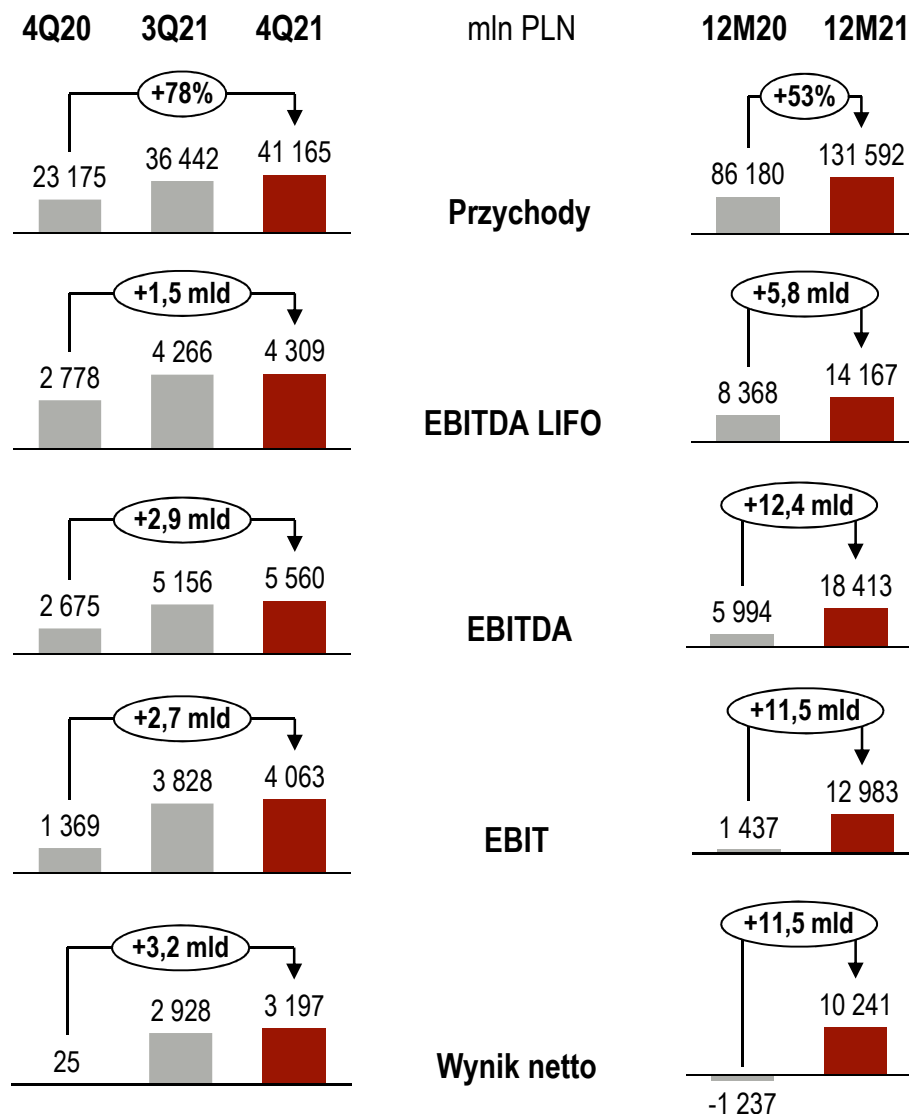


Siła finansowa



Perspektywy

# Wyniki finansowe



**Przychody:** wzrost o 78% (r/r) w efekcie wyższych notowań produktów rafineryjnych i petrochemicznych na skutek wzrostu cen ropy o 36 USD/bbl (r/r) oraz wyższych wolumenów sprzedaży o 7% (r/r).

**EBITDA LIFO:** wzrost o 1,5 mld PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu makro, wyższych wolumenów sprzedaży, wyższych marż handlowych w hurcie i marż pozapaliwowych w detalu oraz wykorzystania historycznych warstw zapasów. Powyższe dodatnie efekty zostały częściowo ograniczone ujemnym wpływem niższych marż paliwowych w detalu, wyższych kosztów ogólnych i kosztów pracy, wyższych kosztów rezerw na emisje CO2 oraz przeszacowania wartości zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV).

**Efekt LIFO:** 1,3 mld PLN wpływu zmian cen ropy naftowej na wycenę zapasów.

**Wynik na działalności finansowej:** 0,1 mld PLN w efekcie nadwyżki dodatnich różnic kursowych oraz dodatniego wpływu rozliczenia i wyceny pochodnych instrumentów finansowych netto przy ujemnym wpływie kosztów odsetkowych.

**Wynik netto:** wzrost o 3,2 mld PLN (r/r), w tym: wyższy wynik EBITDA LIFO o 1,5 mld PLN, niższy odpis na aktywach o 0,9 mld PLN, wyższy efekt LIFO o 1,4 mld PLN, wyższa amortyzacja o (-) 0,2 mld PLN, wyższy wynik na działalności finansowej o 0,4 mld PLN oraz wyższy podatek dochodowy o (-) 0,8 mld PLN.

Wyniki 12M20 nie uwzględniają zysku na okazynym nabyciu akcji ENERGA rozpoznanego w 2Q20 w wysokości 4062 mln PLN

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q20 (-) 949 mln PLN / 3Q21 (-) 3 mln PLN / 4Q21 (-) 90 mln PLN / 12M20 (-) 1591 mln PLN / 12M21 (-) 182 mln PLN  
 NRV: 4Q20 359 mln PLN / 3Q21 3 mln PLN / 4Q21 1 mln PLN / 12M20 (-) 109 mln PLN / 12M21 211 mln PLN

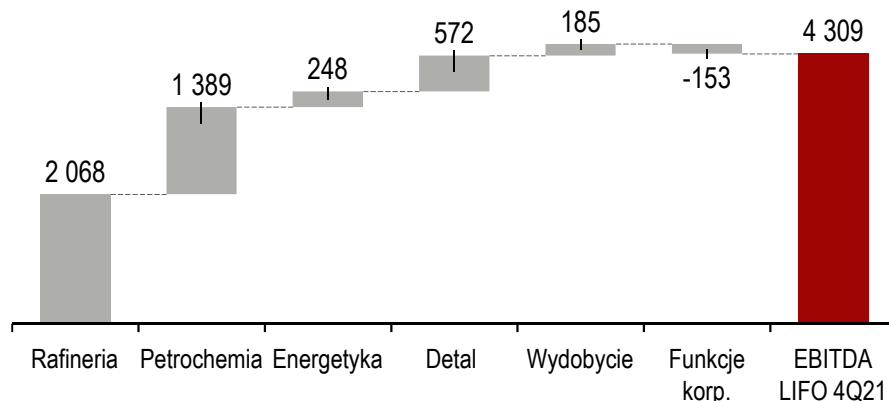


# EBITDA LIFO



## Wyniki segmentów

mln PLN



**Rafineria:** wzrost o 1970 mln PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu makro, wyższych wolumenów sprzedaży, wyższych marż handlowych oraz wykorzystania historycznych warstw zapasów przy ujemnym wpływie NRV oraz wyższych kosztów rezerw na emisje CO<sub>2</sub>.

**Petrochemia:** wzrost o 599 mln PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu makro oraz wyższych marż handlowych przy ujemnym wpływie niższych wolumenów sprzedaży oraz wyższych kosztów rezerw na emisje CO<sub>2</sub>.

**Energetyka:** spadek o (-) 1123 mln PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu makro, wyższych kosztów stałych oraz wyższych kosztów rezerw na emisje CO<sub>2</sub>.

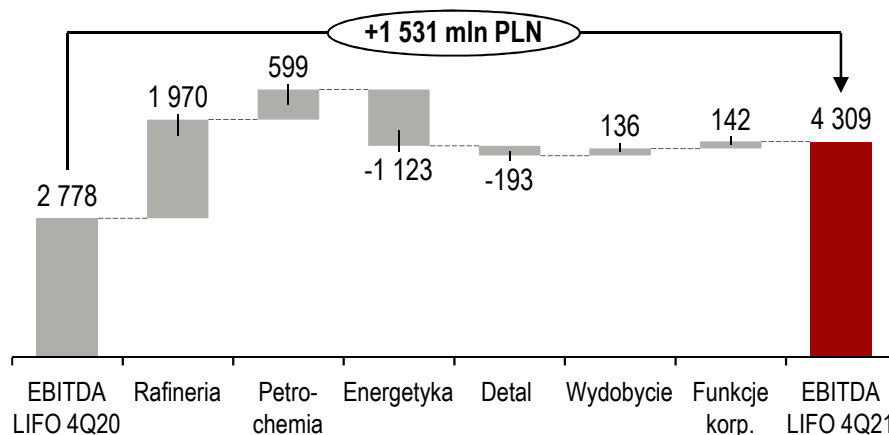
**Detal:** spadek o (-) 193 mln PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu niższych marż paliwowych oraz wyższych kosztów ogólnych i kosztów pracy przy dodatnim wpływie wyższych wolumenów sprzedaży oraz wyższych marż pozapaliwowych.

**Wydobywanie:** wzrost o 136 mln PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu makro przy niższych wolumenach sprzedaży.

**Funkcje korporacyjne:** niższe koszty o 142 mln PLN (r/r) głównie w efekcie poprawy wyników spółek Grupy ORLEN oraz niższych kosztów darowizn na działania związane z COVID-19.

## Zmiana wyników segmentów (r/r)

mln PLN



Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q20 (-) 949 mln PLN / 3Q21 (-) 3 mln PLN / 4Q21 (-) 90 mln PLN / 12M20 (-) 1591 mln PLN / 12M21 (-) 182 mln PLN  
 NRV: 4Q20 359 mln PLN / 3Q21 3 mln PLN / 4Q21 1 mln PLN / 12M20 (-) 109 mln PLN / 12M21 211 mln PLN

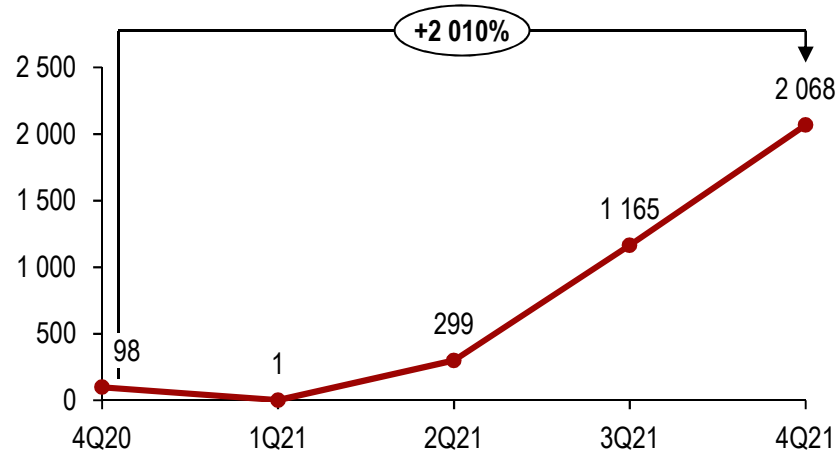
# Rafineria – EBITDA LIFO

## Dodatni wpływ makro oraz wyższych wolumenów sprzedaży



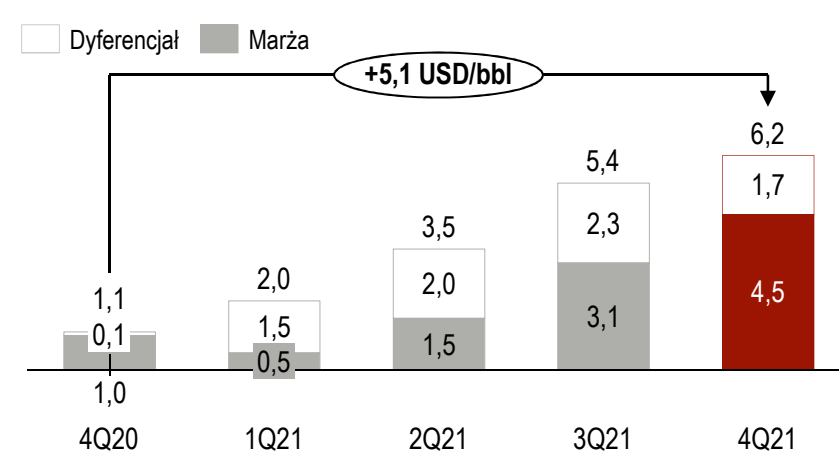
### EBITDA LIFO

mln PLN



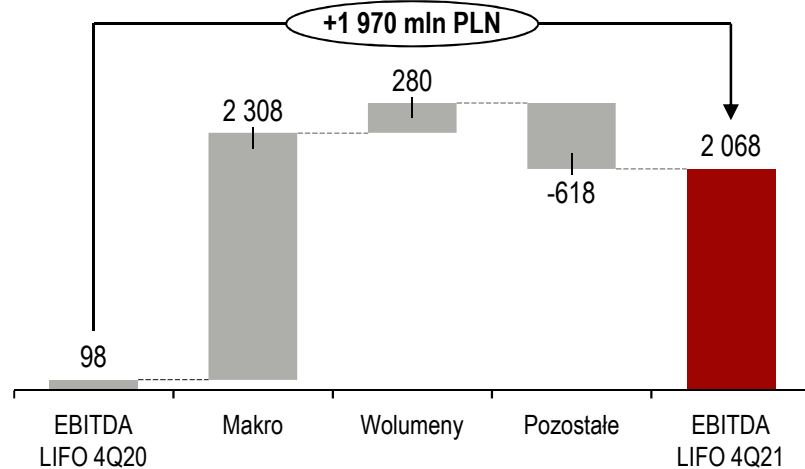
### Modelowa marża rafineryjna i dyferencjał Brent/Ural

USD/bbl



### EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Dodatni wpływ makro (r/r) w efekcie wyższego dyferencjału Brent/Ural, wzrostu marż na lekkich i średnich destylatach, osłabienia PLN względem USD oraz wyceny i rozliczenia kontraktów terminowych CO2 (567 mln PLN w 4Q21 vs 226 mln PLN w 4Q20). Powyższe dodatnie efekty zostały ograniczone ujemnym wpływem spadku marż na ciężkim oleju opalowym, wyższych kosztów zużycia własnych w wyniku wzrostu cen ropy oraz transakcji zabezpieczających przepływy pieniężne na skutek wzrostu notowań ropy i produktów w 4Q21.
- Wzrost wolumenów sprzedaży o 10% (r/r), w tym: wyższa sprzedaż benzyny o 21%, oleju napędowego o 8%, JET o 110% i COO o 26% przy niższej sprzedaży LPG o (-) 8%.
- Pozostałe obejmują 0,3 mld PLN (r/r) dodatniego wpływu wyższych marż handlowych i wykorzystania historycznych warstw zapasów oraz (-) 1,0 mld PLN (r/r) ujemnego wpływu NRV i wyższych kosztów rezerw na emisje CO2.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q20 (-) 105 mln PLN / 3Q21 (-) 3 mln PLN / 4Q21 (-) 10 mln PLN / 12M20 (-) 111 mln PLN / 12M21 (-) 34 mln PLN  
 NRV: 4Q20 366 mln PLN / 3Q21 1 mln PLN / 4Q21 0 mln PLN / 12M20 (-) 82 mln PLN / 12M21 173 mln PLN  
 Makro: marże 1108 mln PLN, dyferencjał B/U 648 mln PLN, kurs 118 mln PLN, hedging 434 mln PLN

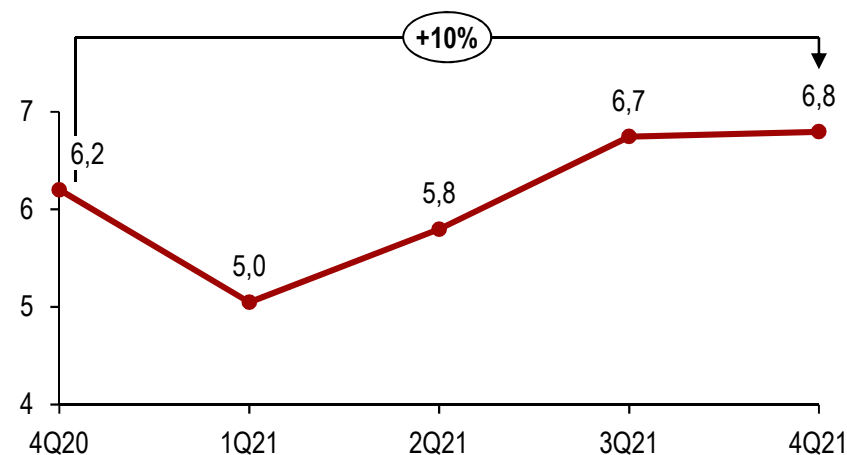
# Rafineria – dane operacyjne

## Wzrost przerobu ropy i sprzedaży paliw w efekcie wzrostu popytu



### Wolumeny sprzedaży

mt



### Przerób ropy i wykorzystanie mocy

mt, %

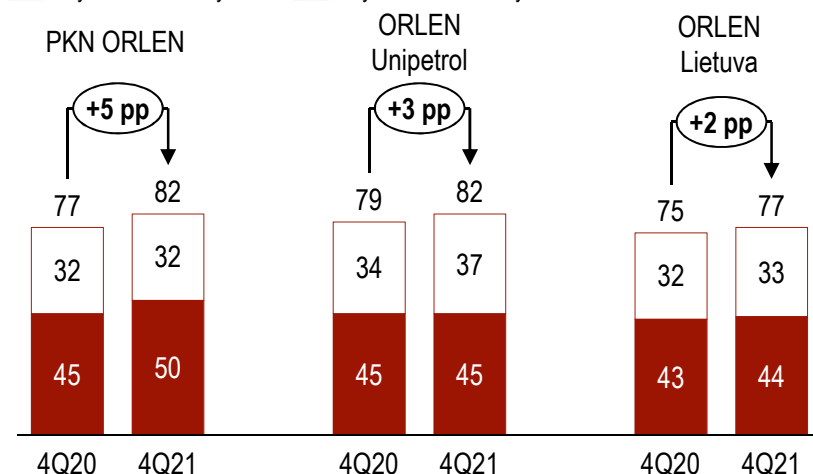
Przerób (mt)	4Q20	3Q21	4Q21	Δ (r/r)
PKN ORLEN	3,7	4,1	4,1	0,4
ORLEN Unipetrol	1,7	1,9	1,9	0,2
ORLEN Lietuva	1,9	2,2	2,5	0,6
<b>RAZEM</b>	<b>7,4</b>	<b>8,3</b>	<b>8,6</b>	<b>1,2</b>

Wykorzystanie mocy (%)	4Q20	3Q21	4Q21	Δ (r/r)
PKN ORLEN	90%	101%	99%	9 pp
ORLEN Unipetrol	80%	88%	88%	8 pp
ORLEN Lietuva	75%	85%	96%	21 pp
<b>RAZEM</b>	<b>84%</b>	<b>94%</b>	<b>96%</b>	<b>12 pp</b>

### Uzysk paliw

%

□ Uzysk lekkich destylatów ■ Uzysk średnich destylatów



- Przerób ropy wyniósł 8,6 mt tj. wzrost o 1,2 mt (r/r), w tym:
  - PKN ORLEN – wzrost przerobu o 0,4 mt (r/r) i uzysku paliw o 5 pp (r/r) w efekcie braku postojów remontowych z 4Q20, w tym: DRW VI, Hydrokrakingu, Wytwórni Wodoru a także obniżonego wykorzystania mocy instalacji FKKII, HOG i HON.
  - ORLEN Unipetrol – wzrost o 0,2 mt (r/r) w efekcie poprawy sytuacji makroekonomicznej i rynkowej oraz zmniejszonego zakresu postojów remontowych (r/r) wpływającego również na wzrost uzysku paliw o 3 pp (r/r).
  - ORLEN Lietuva – wzrost o 0,6 mt (r/r) w efekcie ograniczenia produkcji w 4Q20 na skutek niekorzystnej sytuacji makro. Poprawa uzysku paliw o 2 pp (r/r) w efekcie wyższego wykorzystania półproduktów (redukcja zapasów).
- Sprzedaż wyniosła 6,8 mt tj. wzrost o 10% (r/r), w tym: w Polsce o 6%, na Litwie o 16% oraz Czechach o 12% głównie dzięki poprawie sytuacji rynkowej i makroekonomicznej.

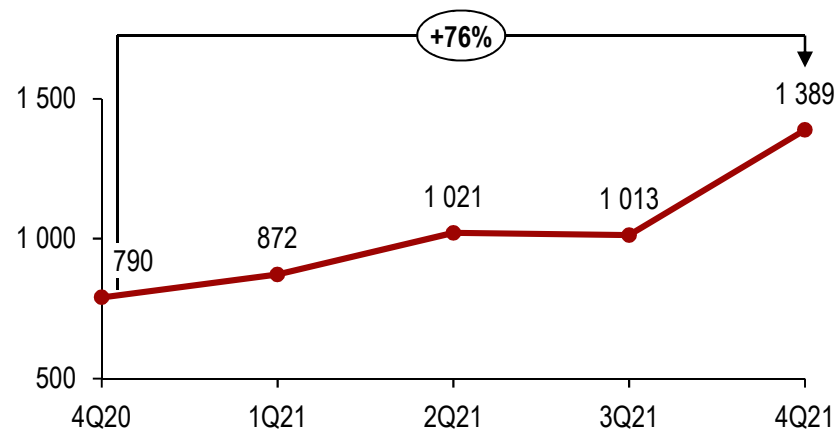
# Petrochemia – EBITDA LIFO

## Dodatni wpływ makro przy niższych wolumenach sprzedaży



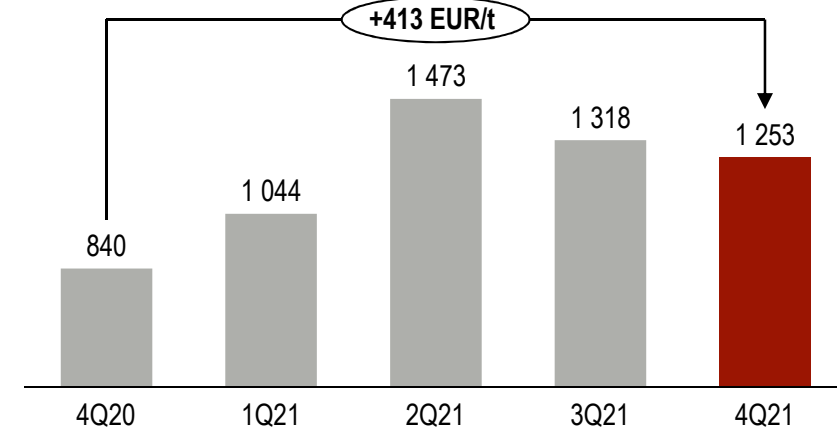
### EBITDA LIFO

mln PLN



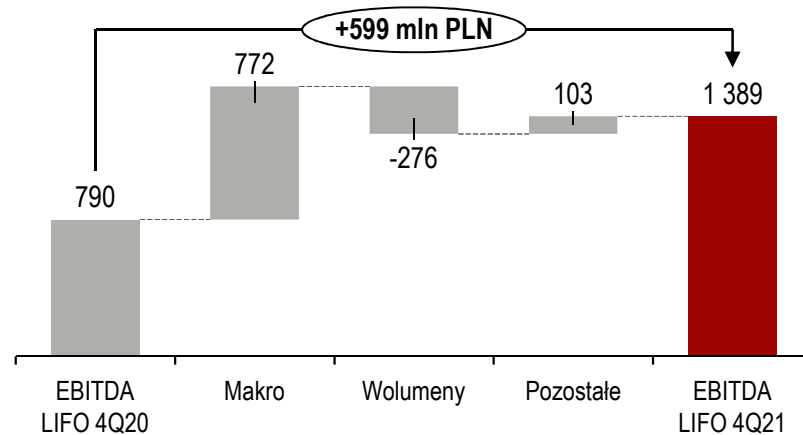
### Modelowa marża petrochemiczna

EUR/t



### EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Dodatni wpływ makro (r/r) w efekcie wzrostu marż na olefinach, poliolefinach, PTA, PCW i nawozach oraz wyceny i rozliczenia kontraktów terminowych CO2 (593 mln PLN w 4Q21 vs 232 mln PLN w 4Q20).
- Spadek wolumenów sprzedaży o (-) 7% (r/r), w tym: niższa sprzedaż nawozów o (-) 11%, PCW o (-) 12% i PTA o (-) 49% przy wyższej sprzedaży olefin o 14% i poliolefin o 1%.
- Pozostałe obejmują 0,2 mld PLN (r/r) dodatniego wpływu wyższych marż handlowych i wykorzystania historycznych warstw zapasów oraz (-) 0,1 mld PLN (r/r) ujemnego wpływu wyższych kosztów rezerw na emisje CO2.
- EBITDA LIFO 4Q21 zawiera:
  - 279 mln PLN wyniku Anwil; wzrost o 168 mln PLN (r/r).
  - (-) 62 mln PLN wyniku PTA; spadek o (-) 166 mln PLN (r/r).

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q20 (-) 9 mln PLN / 3Q21 0 mln PLN / 4Q21 1 mln PLN / 12M20 (-) 10 mln PLN / 12M21 1 mln PLN

NRV: 4Q20 (-) 7 mln PLN / 3Q21 2 mln PLN / 4Q21 1 mln PLN / 12M20 (-) 27 mln PLN / 12M21 38 mln PLN

Makro: marże 416 mln PLN, kurs (-) 2 mln PLN, hedging 358 mln PLN

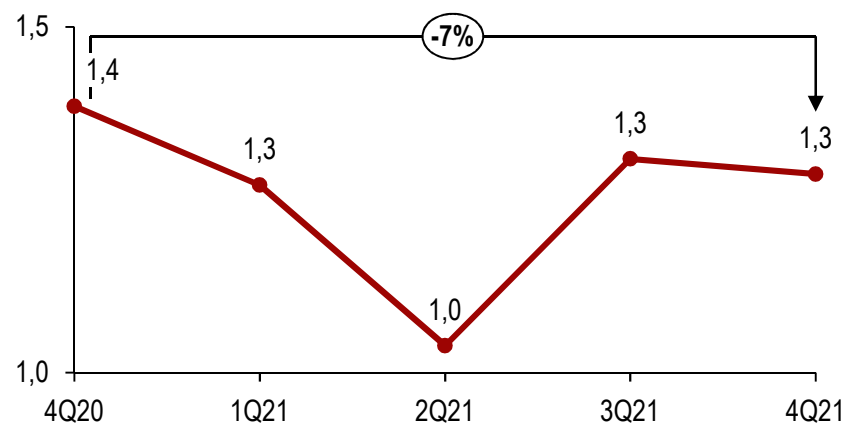
# Petrochemia – dane operacyjne

## Spadek sprzedaży o (-) 7% (r/r) w efekcie postojów remontowych



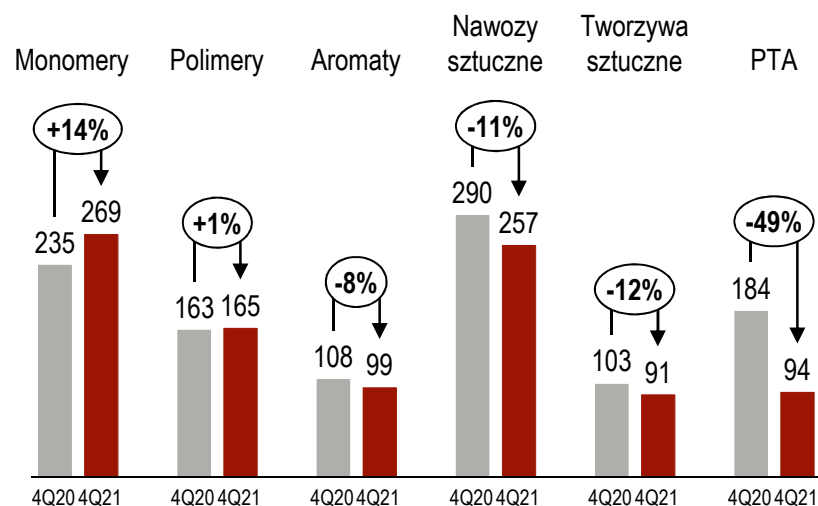
### Wolumeny sprzedaży

mt



### Wolumeny sprzedaży – podział na produkty

tys.t



### Wykorzystanie mocy

%

Instalacje petrochemiczne	4Q20	3Q21	4Q21	Δ (r/r)
Olefiny (Płock)	80%	84%	93%	13 pp
BOP (Płock)	73%	73%	80%	7 pp
Metateza (Płock)	79%	85%	70%	-9 pp
Nawozy (Włocławek)	66%	86%	64%	-2 pp
PCW (Włocławek)	81%	79%	82%	1 pp
PTA (Włocławek)	98%	80%	52%	-46 pp
Olefiny (ORLEN Unipetrol)	83%	78%	92%	9 pp
PPF Splitter (ORLEN Lietuva)	87%	99%	96%	9 pp

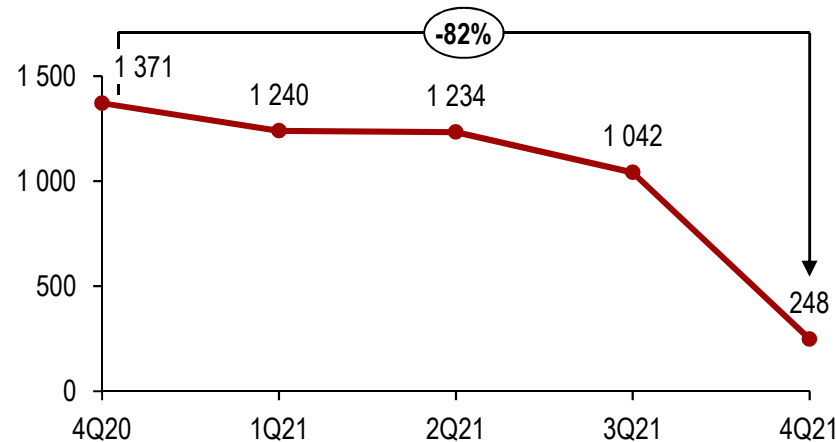
- Wykorzystanie mocy instalacji petrochemicznych:
  - Olefiny (Płock) – problemy techniczne instalacji w 4Q20.
  - BOP (Płock) – konsekwencja niższego obciążenia instalacji olefin w 4Q20.
  - Metateza (Płock) – obciążenie instalacji dostosowane do zapotrzebowania na propylen i dostępnych pojemności magazynowych.
  - PTA (Włocławek) – wydłużony planowany postój remontowy instalacji.
  - Olefiny (Unipetrol) – stabilna praca instalacji w 4Q21 w porównaniu do niższego obciążenia w 4Q20 na skutek postojów instalacji PE3.
- Sprzedaż wyniosła 1,3 mt tj. spadek o (-) 7% (r/r), w tym: niższa sprzedaż w Polsce o (-) 13% głównie nawozów i PTA w efekcie prowadzonych postojów remontowych instalacji PTA i Reformingu V przy wyższej sprzedaży na Litwie o 47% w efekcie poprawy sytuacji makro oraz wyższej sprzedaży w Czechach o 3% w efekcie poprawy paramentów operacyjnych instalacji PE3 (r/r).

# Energetyka – EBITDA

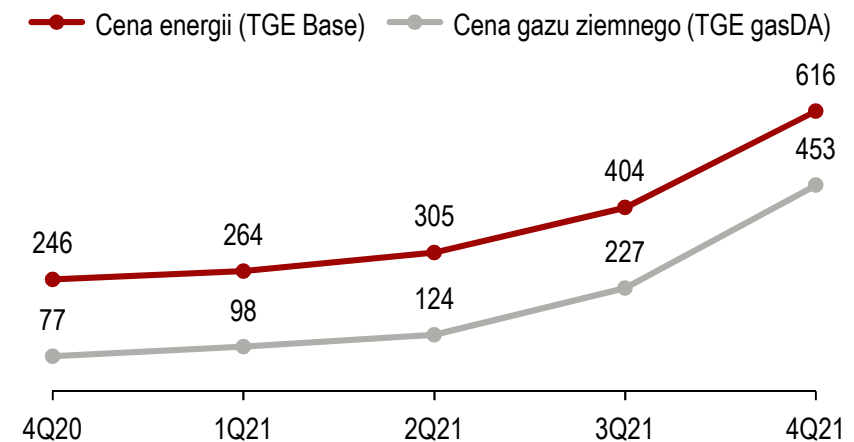
## Ujemny wpływ makro oraz wyższych kosztów



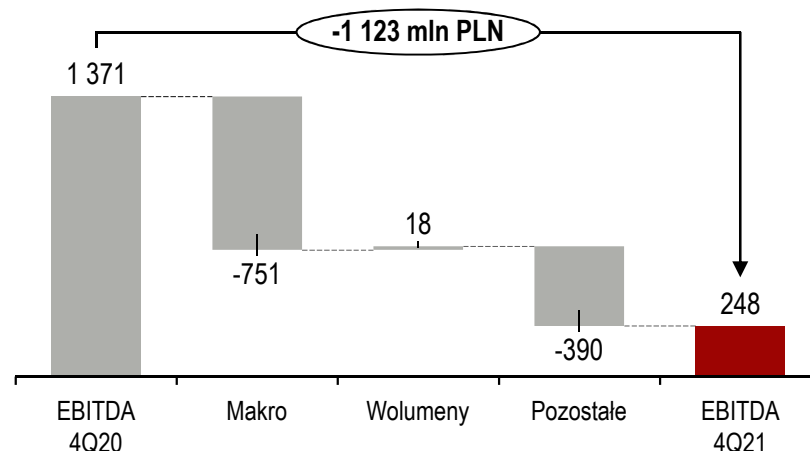
**EBITDA**  
mln PLN



**Cena energii i gazu (notowania rynkowe)**  
PLN/MWh



**EBITDA – wpływ czynników**  
mln PLN



- Ujemny wpływ makro (r/r) w efekcie wzrostu cen gazu, wyższych cen węgla brunatnego w Unipetrol oraz niekorzystnych relacji cenowych pomiędzy zakupem a odsprzedażą energii w Grupie Energa częściowo skompensowany dodatnim wpływem rozliczenia i wyceny kontraktów terminowych CO2 (524 mln PLN w 4Q21 vs 242 mln PLN w 4Q20).
- Wzrost produkcji i dystrybucji energii głównie w Grupie Energa przy niższej sprzedaży energii przez CCGT Płock i CCGT Włocławek na skutek obniżonego obciążenia ze względu na wysokie notowania gazu.
- Pozostałe obejmują (-) 0,3 mld PLN (r/r) wyższych kosztów stałych oraz wyższych kosztów rezerw na emisje CO2.
- EBITDA 4Q21 zawiera:
  - 554 mln PLN wyniku Grupy ENERGA; wzrost o 40 mln PLN (r/r).

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q20 (-) 2 mln PLN / 3Q21 2 mln PLN / 4Q21 (-) 30 mln PLN / 12M20 (-) 5 mln PLN / 12M21 (-) 90 mln PLN  
Makro: marże (-) 1040 mln PLN, kurs (-) 2 mln PLN, hedging 291 mln PLN

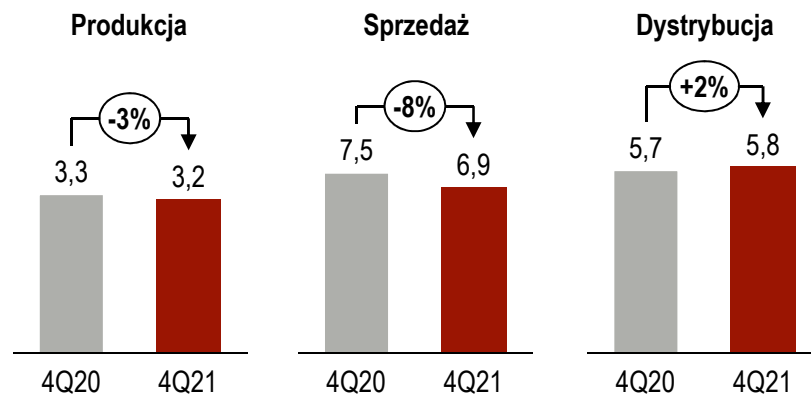
# Energetyka – dane operacyjne

60% energii elektrycznej pochodzi ze źródeł zero i niskoemisyjnych



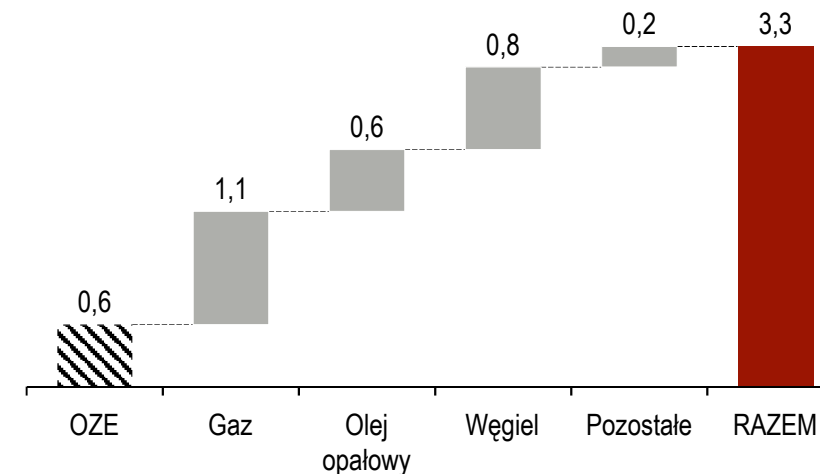
## Wolumeny energii elektrycznej

TWh



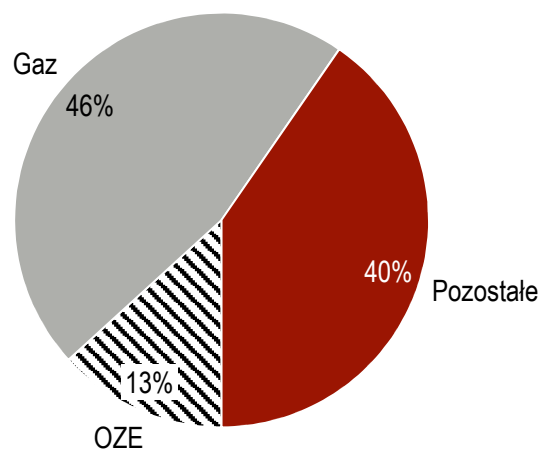
## Moc zainstalowana

GWe



## Produkcja energii elektrycznej – źródła wytwarzania

%



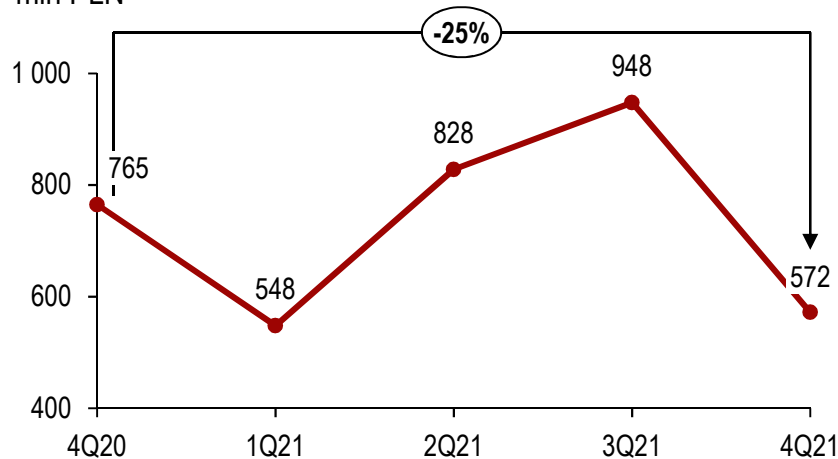
- Moc zainstalowana: 3,3 GWe (energia elektryczna) / 6,1 GWt (ciepło).
- Produkcja: 3,2 TWh (energia elektryczna) / 12,1 PJ (ciepło).
- Produkcja energii elektrycznej spadła o (-) 3% (r/r) w efekcie niższego obciążenia bloków gazowych ze względu na niekorzystne warunki makro przy wyższej produkcji energii elektrycznej o 0,2 TWh (r/r) w Ostrołęce ze względu na większe zapotrzebowanie ze strony PSE.
- Spadek wolumenów sprzedaży energii elektrycznej o (-) 8% (r/r) w efekcie niższej sprzedaży na TGE.
- Dystrybucja energii elektrycznej wzrosła o 2% (r/r) w wyniku wyższej aktywności gospodarczej oraz zwiększenia ilości Punktów Poboru Energii (PPE) o 1%.
- Emisja CO<sub>2</sub> wyniosła 2,5 mln ton.

# Detal – EBITDA

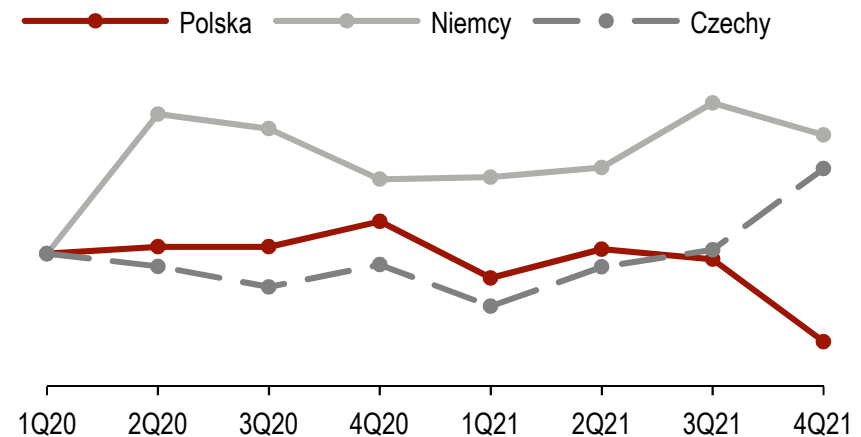
## Spadek marż paliwowych przy wzroście wolumenów sprzedaży



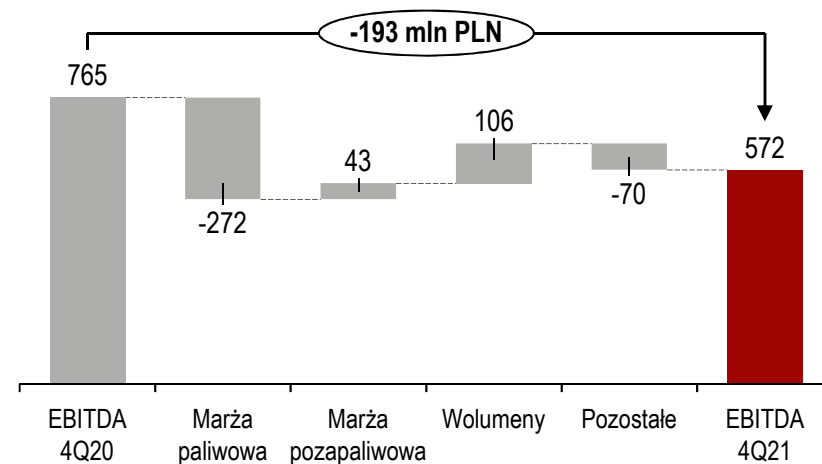
**EBITDA**  
mln PLN



**Marża paliwowa**  
% (kw/kw)



**EBITDA – wpływ czynników**  
mln PLN



- Wzrost wolumenów sprzedaży o 9% (r/r), w tym: wyższa sprzedaż benzyny o 14%, oleju napędowego o 7% i LPG o 2%.
- Spadek marż paliwowych na rynku polskim przy wyższych marżach na rynku czeskim i niemieckim oraz porównywalnych marżach na rynku litewskim (r/r).
- Wzrost marż pozapaliwowych na rynku polskim i litewskim przy niższych marżach na rynku niemieckim i czeskim (r/r).
- Wzrost punktów sprzedaży pozapaliwowej Stop Cafe/Star Connect/ORLEN w ruchu o 72 (r/r).
- Wzrost punktów alternatywnego tankowania o 296 (r/r). Obecnie posiadamy 508 punktów alternatywnego tankowania, w tym: 462 punktów ładowania samochodów elektrycznych, 2 stacje wodorowe oraz 44 stacje CNG.
- Pozostałe obejmują głównie (-) 0,2 mld PLN wzrostu kosztów ogólnych i kosztów pracy.



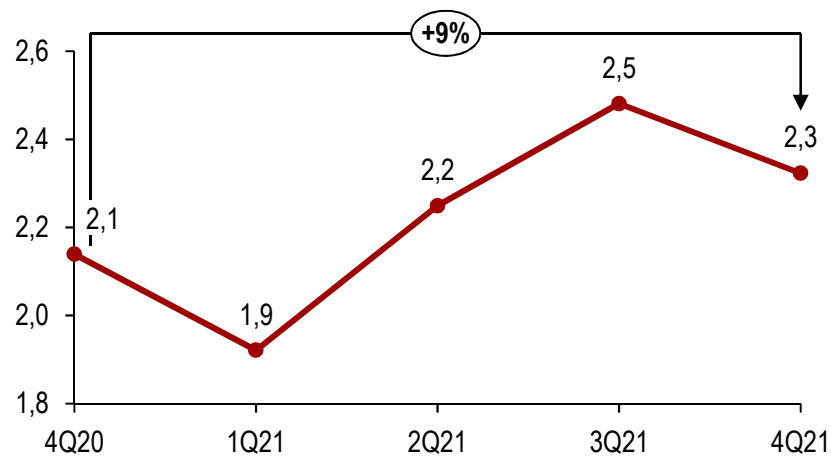
# Detal – dane operacyjne

## Ponad 500 punktów alternatywnego tankowania



### Wolumeny sprzedaży

mt



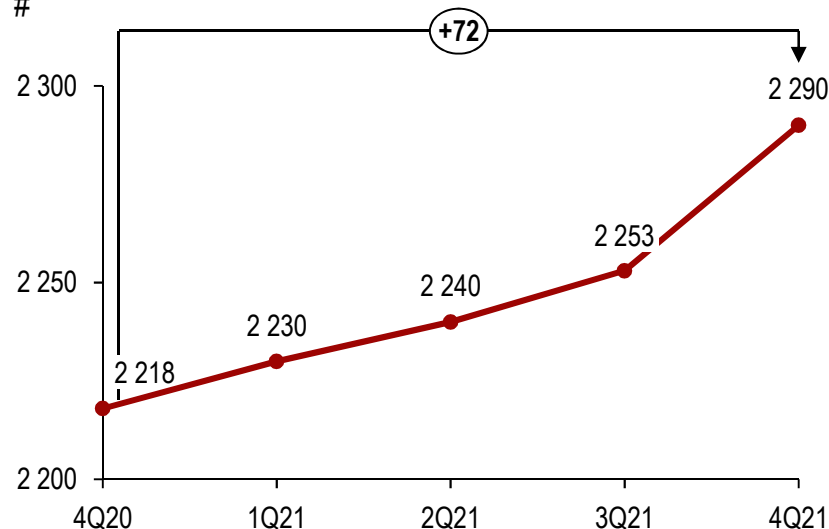
### Liczba stacji i udziały rynkowe (wolumenowe)

#, %

	# stacji	Δ (r/r)	% rynku	Δ (r/r)
Polska	1 819	8	31,1	-2,2 pp
Niemcy	587	4	6,1	-0,4 pp
Czechy	424	5	25,0	0,1 pp
Litwa	29	0	4,2	-0,3 pp
Słowacja	22	9	1,0	0,4 pp

### Punkty sprzedaży pozapaliwowej

#



- Wzrost wolumenów sprzedaży o 9% (r/r), w tym: wyższa sprzedaż w Polsce o 12%, w Czechach o 6% i w Niemczech o 2%\* przy niższej sprzedaży na Litwie o (-) 3%.
- 2881 stacji paliw, tj. wzrost o 26 (r/r), w tym: w Polsce o 8, w Niemczech o 4, w Czechach o 5 i na Słowacji o 9 przy porównywalnej liczbie stacji na Litwie.
- Wzrost udziałów rynkowych (r/r) w Czechach i na Słowacji przy spadku na pozostałych rynkach.
- 2290 punktów sprzedaży pozapaliwowej, w tym: 1750 w Polsce (w tym 4 ORLEN w ruchu), 327 w Czechach, 168 w Niemczech, 29 na Litwie i 16 na Słowacji. Wzrost o 72 (r/r), w tym: w Polsce o 25, w Czechach o 14, w Niemczech o 29, na Litwie o 1 i na Słowacji o 3.
- 508 punktów alternatywnego tankowania, w tym: 410 w Polsce, 85 w Czechach i 13 w Niemczech. Wzrost o 296 (r/r), w tym: w Polsce o 273, w Czechach o 19 i w Niemczech o 4.

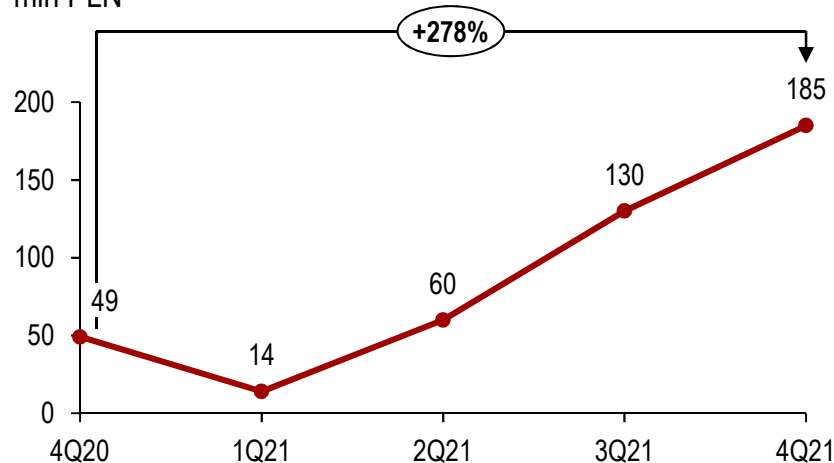
\* Obejmuje również sprzedaż paliw poza siecią stacji własnych. Wzrost sprzedaży wolumenowej na stacjach paliw ORLEN Deutschland o ponad 5 % (r/r).

# Wydobycie – EBITDA

## Dodatni wpływ makro przy niższych wolumenach sprzedaży

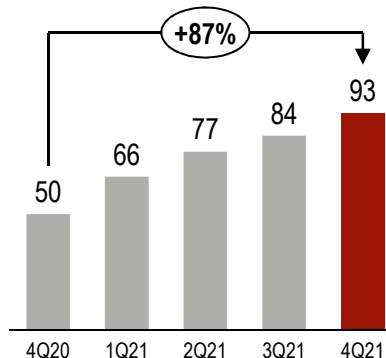


**EBITDA**  
mln PLN

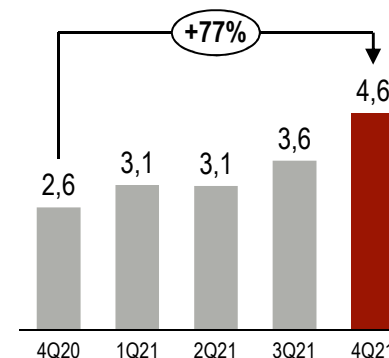


**Cena ropy Canadian Light Sweet (CLS) i gazu AECO**  
CAD/bbl, CAD/mcf

Cena ropy CLS

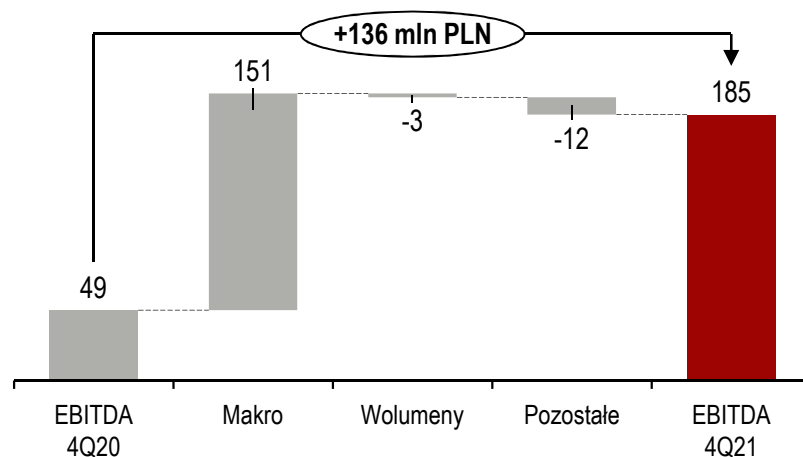


Cena gazu AECO



**EBITDA – wpływ czynników**

mln PLN



- Dodatni wpływ makro (r/r) w efekcie wzrostu notowań ropy, gazu i kondensatu gazowego oraz dodatniego wpływu transakcji zabezpieczających przepływy pieniężne.
- Spadek sprzedaży o (-) 7% (r/r) w efekcie postępu infrastruktury do przerobu węglowodorów u zewnętrznego odbiorcy w Kanadzie.
- Spadek średniego wydobycia o (-) 0,3 tys. boe/d (r/r), w tym: w Kanadzie o (-) 0,3 tys. boe/d przy porównywalnym wydobyciu w Polsce.
- Pozostałe obejmują głównie wzrost podatku od wydobycia i niektórych kopalni w związku z wyższymi cenami węglowodorów oraz kosztów funkcjonowania nowej kopalni Bystrowice częściowo skompensowanych odszkodowaniem za szkodę na otworze Miłosław-6H i brakiem wpływu rezerwy z 4Q20 na koszty rekultywacji i usunięcia zanieczyszczeń.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q20 (-) 803 mln PLN / 3Q21 0 mln PLN / 4Q21 (-) 14 mln PLN / 12M20 (-) 1422 mln PLN / 12M21 (-) 14 mln PLN  
Makro: marże 142 mln PLN, hedging 9 mln PLN

# Wydobycie – dane operacyjne

## Spadek średniego wydobycia o (-) 0,3 tys. boe/d (r/r)



Polska



### Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

10,1 mln boe\* (4% węglowodory ciekłe, 96% gaz)

### 4Q21

Średnie wydobycie: 1,0 tys. boe/d (100% gaz)

EBITDA: 66 mln PLN\*\* / CAPEX: 80 mln PLN

### 12M21

Średnie wydobycie: 1,1 tys. boe/d (100% gaz)

EBITDA: 91 mln PLN\*\* / CAPEX: 158 mln PLN

### Zagospodarowanie aktywów:

- Edge – realizowano prace w zakresie zagospodarowania złóż Tuchola i Bajerze w oparciu o generowanie energii elektrycznej z gazu ziemnego zaazotowanego. Trwały odbiory końcowe instalacji na obu lokalizacjach (zakończono przygotowania do ciągłego wydobywania gazu).
- Płotki – wspólnie z PGNiG realizowano prace zmierzające do zagospodarowania odkryć Chwałęcin i Grodzewo oraz wyposażenia wybranych ośrodków produkcyjnych w instalacje do sprężania gazu.
- Sieraków – wspólnie z PGNiG zatwierdzono koncepcję wstępną dla zagospodarowania odwiertu Sieraków-2H.

### Prace wiertnicze:

- Miocen – zakończono wiercenie otworu Pruchnik-OU1 wraz z przeprowadzeniem opróbowań otworu i testem produkcyjnym.
- Płotki – wspólnie z PGNiG rozpoczęto wiercenie otworu rozpoznawczego Miłosław-7H w ramach złoża gazu Miłosław E.

### Prace sejsmiczne:

- Edge – zakończono prace dotyczące interpretacji zdjęcia sejsmicznego Koczala-Miastko 3D.

\* Dane na dzień 31.12.2020

\*\* Wyniki operacyjne przed opisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q21 (-) 14 mln PLN / 12M21 (-) 14 mln PLN

Kanada



### Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

163,9 mln boe\* (60% węglowodory ciekłe, 40% gaz)

### 4Q21

Średnie wydobycie: 14,9 tys. boe/d (46% węglowodory ciekłe)

EBITDA: 119 mln PLN\*\* CAPEX: 70 mln PLN

### 12M21

Średnie wydobycie: 15,6 tys. boe/d (47% węglowodory ciekłe)

EBITDA: 298 mln PLN\*\* / CAPEX: 205 mln PLN

### Zagospodarowanie aktywów:

- Kakwa – zrealizowano wiercenie 1 otworu (udział 75%) oraz rozpoczęto wiercenie kolejnego otworu (udział 75%) w obszarze.
- Lochend – zrealizowano wiercenie 2 otworów (udział 100%).
- Ferrier – udział w wierceniu 2 otworów, w których operatorem jest firma Yangarra Resources (udział 50%).
- Rozpoczęto prace związane z modernizacją infrastruktury złożowej w projekcie Ferrier w celu zwiększenia efektywności szczypania zasobów węglowodorów w obszarze Strachan (południowa część obszaru Ferrier).
- Z końcem listopada zewnętrzna firma przywróciła pełną operacyjność infrastruktury do przerobu węglowodorów po pożarze w efekcie czego wydobycie z obszarów Ferrier i Kakwa wróciło do optymalnego poziomu (w międzyczasie węglowodory ciekłe przewożono transportem kołowym co pozwoliło mitygować efekt ponad dwumiesięcznej awarii instalacji).
- Planowanie działań z zakresu ESG na kolejne okresy w związku z wdrażaniem wymagań środowiskowych wprowadzonych na poziomie federalnym i prowincjonalnym w kluczowych obszarach działalności ORLEN Upstream Canada.



Podsumowanie 2021r.



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne



Siła finansowa



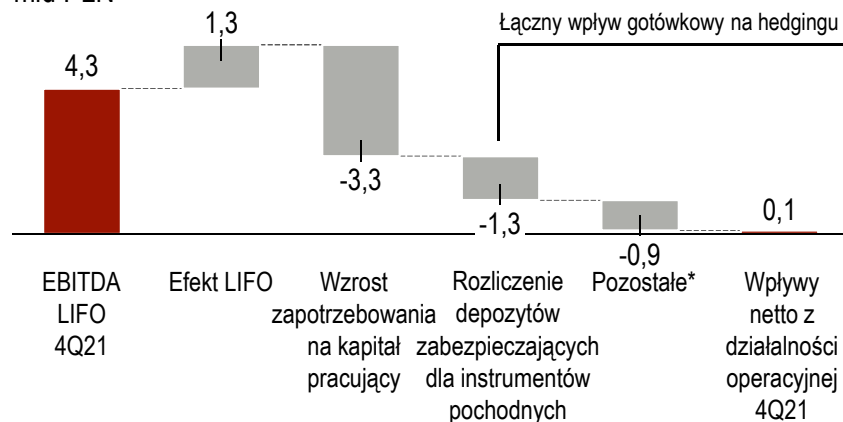
Perspektywy

# Przepływy pieniężne



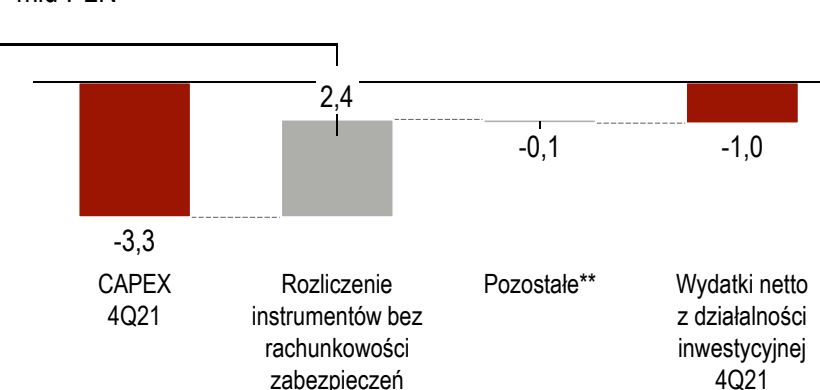
## Przepływy z działalności operacyjnej

mld PLN



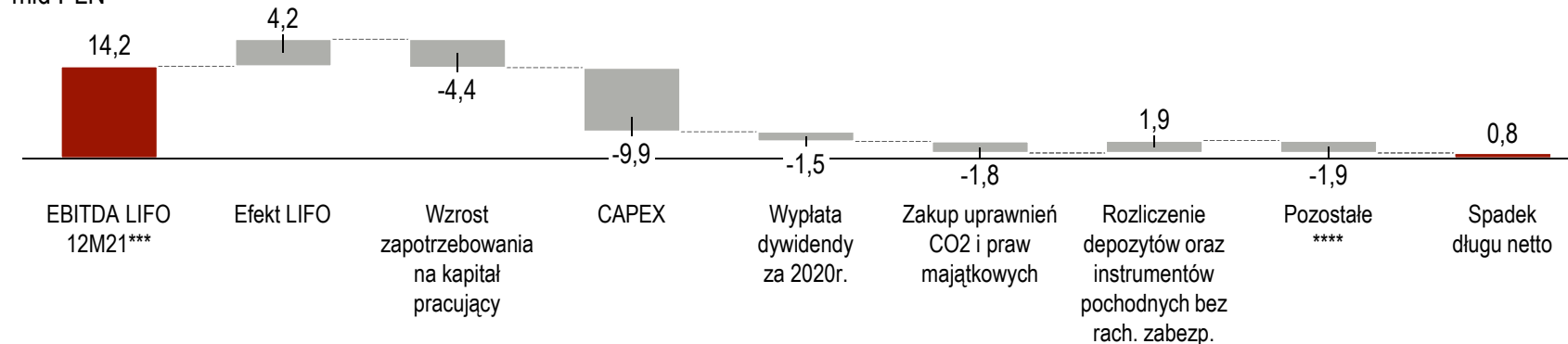
## Przepływy z działalności inwestycyjnej

mld PLN



## Wolne przepływy pieniężne 12M21

mld PLN



\* W tym głównie: zapłacony podatek dochodowy (-) 0,2 mld PLN, korekta kapitałowa (-) 0,2 mld PLN, zmiana stanu rezerw 2,2 mld PLN, rozliczenie dotacji CO2 (-) 0,8 mld PLN, rozliczenie i wycena pochodnych instrumentów finansowych (-) 1,8 mld PLN.

\*\* W tym: zwiększenia z tytułu praw do użytkowania aktywów 0,2 mld PLN, zakup CO2 (-) 0,3 mld PLN, otrzymane dywidendy 0,2 mld PLN.

\*\*\* W tym: 0,2 mld PLN dodatniego NRV.

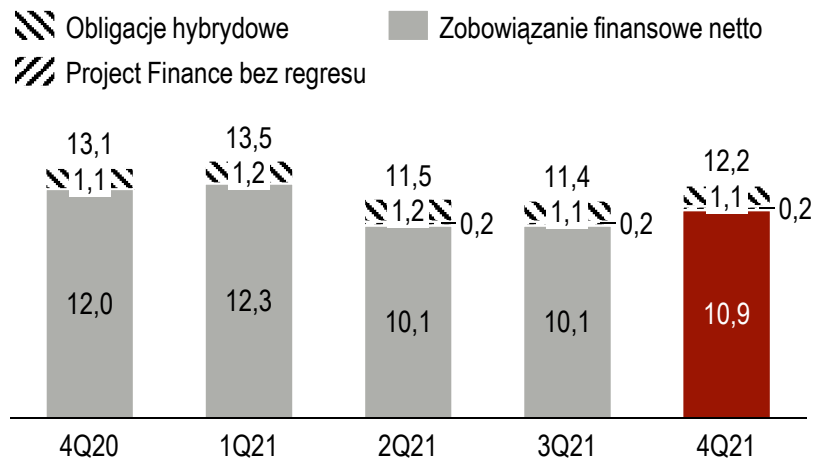
\*\*\*\* W tym głównie: nabycie akcji/udziałów jednostek zależnych pomniejszone o środki pieniężne (-) 0,8 mld PLN, rozliczenie i wycena pochodnych instrumentów finansowych (-) 2,7 mld PLN, zapłacony podatek dochodowy (-) 1,2 mld PLN, płatności z tytułu umów leasingowych (-) 0,7 mld PLN, zapłacone odsetki (-) 0,5 mld PLN, otrzymane dywidendy 0,3 mld PLN, zwiększenia z tytułu praw do użytkowania aktywów 1 mld PLN, korekty kapitałowe (-) 0,6 mld PLN, zmiana stanu rezerw 6 mld PLN, rozliczenie dotacji CO2 (-) 2,4 mld PLN oraz efektu netto wyceny i przeszacowania zadłużenia z tytułu różnic kursowych (-) 0,4 mld PLN.

# Zadłużenie



## Dług netto

mld PLN

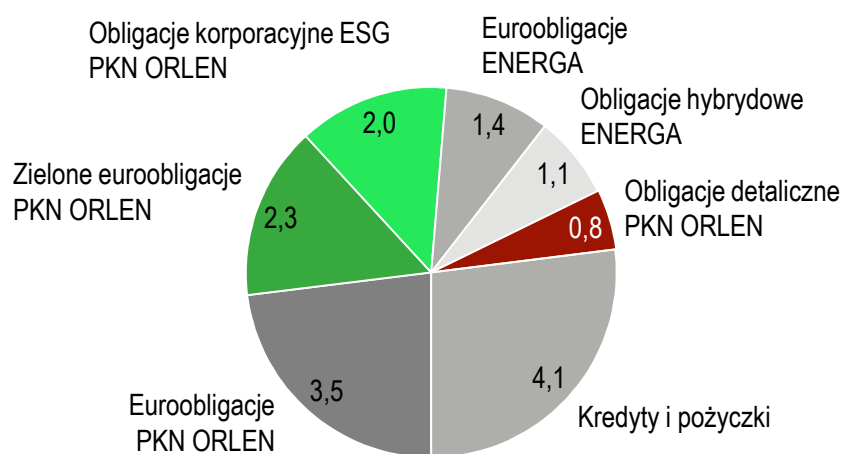


## Dług netto/EBITDA\*



## Dług brutto – źródła finansowania

mld PLN



- Struktura walutowa długu brutto: EUR 67%, PLN 26%, USD 5%, CZK 2%
- Średni termin zapadalności zadłużenia: 2023r.
- Rating inwestycyjny: BBB- perspektywa pozytywna (Fitch), Baa2 perspektywa pozytywna (Moody's).
- Wzrost zadłużenia netto o (-) 0,8 mld PLN (kw/kw) w efekcie przepływów inwestycyjnych na poziomie (-) 1,0 mld PLN przy dodatnich przepływach z działalności operacyjnej w wysokości 0,1 mld PLN oraz płatności zobowiązań z tytułu leasingu w wysokości (-) 0,15 mld PLN, zapłaconych odsetek (-) 0,05 mld PLN, otrzymanych dotacji 0,2 mld PLN oraz (-) 0,1 mld PLN efektu netto wyceny i przeszacowania zadłużenia z tytułu różnic kursowych.
- Pozyskanie 180 mln EUR z Europejskiego Banku Inwestycyjnego na projekty wspierające zrównoważony rozwój.
- Zapasy obowiązkowe w bilansie na koniec 4Q21 wyniosły 6,4 mld PLN, w tym: 5,6 mld PLN w PKN ORLEN.

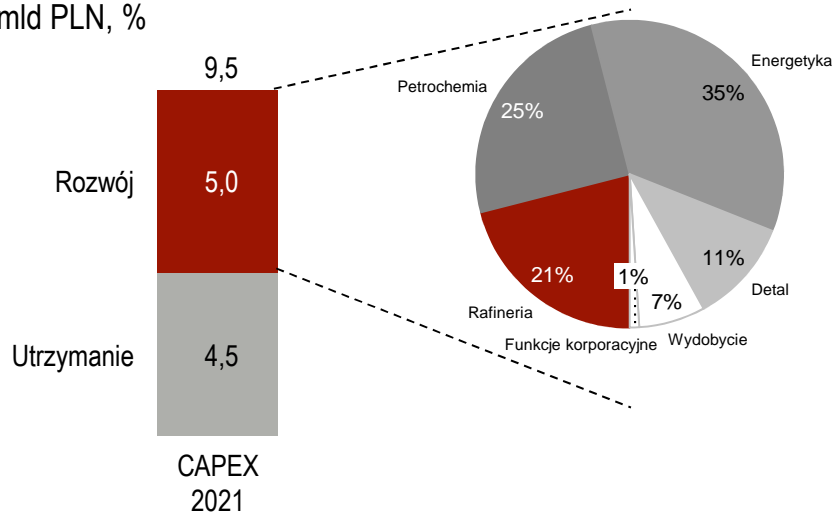
\* Poziom długu netto przyjęty do obliczenia wskaźnika nie uwzględnia zadłużenia z tytułu project finance bez regresu i emisji obligacji hybrydowych

# Nakłady inwestycyjne



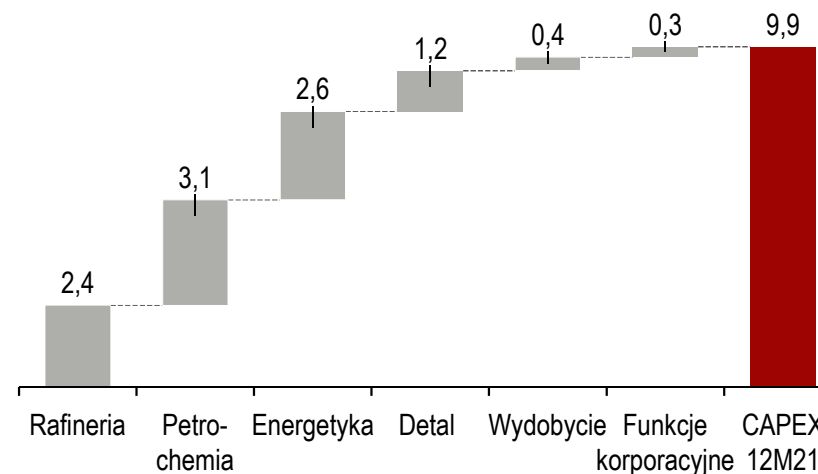
## Planowany CAPEX

mld PLN, %



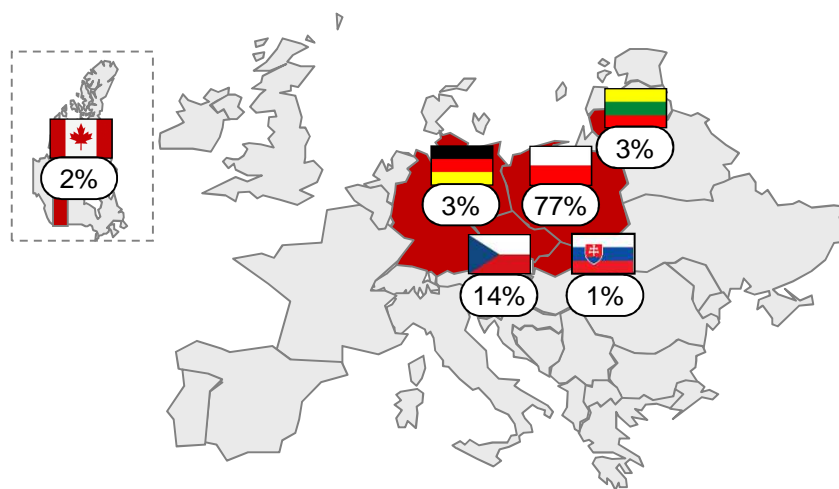
## Zrealizowany CAPEX 12M21 – podział na segmenty

mld PLN



## Zrealizowany CAPEX 12M21 – podział wg krajów

%



## Główne projekty rozwojowe realizowane w 4Q21

### Rafineria

- Budowa instalacji Visbreakingu – Płock
- Budowa instalacji glikolu propylenowego – ORLEN Południe

### Petrochemia

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

### Energetyka

- Modernizacja obecnych aktywów oraz przyłączenie nowych odbiorców – GK ENERGA

### Detal

- Stacje paliw – otwarto 35 stacji, 7 zamknięto, 4 zmodernizowano
- Sprzedaż pozapaliwowa – otwarto 37 punktów
- Alternatywne tankowanie – uruchomiono 87 punktów

### Wydobycie

- Polska / Kanada – koncentracja na projektach Egde, Miocen i Płotki / Kakwa i Ferrier



Podsumowanie 2021r.



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne



Siła finansowa



Perspektywy

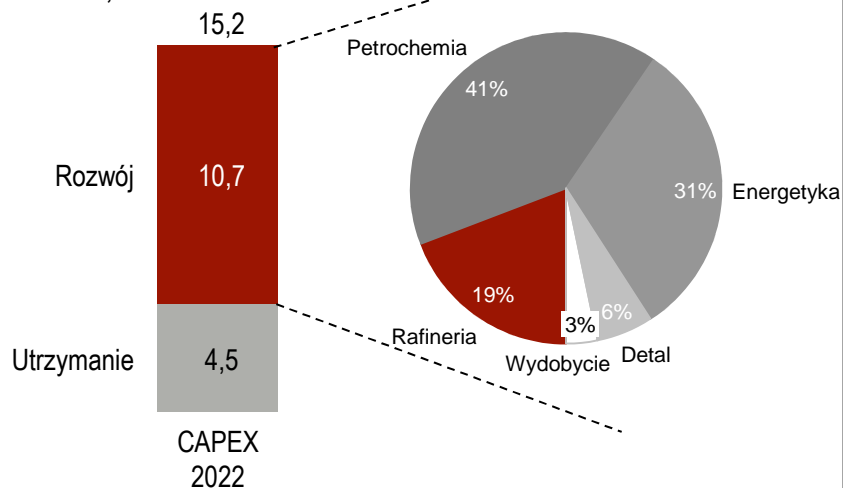


# Nakłady inwestycyjne w 2022r.



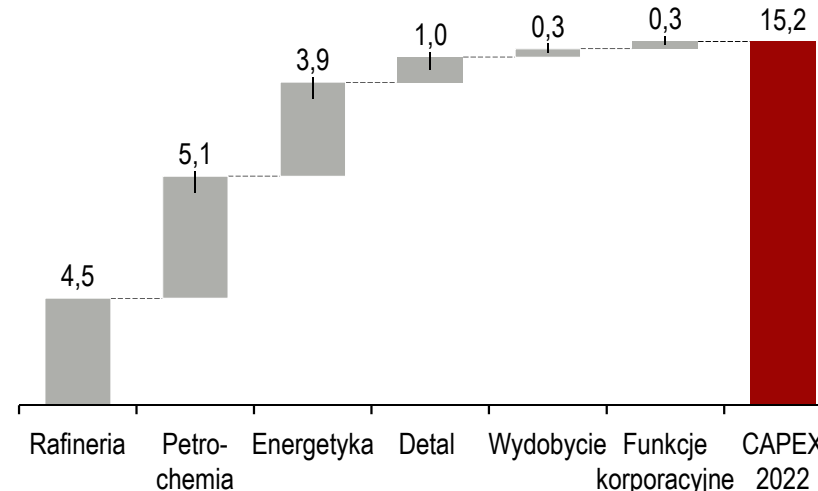
## Planowany CAPEX 2022

mld PLN, %



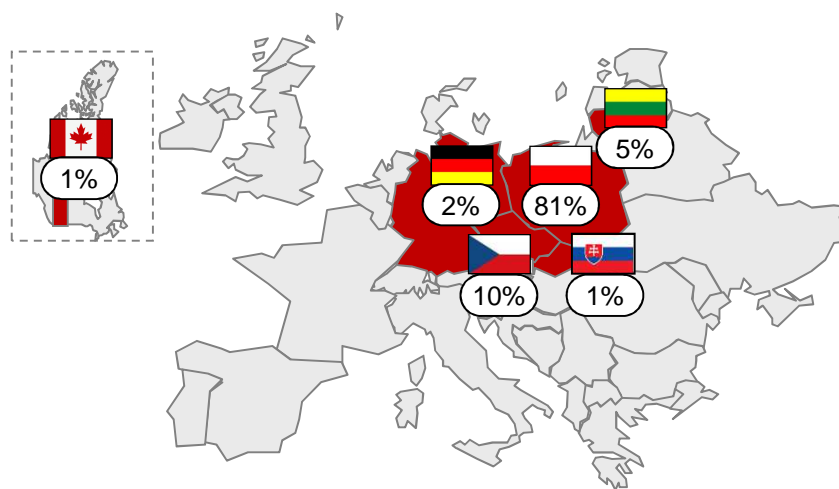
## Planowany CAPEX 2022 – podział na segmenty

mld PLN



## Planowany CAPEX 2022 – 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 – GK ENERGA
- Budowa CCGT Ostrołęka i CCGT Grudziądz
- Budowa farmy wiatrowej na Bałtyku

### Detal

- Rozwój sieci stacji paliw (> 30 stacji)
- Rozwój sieci sprzedaży pozapaliwowej (> 30 punktów Stop Cafe/Star Connect)
- Wprowadzanie nowych usług i produktów

### Wydobycie

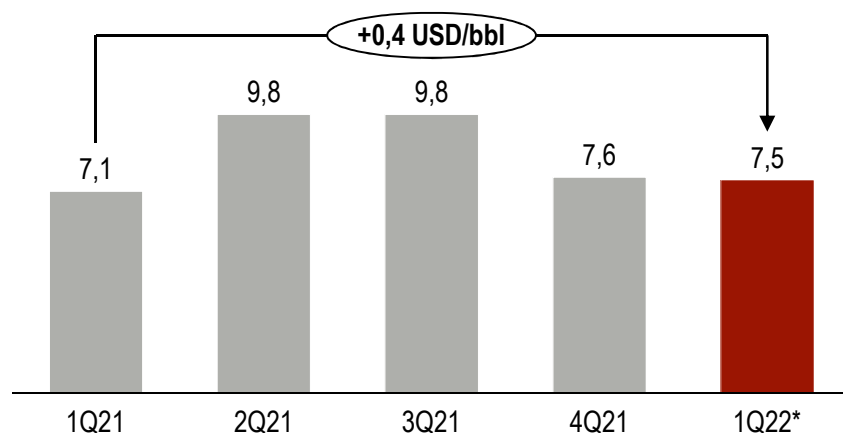
- Polska / Kanada – koncentracja na projektach Egde, Miocen i Płotki / Kakwa i Ferrier

# Obecne otoczenie makroekonomiczne



## Modelowa marża downstream

USD/bbl



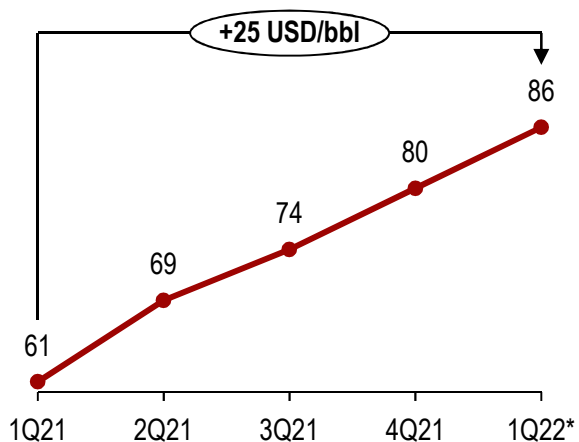
## Struktura produktowa marży downstream

Marże (crack) z notowań

Prod. rafineryjne (USD/t)	1Q21	4Q21	1Q22*	Δ (kw/kw)	Δ (r/r)
ON	32	84	92	10%	188%
Benzyna	104	178	163	-8%	57%
Ciężki olej opałowy	-122	-180	-193	-7%	-58%
SN 150	348	152	79	-48%	-77%
Prod. petrochemiczne (EUR/t)					
Etylen	559	715	702	-2%	26%
Propylen	515	730	717	-2%	39%
Benzen	306	298	498	67%	63%
PX	243	344	299	-13%	23%

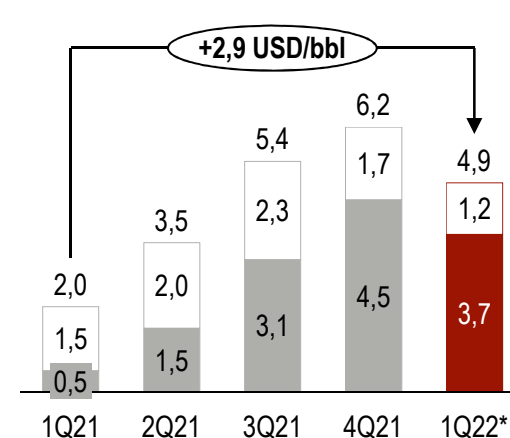
## Średnia cena ropy Brent

USD/bbl



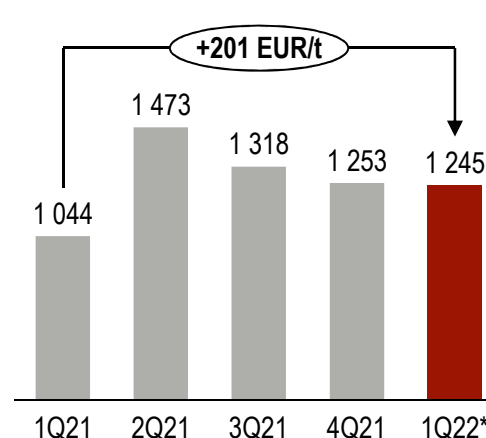
## Modelowa marża rafineryjna i dyferencjał Brent/Ural

USD/bbl



## Modelowa marża petrochemiczna

EUR/t



\* Dane do dnia 21.01.2022



## Makro

- Ropa Brent – oczekujemy wzrostu cen ropy ( $r/r$ ) do poziomu 75-80 USD/bbl w efekcie dalszego wzrostu popytu na ropę do poziomów sprzed pandemii, ograniczonych zdolności wydobywczych OPEC+, niskich zapasów ropy w krajach OECD, utrzymania wysokich cen gazu oraz ryzyk geopolitycznych.
- Marża rafineryjna – oczekujemy wzrostu marż rafineryjnych ( $r/r$ ) do poziomu 4-5 USD/bbl w efekcie wzrostu popytu na paliwa na skutek ożywienia gospodarczego. W dłuższej perspektywie marże będą pod presją globalnej nadwyżki mocy rafineryjnych.
- Dyferencjał Brent/Ural – oczekujemy porównywalnego poziomu ( $r/r$ ) tj. ok. 2,0 USD/bbl.
- Marża petrochemiczna – oczekujemy spadku marż petrochemicznych ( $r/r$ ) do poziomu 1100-1200 EUR/t w efekcie wzrostu cen ropy oraz cen gazu. Czynnikiem wspierającym marże jest silny popyt skorelowany ze wzrostem PKB oraz mniejszy import ograniczony przez wzrost kosztów frachtu.
- Gaz – oczekujemy spadku cen gazu ( $r/r$ ) do poziomu ok. 200 PLN/MWh w efekcie stopniowej normalizacji notowań, która powinna nastąpić po sezonie grzewczym. Czynnikiem wspierającym ceny gazu są niskie stany magazynowe w Europie.
- Energia elektryczna – oczekujemy wzrostu cen energii elektrycznej ( $r/r$ ) do poziomu ok. 450 PLN/MWh w efekcie oczekiwanego wzrostu cen praw do emisji CO<sub>2</sub> oraz wysokich cen gazu.



## Gospodarka

- PKB\* – oczekujemy wzrostu: Polska 4,9%, Czechy 3,5%, Litwa 3,6%, Niemcy 3,8%.
- Konsumpcja paliw – oczekujemy wzrost popytu na paliwa w efekcie ożywienia gospodarczego (poprawy sytuacji rynkowej do okresu sprzed pandemii).



## Regulacje

- Narodowy Cel Wskaźnikowy – wzrost poziomu bazowego z 8,7 do 8,8% (zredukowany wskaźnik dla PKN ORLEN wynosi 5,773%)
- Rynek mocy – oczekujemy porównywalnego ( $r/r$ ) wsparcia dla bloków energetycznych
- Rządowa Tarcza Antyinflacyjna, w tym: obniżka akcyzy na paliwo, zwolnienie z podatku od sprzedaży detalicznej oraz obniżka VAT na paliwo przełoży się na niższe ceny paliw na stacjach, co powinno stymulować popyt na paliwa.

\* Polska (NBP, listopad 2021); Niemcy (CE, grudzień 2021); Czechy (CNB, listopad 2021); Litwa (LB, grudzień 2021)

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	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	12M20	1Q21	2Q21	3Q21	4Q21	12M21
Przychody	22 077	17 010	23 918	23 175	86 180	24 562	29 423	36 442	41 165	131 592
EBITDA LIFO	1 607	2 013	1 970	2 778	8 368	2 385	3 207	4 266	4 309	14 167
efekt LIFO	-2 072	-466	267	-103	-2 374	1 142	963	890	1 251	4 246
EBITDA	-465	1 547	2 237	2 675	5 994	3 527	4 170	5 156	5 560	18 413
Amortyzacja	-935	-1 128	-1 188	-1 306	-4 557	-1 292	-1 313	-1 328	-1 497	-5 430
EBIT LIFO	672	885	782	1 472	3 811	1 093	1 894	2 938	2 812	8 737
EBIT	-1 400	419	1 049	1 369	1 437	2 235	2 857	3 828	4 063	12 983
Wynik netto	-2 245	306	677	25	-1 237	1 872	2 244	2 928	3 197	10 241

Wyniki 2Q20 i 12M20 nie uwzględniają zysku na okazjnym nabyciu akcji ENERGA w wysokości 4062 mln PLN

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q20 (-) 504 mln PLN / 2Q20 (-) 146 mln PLN / 3Q20 8 mln PLN / 4Q20 (-) 949 mln PLN / 12M20 (-) 1591 mln PLN / 1Q21 (-) 4 mln PLN / 2Q21 (-) 85 mln PLN / 3Q21 (-) 3 mln PLN / 4Q21 (-) 90 mln PLN / 12M21 (-) 182 mln PLN

# EBITDA LIFO – podział na segmenty



mIn PLN	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	12M20	1Q21	2Q21	3Q21	4Q21	12M21
<b>Rafineria, w tym:</b>	<b>-353</b>	<b>614</b>	<b>-370</b>	<b>98</b>	<b>-11</b>	<b>1</b>	<b>299</b>	<b>1 165</b>	<b>2 068</b>	<b>3 533</b>
NRV	-1 551	1 168	-65	366	-82	157	15	1	0	173
hedge	1 049	-82	-3	-312	652	-423	-377	-230	-55	-1 085
hedge CO2	n/a	n/a	n/a	226	226	193	260	159	567	1 179
<b>Petrochemia, w tym:</b>	<b>766</b>	<b>251</b>	<b>502</b>	<b>790</b>	<b>2 309</b>	<b>872</b>	<b>1 021</b>	<b>1 013</b>	<b>1 389</b>	<b>4 295</b>
NRV	-58	39	-1	-7	-27	36	-1	2	1	38
hedge	73	-13	17	-3	74	14	21	37	36	108
hedge CO2	n/a	n/a	n/a	232	232	213	287	135	593	1 228
<b>Energetyka, w tym:</b>	<b>488</b>	<b>759</b>	<b>1 022</b>	<b>1 371</b>	<b>3 640</b>	<b>1 240</b>	<b>1 234</b>	<b>1 042</b>	<b>248</b>	<b>3 764</b>
hedge CO2	n/a	n/a	n/a	242	242	162	217	197	524	1 100
<b>Detal</b>	<b>706</b>	<b>726</b>	<b>1 035</b>	<b>765</b>	<b>3 232</b>	<b>548</b>	<b>828</b>	<b>948</b>	<b>572</b>	<b>2 896</b>
<b>Wydobycie, w tym:</b>	<b>219</b>	<b>10</b>	<b>44</b>	<b>49</b>	<b>322</b>	<b>14</b>	<b>60</b>	<b>130</b>	<b>185</b>	<b>389</b>
hedge	107	-20	-12	-16	59	-63	-60	-11	-7	-141
<b>Funkcje korporacyjne</b>	<b>-219</b>	<b>-347</b>	<b>-263</b>	<b>-295</b>	<b>-1 124</b>	<b>-290</b>	<b>-235</b>	<b>-32</b>	<b>-153</b>	<b>-710</b>
<b>EBITDA LIFO, w tym:</b>	<b>1 607</b>	<b>2 013</b>	<b>1 970</b>	<b>2 778</b>	<b>8 368</b>	<b>2 385</b>	<b>3 207</b>	<b>4 266</b>	<b>4 309</b>	<b>14 167</b>
NRV	-1 609	1 207	-66	359	-109	193	14	3	1	211
hedge	1 229	-115	2	-331	785	-472	-416	-204	-26	-1 118
hedge CO2	n/a	n/a	n/a	700	700	568	764	491	1 684	3 507

Wyniki 2Q20 i 12M20 nie uwzględniają zysku na okazym nabyciu akcji ENERGA w wysokości 4062 mln PLN

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q20 (-) 504 mln PLN / 2Q20 (-) 146 mln PLN / 3Q20 8 mln PLN / 4Q20 (-) 949 mln PLN / 12M20 (-) 1591 mln PLN / 1Q21 (-) 4 mln PLN / 2Q21 (-) 85 mln PLN / 3Q21 (-) 3 mln PLN / 4Q21 (-) 90 mln PLN / 12M21 (-) 182 mln PLN

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



**ORLEN**

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

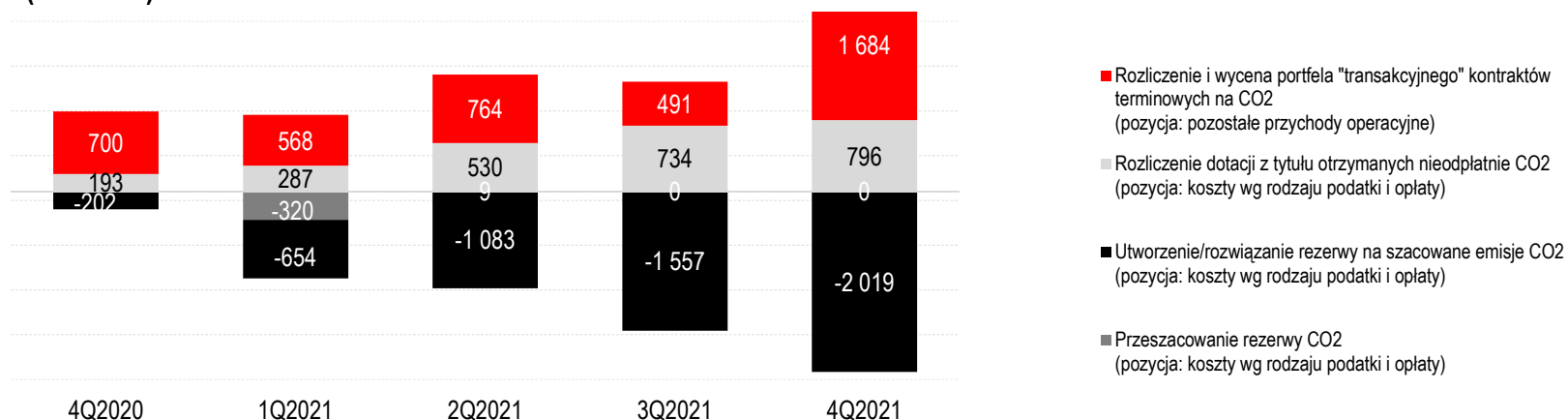
Portfele	Podejście do wyceny	31.12.2020	31.03.2021	30.06.2021	30.09.2021	31.12.2021
Portfel „własny” kontraktów na zakup uprawnień do emisji	Nie podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy	7,42	0,46**	1,49	2,14	2,30***
Portfel „transakcyjny”, kontraktów na zakup uprawnień do emisji	Podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy	12,22*	12,41	12,79	17,58	20,72
Portfel EUA na rachunkach GK (wartości niematerialne)	Nie podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy.	10,92	18,79	2,14	3,05	9,63

Portfel „transakcyjny” został wydzielony w 4Q2020 w związku z przerolowaniem części posiadanych kontraktów na prawa do emisji CO<sub>2</sub> na kolejny okres (działanie wynikające z wymogów MSSF9)

\*\* w dniu 23 marca 2021 wykupiono 7,0 mln kontraktów na potrzeby rozliczenia ich w kwietniu 2021

\*\*\* EUA ujmowane są jako wartości niematerialne, nie podlegają amortyzacji, analiza 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 PKN ORLEN (mln PLN)

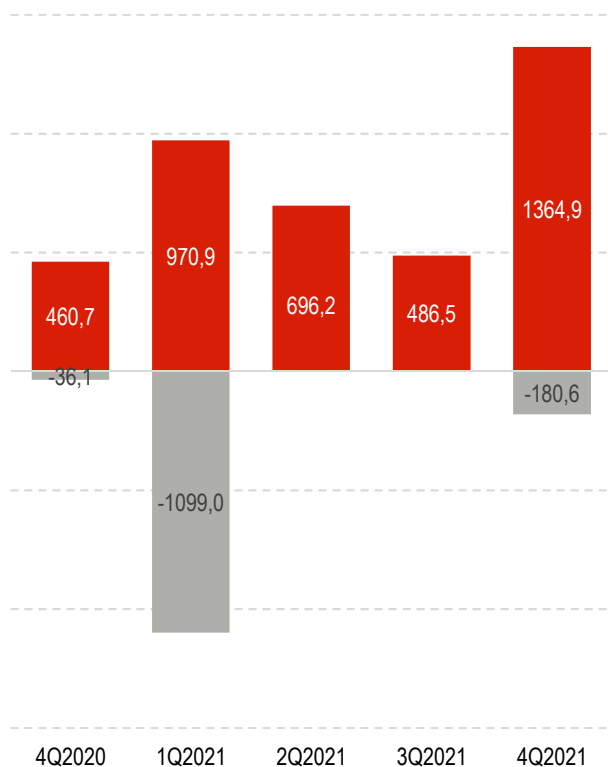




# Wpływ rozliczeń depozytu zabezpieczającego oraz realizacji kontraktów na CO<sub>2</sub> na cash flow (wartości poglądowe)

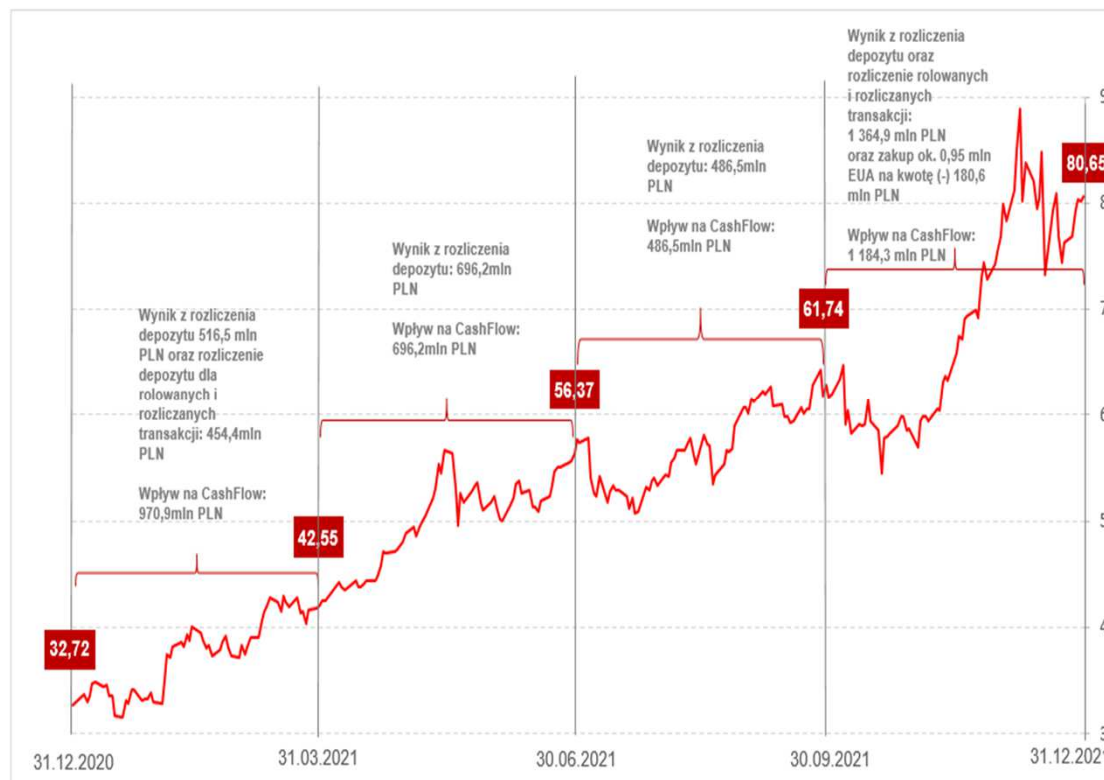


Wpływ na cash flow (mln PLN)



- 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>



# Wyniki – podział na spółki



4Q21 mln PLN	PKN ORLEN	ORLEN Unipetrol <sup>2</sup>	ORLEN Lietuva <sup>2</sup>	Grupa ENERGA <sup>2</sup>	Pozostałe i korekty konsolidacyjne	RAZEM
Przychody	29 033	7 417	6 825	3 780	-5 890	41 165
EBITDA LIFO	2 093	303	179	554	1 180	4 309
Efekt LIFO <sup>1</sup>	998	184	67	-	2	1 251
EBITDA	3 091	487	246	554	1 182	5 560
Amortyzacja	594	268	51	272	312	1 497
EBIT	2 497	219	195	282	870	4 063
EBIT LIFO	1 499	35	128	282	868	2 812
Przychody finansowe	427	22	13	130	-174	418
Koszty finansowe	-252	-10	-19	-41	22	-300
Wynik netto	2 037	144	181	259	576	3 197

<sup>1</sup> Wyliczone jako różnica między zyskiem operacyjnym przy wycenie zapasów wg metody LIFO a zyskiem operacyjnym przy zastosowaniu metody średniej ważonej

<sup>2</sup> Wyniki ORLEN Unipetrol, ORLEN Lietuva oraz Grupa ENERGA wg MSSF przed uwzględnieniem korekt dokonanych na potrzeby konsolidacji Grupy ORLEN

mIn PLN	4Q20	3Q21	4Q21	Δ (r/r)	12M20	12M21	Δ
Przychody	2 727	5 647	6 825	150%	10 926	19 692	80%
EBITDA LIFO	83	127	179	116%	-480	308	-
EBITDA	-3	174	246	-	-579	545	-
EBIT	-40	132	195	-	-727	376	-
Wynik netto	-99	112	181	-	-650	335	-

- Wzrost przychodów ze sprzedaży w efekcie wzrostu notowań produktów i wyższych wolumenów sprzedaży (r/r).
- Wzrost wykorzystania mocy rafineryjnych o 21 pp (r/r) w rezultacie poprawy sytuacji makroekonomicznej oraz wzrost uzysku paliw o 2 pp (r/r) w efekcie wyższego wykorzystania półproduktów (redukcja zapasów).
- EBITDA LIFO wyższa o 96 mln PLN (r/r) głównie w efekcie pozytywnego wpływu makro, w tym: dyferencjału B/U, marż na lekkich i średnich destylatach, wyższych wolumenów sprzedaży i marż handlowych. Powyższe dodatnie efekty zostały częściowo ograniczone ujemnym wpływem przeszacowania wartości zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) w wysokości (-) 217 mln PLN (r/r) (brak dodatniego wpływu z 4Q20) i aktualizacją rezerw na emisje CO<sub>2</sub>.
- CAPEX 4Q21: 78 mln PLN / 12M21: 246 mln PLN.

mIn PLN	4Q20	3Q21	4Q21	Δ (r/r)	12M20	12M21	Δ
Przychody	3 636	6 416	7 417	104%	13 979	23 855	71%
EBITDA LIFO	71	425	303	327%	-25	1 158	-
EBITDA	17	500	487	2765%	-232	1 796	-
EBIT	-214	253	219	-	-1 061	801	-
Wynik netto	-264	203	144	-	-950	574	-

- Wzrost przychodów ze sprzedaży w efekcie wyższych notowań produktów rafineryjnych i petrochemicznych oraz wyższych wolumenów sprzedaży (r/r).
- Wzrost wykorzystania mocy rafineryjnych o 8 pp (r/r) w efekcie poprawy sytuacji makroekonomicznej i rynkowej oraz zmniejszonego zakresu postojów remontowych (r/r) wpływającego również na wzrost uzysku paliw o 3 pp (r/r).
- EBITDA LIFO wyższa o 232 mln PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu makro, w tym: dyferencjału B/U, marż na lekkich i średnich destylatach, olefinach, poliolefinach oraz PCW. Dodatkowo pozytywny wpływ wykorzystania historycznych warstw zapasów oraz wzrostu marż handlowych przy ujemnym wpływie przeszacowania wartości zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) w wysokości (-) 141 mln PLN (r/r) i wyższych kosztów CO<sub>2</sub>.
- CAPEX 4Q21: 571 mln PLN / 12M21: 1 528 mln PLN.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

4Q20 (-) 76 mln PLN / 3Q21 (-) 1 mln PLN / 4Q21 (-) 31 mln PLN / 12M20 (-) 77 mln PLN / 12M21 (-) 35 mln PLN

mIn PLN	4Q20	3Q21	4Q21	Δ (r/r)	12M20	12M21	Δ
Przychody	3 350	3 317	3 780	13%	12 458	13 766	10%
EBITDA	482	692	420	-13%	2 038	2 529	24%
EBIT	223	425	145	-35%	994	1 449	46%
Wynik netto	238	295	69	-71%	-444	1 031	-

- Wzrost przychodów ze sprzedaży (r/r) w efekcie wyższych przychodów w Linii Biznesowej Wytwarzanie (wyższa produkcja energii w Elektrowni Ostrołęka, wyższe ceny sprzedaży energii oraz wdrożenie Rynku Mocy od 2021 roku) oraz w Linii Biznesowej Sprzedaż (wzrost cen sprzedaży energii na rynku hurtowym).
- EBITDA niższa o (-) 62 mln PLN (r/r) na skutek niższych wyników Linii Biznesowej Sprzedaż w 4Q21 spowodowanych wysokimi cenami energii elektrycznej na rynku SPOT i Bilansującym zwiększającymi koszt bilansowania portfela energii, przy jednoczesnym dynamicznym wzroście zużycia energii przez odbiorców końcowych w stosunku do kontraktacji.
- CAPEX 4Q21: 771 mln PLN 12M21: 2137 mln PLN

# Dane produkcyjne



<b>Grupa ORLEN</b>	<b>4Q20</b>	<b>3Q21</b>	<b>4Q21</b>	<b>Δ (r/r)</b>	<b>Δ (kw/kw)</b>	<b>12M20</b>	<b>12M21</b>	<b>Δ</b>
Przerób ropy naftowej (tys.t)	7 391	8 319	8 553	16%	3%	29 485	29 919	1%
Wykorzystanie mocy przerobowych	84%	94%	96%	12 pp	2 pp	84%	85%	1 pp
<b>PKN ORLEN <sup>1</sup></b>								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	3 671	4 139	4 064	11%	-2%	15 306	14 529	-5%
Wykorzystanie mocy przerobowych	90%	101%	99%	9 pp	-2 pp	94%	89%	-5 pp
Uzysk paliw <sup>4</sup>	77%	84%	82%	5 pp	-2 pp	82%	82%	0 pp
Uzysk lekkich destylatów <sup>5</sup>	32%	34%	32%	0 pp	-2 pp	34%	32%	-2 pp
Uzysk średnich destylatów <sup>6</sup>	45%	50%	50%	5 pp	0 pp	48%	50%	2 pp
<b>ORLEN Unipetrol <sup>2</sup></b>								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	1 739	1 935	1 933	11%	0%	6 076	7 123	17%
Wykorzystanie mocy przerobowych	80%	88%	88%	8 pp	0 pp	70%	82%	12 pp
Uzysk paliw <sup>4</sup>	79%	83%	82%	3 pp	-1 pp	81%	82%	1 pp
Uzysk lekkich destylatów <sup>5</sup>	34%	37%	37%	3 pp	0 pp	36%	37%	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)	1 915	2 185	2 470	29%	13%	7 847	7 954	1%
Wykorzystanie mocy przerobowych	75%	85%	96%	21 pp	11 pp	77%	78%	1 pp
Uzysk paliw <sup>4</sup>	75%	81%	77%	2 pp	-4 pp	75%	79%	4 pp
Uzysk lekkich destylatów <sup>5</sup>	32%	34%	33%	1 pp	-1 pp	31%	33%	2 pp
Uzysk średnich destylatów <sup>6</sup>	43%	47%	44%	1 pp	-3 pp	44%	46%	2 pp

<sup>1</sup> Moce przerobowe rafinerii w Płocku wynoszą 16,3 mt/r

<sup>2</sup> Moce przerobowe 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. Niewielkie różnice mogą występować w wyniku zaokrąglenia

<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

**Modelowa marża downstream** = Przychody (90,7% Produkty = 22,8% Benzyna + 44,2% ON + 15,3% COO + 1,0% SN 150 + 2,9% Etylen + 2,1% Propylen + 1,2% Benzen + 1,2% PX) – Koszty (wsad 100% = 6,5% Ropa Brent + 91,1% Ropa URAL + 2,4% Gaz ziemny). Marże (crack) dla produktów petrochemicznych wyliczone jako różnica pomiędzy notowaniem danego produktu, a notowaniem ropy Brent DTD.

**Modelowa marża rafineryjna** = przychody ze sprzedaży produktów (93,5% Produkty = 36% Benzyna + 43% Diesel + 14,5% Ciężki olej opałowy) - koszty (100% wsadu: ropa i pozostałe surowce). Całość wsadu przeliczona wg notowań ropy Brent. Notowania rynkowe spot.

**Spread Ural Rdam vs fwd Brent Dtd** = Med Strip - Ural Rdam (Ural CIF Rotterdam)

**Modelowa marża petrochemiczna** = przychody ze sprzedaży produktów (98% Produkty = 44% HDPE + 7% LDPE + 35% PP Homo + 12% PP Copo) - koszty (100% wsadu = 75% nafty + 25% LS VGO). Notowania rynkowe kontrakt.

**Uzysk paliw** = uzysk średnich destylatów + uzysk benzyn (uzyski wyliczone w stosunku 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

# Zastrzeżenia prawne



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, jakiegokolwiek 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.

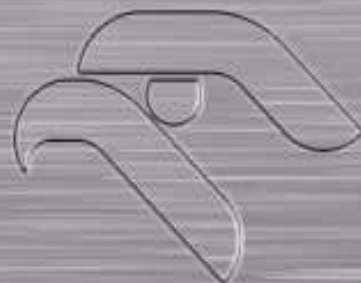
Niniejsza Prezentacja oraz związane z nią slajdy oraz ich opisy mogą zawierać stwierdzenia dotyczące przyszłości. Jednakże, takie prognozy nie mogą być odbierane jako zapewnienie czy projekcje co do oczekiwanych przyszłych wyników PKN ORLEN lub spółek grupy PKN ORLEN. Prezentacja nie może być rozumiana 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 jakimkolwiek 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)