

The background of the slide is a photograph showing two workers in high-visibility yellow and black safety gear standing on the white metal structure of a wind turbine. They appear to be performing maintenance or inspection. The turbine's nacelle and parts of its blades are visible. In the distance, other wind turbines are scattered across a hazy, overcast landscape.

Skonsolidowane wyniki finansowe Grupy ORLEN

3 kwartał 2023 r.

31 października 2023 r.

 #ORLEN3Q23@GrupaORLEN

01
KLUCZOWE
WYDARZENIA

02
OTOCZENIE
RYNKOWE

03
WYNIKI FINANSOWE
I OPERACYJNE

04
SYTUACJA
FINANSOWA

05
PERSPEKTYWY

01

Kluczowe wydarzenia

Kluczowe wydarzenia 3Q23

Przychody

75,4 mld PLN

EBITDA LIFO

8,2 mld PLN

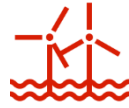
Przepływy z działalności operacyjnej

7,2 mld PLN

Nakłady inwestycyjne za 9 miesięcy 2023 r.

20,4 mld PLN

PROJEKTY TRANSFORMACYJNE



- MEW: finalna decyzja inwestycyjna Baltic Power, budowa terminala instalacyjnego.
- Umowa warunkowa na zakup farm wiatrowych o mocy ok. 60 MW w Polsce.
- CCS: umowa z Horisont Energi o potencjalnej współpracy przy jednym z najbardziej zaawansowanych projektów na Szelfie Norweskim.
- Paliwa syntetyczne: umowa o współpracy Yokogawa dotycząca opracowania zintegrowanego systemu produkcji.
- Biopaliwa: uruchomienie instalacji UCO FAME do wytwarzania biokomponentów II generacji z olejów posmażalniczych.
- H2: testy pierwszej ogólnodostępnej stacji wodorowej koncernu w Polsce.

DETAL



- Wejście na rynek austriacki: zgoda KE na zakup 266 stacji paliw.
- Zakończenie rebrandingu 90 stacji na Słowacji.
- Kolejny etap rebrandingu w Niemczech: 100 stacji ORLEN do początku 2024.

PRZERÓB I WYDOBYCIE



- Finalizacja budowy trzeciej linii produkcji nawozów azotowych.
- Rozpoczęcie eksploatacji złoża Tommeliten Alpha przez PGNiG Upstream Norway.

ORGANIZACJA



- Rozpoczęcie procesu przejęcia kontroli nad Systemem Gazociągów Tranzytowych.
- Umowa na budowę nowoczesnej tłoczni oleju w Kętrzynie.
- Pierwsza lokomotywa wodorowa we flocie ORLEN.
- Warunkowa umowa zakupu udziałów w ENERGOP, producencie rurociągów m.in. dla sektora rafineryjnego i petchem.

DYWERSYFIKACJA DOSTAW



- Rozpoczęcie rozbudowy Podziemnego Magazynu Gazu w Wierzchowicach, największa inwestycja w krajowe magazyny gazu.
- Rezerwacja mocy regazyfikacyjnych w planowanym na 2028 r. pływającym terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej.
- Dwa gazowce Święta Barbara i Ignacy Łukasiewicz we flocie ORLEN.

01
KLUCZOWE
WYDARZENIA

02
OTOCZENIE
RYNKOWE

03
WYNIKI FINANSOWE
I OPERACYJNE

04
SYTUACJA
FINANSOWA

05
PERSPEKTYWY

02

Otoczenie rynkowe



Otoczenie makroekonomiczne 3Q23



		3Q22	2Q23	3Q23	Δ (r/r)
Ropa Brent	USD/bbl	101	78	87	-14%
Modelowa marża rafineryjna ¹	USD/bbl	16,4	13,8	21,9	34%
Dyferencjał ²	USD/bbl	7,4	1,8	-1,0	-114%
Cena gazu ziemnego TTF month-ahead	PLN/MWh	965	158	152	-84%
Cena gazu ziemnego TGEgasDA	PLN/MWh	954	176	172	-82%
Cena energii elektrycznej TGeBase	PLN/MWh	1 067	527	504	-53%
Produkty rafineryjne⁴ - marża (crack) z notowań					
ON	USD/t	328	134	243	-26%
Benzyna	USD/t	287	304	325	13%
Ciężki olej opałowy	USD/t	-325	-164	-138	58%
Produkty petrochemiczne⁴ - marża (crack) z notowań					
Polietylen ⁵	EUR/t	471	433	353	-25%
Polipropylen ⁵	EUR/t	460	429	345	-25%
Etylen	EUR/t	639	664	547	-14%
Propylen	EUR/t	598	554	421	-30%
Paraksylen	EUR/t	586	481	419	-28%
Średnie kursy walut⁶					
USD/PLN	USD/PLN	4,71	4,17	4,14	-12%
EUR/PLN	EUR/PLN	4,75	4,54	4,50	-5%

(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.

(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.

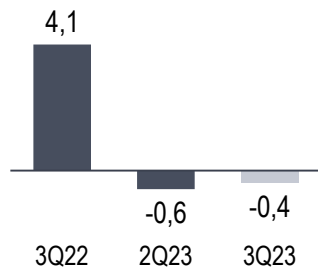
(6) Kursy średnie wg danych Narodowego Banku Polskiego.

Znaczący wzrost konsumpcji paliw w Polsce i Czechach (r/r)

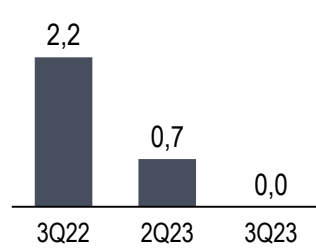
PKB¹

Zmiana % (r/r)

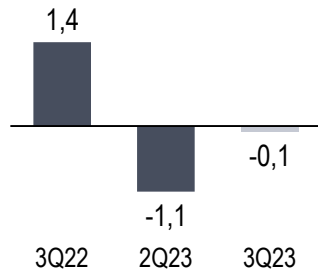
Polska



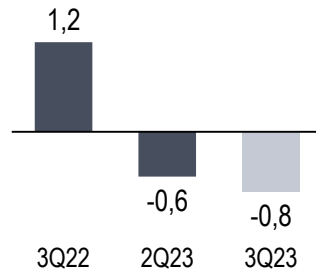
Litwa



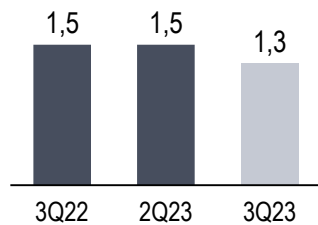
Czechy



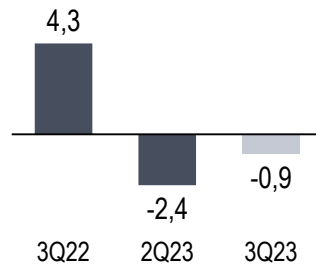
Niemcy



Słowacja



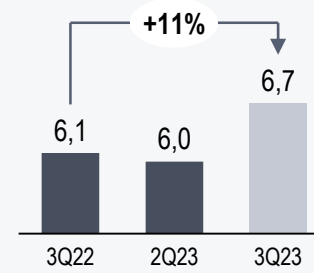
Węgry



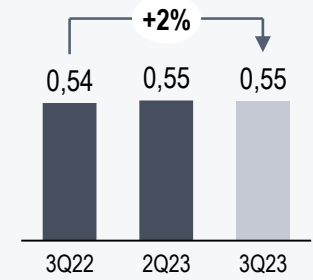
Konsumpcja paliw²

mt

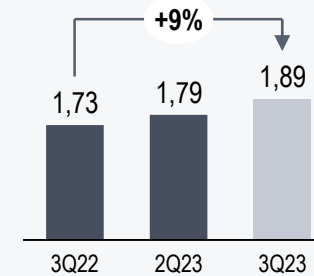
Polska



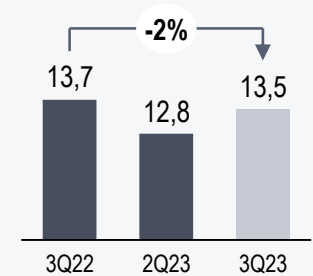
Litwa



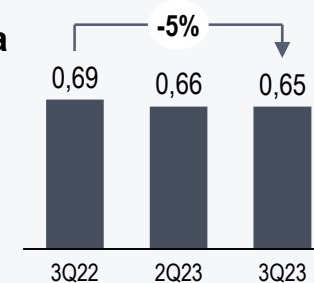
Czechy



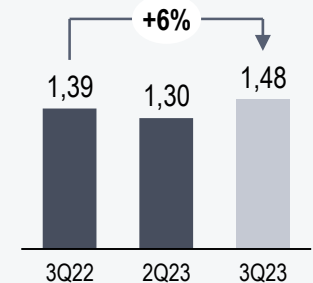
Niemcy



Słowacja



Węgry



¹ 3Q23 – szacunki własne na bazie projekcji banków

² 3Q23 – szacunki własne na bazie danych: Polska (ARE), Litwa (Urząd Statystyczny), Czechy (Urząd Statystyczny), Niemcy (Stowarzyszenie Przemysłu Naftowego), Słowacja i Węgry (Eurostat)

01
KLUCZOWE
WYDARZENIA

02
OTOCZENIE
RYNKOWE

03
WYNIKI FINANSOWE
I OPERACYJNE

04
SYTUACJA
FINANSOWA

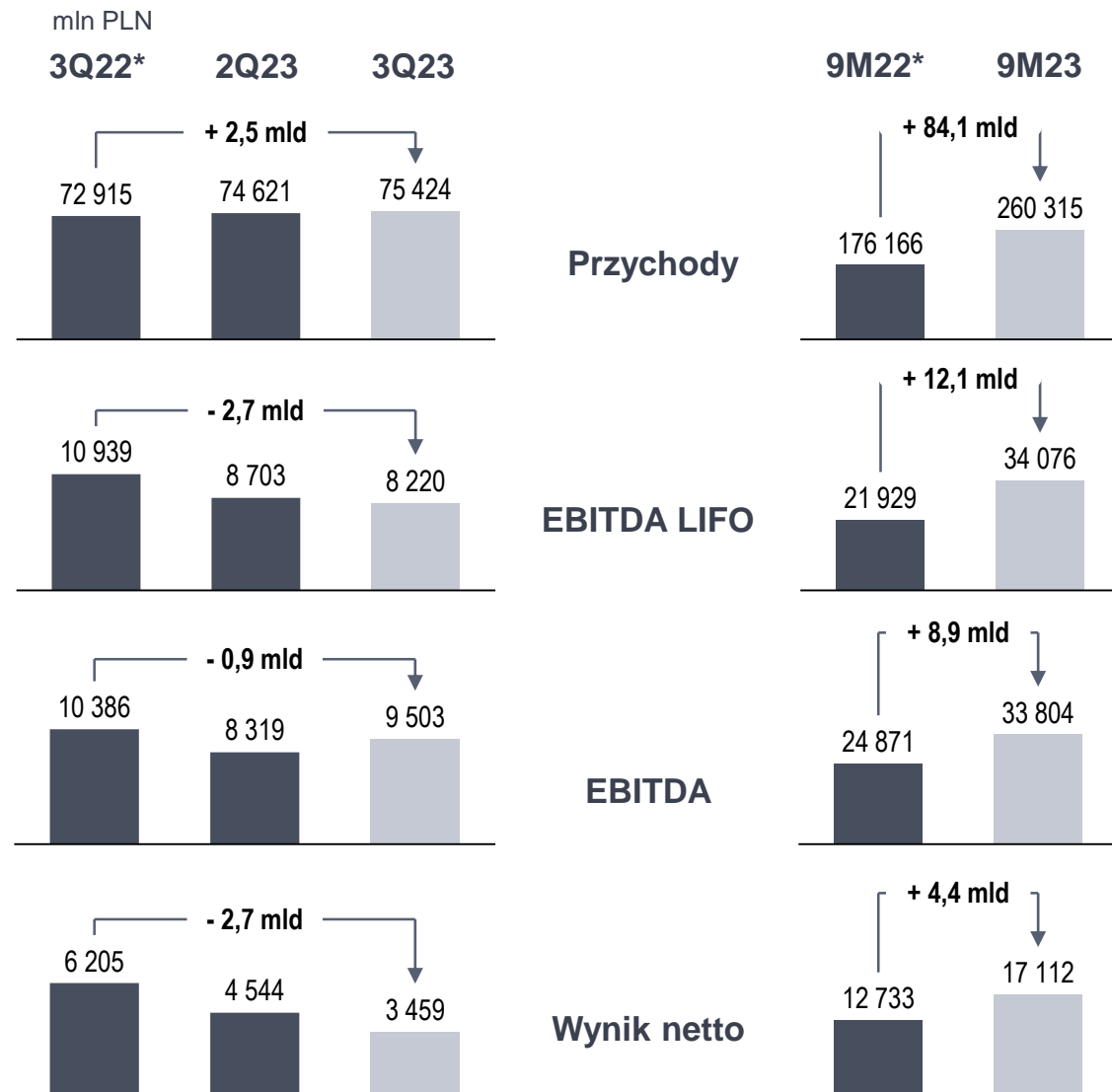
05
PERSPEKTYWY

03

**Wyniki
finansowe
i operacyjne**

Wyniki finansowe

~ 75 mld PLN przychodów ze sprzedaży



Przychody: wzrost o 3% (r/r) w efekcie wyższych wolumenów sprzedaży oraz wyższych notowań produktów rafineryjnych przy niższych notowaniach produktów petrochemicznych oraz węglowodorów.

EBITDA LIFO: spadek o (-) 2,7 mld PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu niższego efektu wolumenowego, niższego dyferencjału, niższych marż hurtowych, niższych marż petrochemicznych, hedgingu, umocnienia PLN wzg. USD, niższych marż paliwowych w detalu, niższych marż w wydobywaniu oraz wyższych kosztów stałych i kosztów pracy.

Powyższe efekty zostały ograniczone przez dodatni wpływ konsolidacji wyników Grupy PGNiG, wyższych marż rafineryjnych, wyższych marż pozapaliwowych w detalu, niższych rezerw na emisje CO₂, wyceny kontraktów terminowych CO₂ oraz wykorzystania historycznych warstw zapasów.

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

Wynik na działalności finansowej: (-) 0,6 mld PLN w efekcie ujemnego wpływu różnic kursowych netto przy dodatnim wpływie odsetek netto.

Wynik netto: 3,5 mld PLN zysku netto.

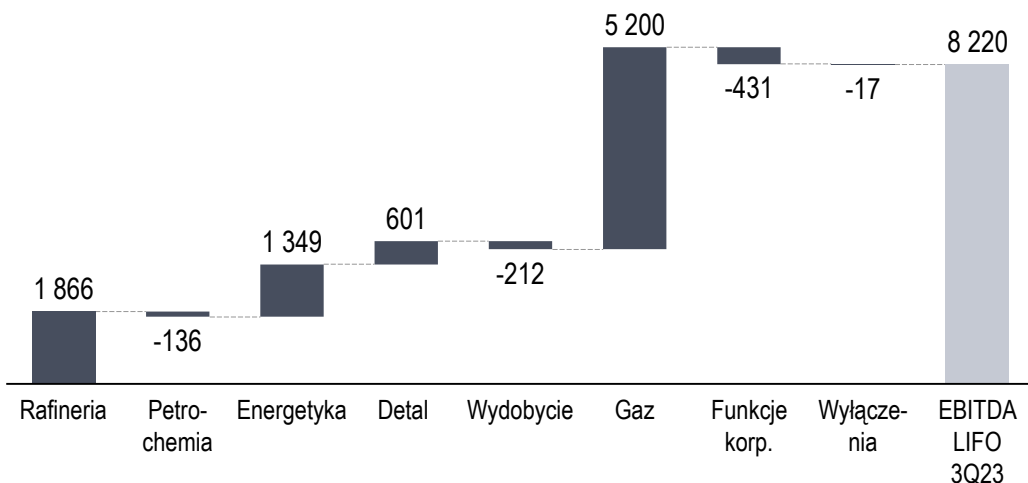
EBITDA LIFO

4,8 mld PLN dodatniego wpływu konsolidacji wyników Grupy PGNiG



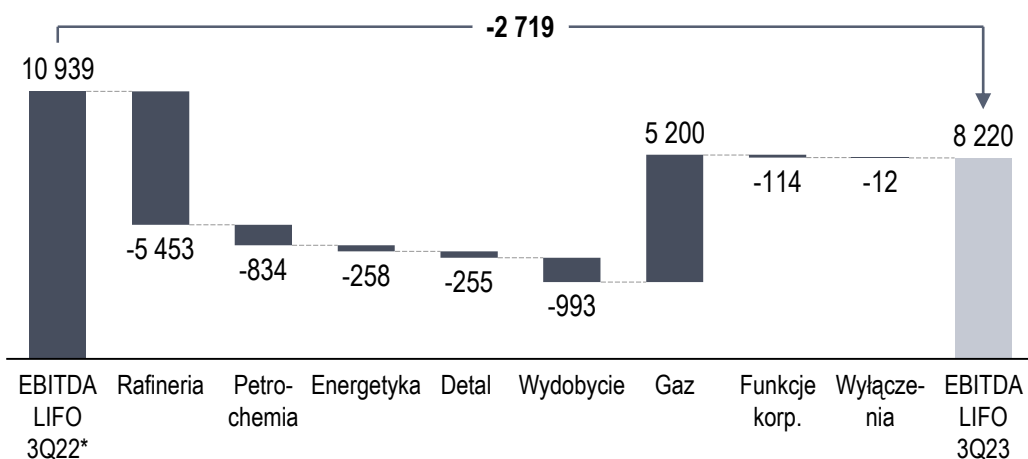
Wyniki segmentów

mln PLN



Zmiana wyników (r/r)

mln PLN



Rafineria: spadek o (-) 5,5 mld PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu makro, niższych wolumenów sprzedaży, niższego wyniku Grupy Lotos, niższych marż handlowych oraz wyższych kosztów stałych i kosztów pracy przy dodatnim wpływie wykorzystania historycznych warstw zapasów.

Petrochemia: spadek o (-) 0,8 mld PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu makro, ujemnego efektu wolumenowego oraz niższych marż handlowych.

Energetyka: spadek o (-) 0,3 mld PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu makro, ujemnego wpływu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny oraz utworzonej rezerwy w Grupie ENERGA z tytułu jednorazowego obniżenia rachunków za energię elektryczną dla gospodarstw domowych przy dodatnim wpływie konsolidacji wyników Grupy PGNiG.

Detal: spadek o (-) 0,3 mld PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu niższych marż paliwowych oraz wyższych kosztów funkcjonowania stacji paliw przy dodatnim wpływie wzrostu wolumenów sprzedaży oraz wyższych marż pozapaliwowych.

Wydobycie: spadek o (-) 1,0 mld PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu makro, niższych wolumenów sprzedaży, ujemnego wpływu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny oraz wyższych kosztów pracy przy dodatnim wpływie konsolidacji wyników Grupy PGNiG.

Gaz: wzrost o 5,2 mld PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu konsolidacji wyników Grupy PGNiG.

Funkcje korporacyjne: wzrost kosztów o 0,1 mld PLN (r/r) w efekcie wzrostu skali działalności Grupy ORLEN.

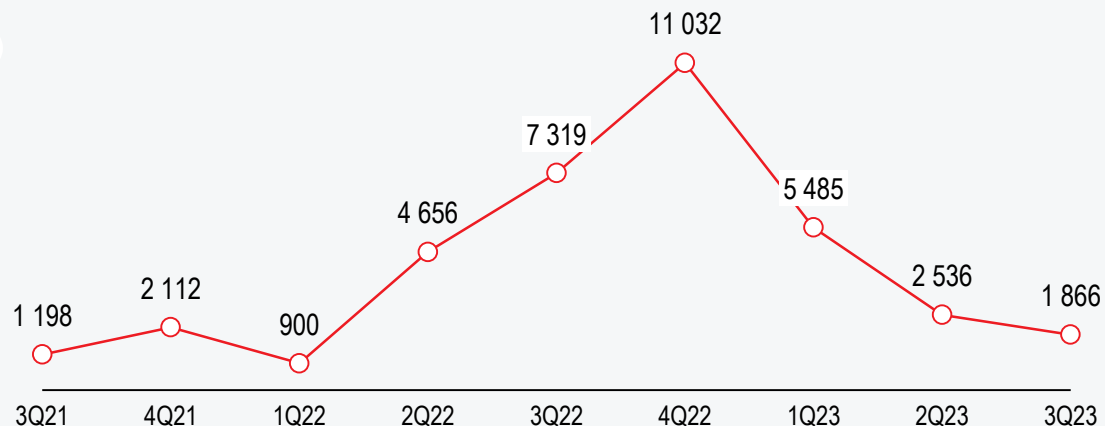
Rafineria – EBITDA LIFO

Ujemny wpływ makro, ujemny efekt wolumenowy, niższy wynik Grupy Lotos oraz wyższe koszty (r/r)



EBITDA LIFO

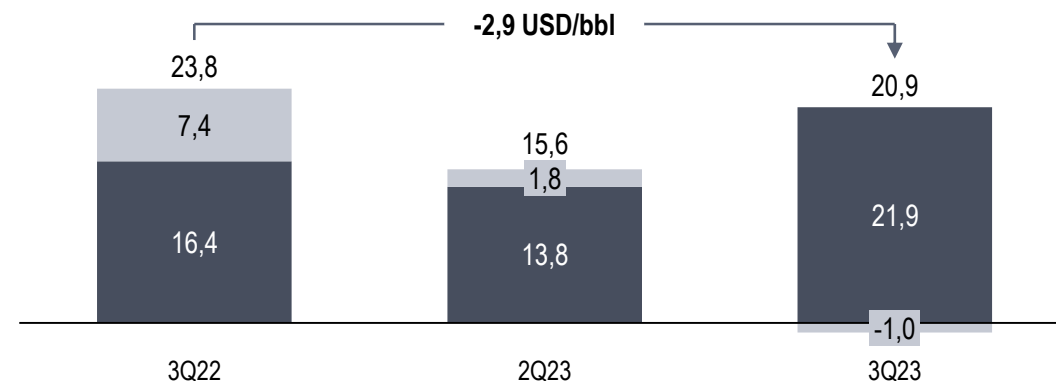
mln PLN



Modelowa marża rafineryjna z dyferencjałem

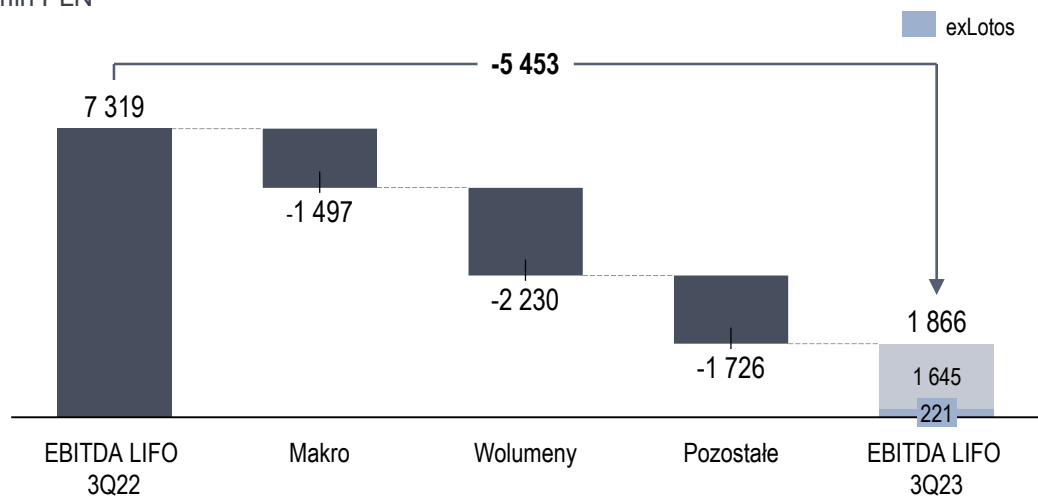
USD/bbl

dyferencjał marża



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Dodatkowo wyniki EBITDA LIFO wszystkich spółek Segmentu Rafineria w 3Q23.
- Ujemny wpływ makro (r/r) w efekcie znaczącego pogorszenia dyferencjału o (-) 8,4 USD/bbl (r/r) na skutek zmiany struktury przerabianych rop, ujemnego wpływu hedgingu oraz umocnienia PLN wzg. USD. Powyższe efekty zostały ograniczone przez dodani wpływ wyższych marż rafineryjnych, niższych kosztów rezerw CO2 oraz wyceny kontraktów terminowych CO2.
- Ujemny efekt wolumenowy (r/r) na skutek spadku wolumenów sprzedaży w Polsce o (-) 7%, w Czechach o (-) 18% i na Litwie o (-) 37% oraz zmiany struktury przerabianych rop tj. ograniczenie przerobu REBCO i zastąpienie go przerobem droższych gatunków rop. W Polsce widoczny negatywny wpływ postojów remontowych (Hydrokraking / FKK II / HOG / Wytwórnia Wodoru) na wzrost udziału ciężkich frakcji w strukturze sprzedaży.
- Pozostałe obejmują ujemny wpływ niższego (r/r) wyniku Grupy Lotos o (-) 0,8 mld PLN, niższych marż handlowych oraz wyższych kosztów stałych i kosztów pracy przy dodatnim wpływie wykorzystania historycznych warstw zapasów.

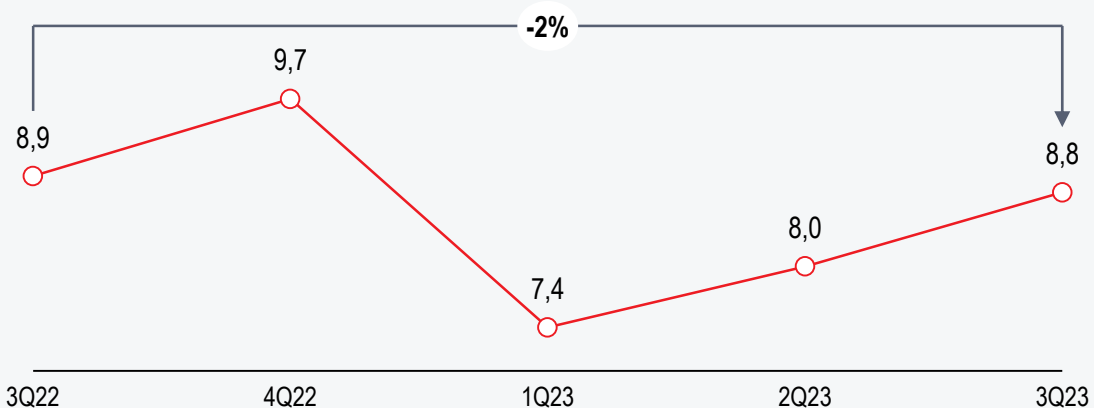
Rafineria – dane operacyjne

Spadek przerobu ropy w efekcie większego zakresu postojów remontowych w rafinerii w Płocku (r/r)



Wolumeny sprzedaży

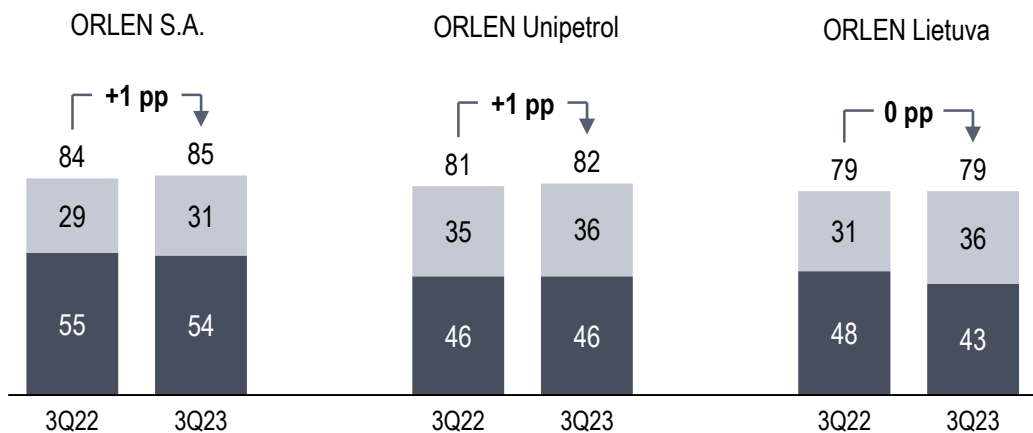
mt



Uzysk paliw

%

■ lekkie destylaty ■ średnie destylaty



Przerób ropy i wykorzystanie mocy

mt, %

Przerób (mt)	3Q22	2Q23	3Q23	Δ (r/r)
ORLEN S.A.	6,0	5,3	5,5	-0,5
ORLEN Unipetrol	2,0	1,9	2,0	0,0
ORLEN Lietuva	2,4	2,3	2,4	0,0
Grupa ORLEN	10,4	9,5	10,0	-0,4

Wykorzystanie mocy (%)	3Q22	2Q23	3Q23	Δ (r/r)
ORLEN S.A.	102%	89%	93%	-9 pp
ORLEN Unipetrol	93%	87%	91%	-2 pp
ORLEN Lietuva	91%	89%	95%	4 pp
Grupa ORLEN	98%	90%	94%	-4 pp

- Przerób ropy wyniósł 10,0 mt tj. spadek o (-) 0,4 mt (r/r), w tym:
 - ORLEN S.A. – spadek przerobu ropy o (-) 0,5 mt (r/r) w efekcie niższego przerobu rafinerii w Płocku o (-) 0,5 mt (r/r) na skutek postojów instalacji: DRW VI, Hydrokrakingu, FKK II oraz zatrzymania instalacji HOG od września 2022 roku przy wzroście przerobu rafinerii w Gdańsku o 0,1 mt (r/r). Uzysk paliw na porównywalnym poziomie (r/r).
 - ORLEN Unipetrol – porównywalny przerób ropy oraz uzysk paliw (r/r).
 - ORLEN Lietuva – porównywalny przerób ropy oraz uzysk paliw (r/r).

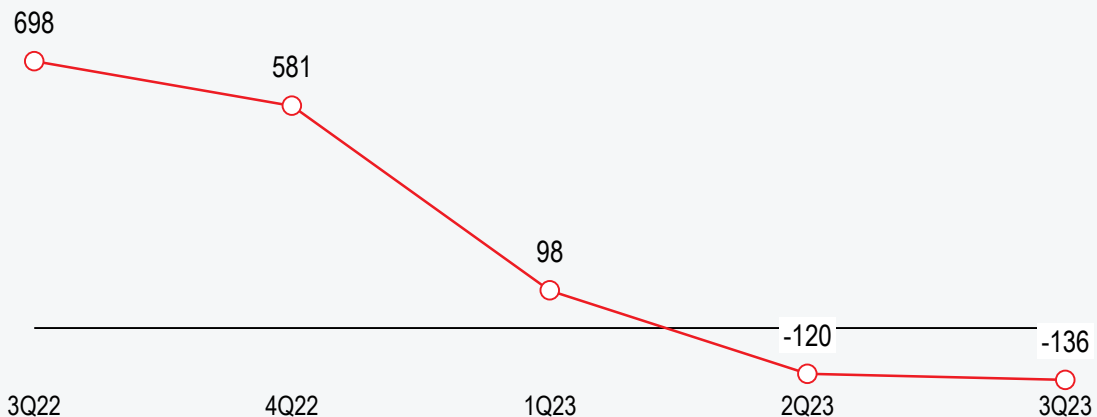
Petrochemia – EBITDA LIFO

Ujemny wpływ makro, ujemny efekt wolumenowy oraz niższe marże handlowe (r/r)



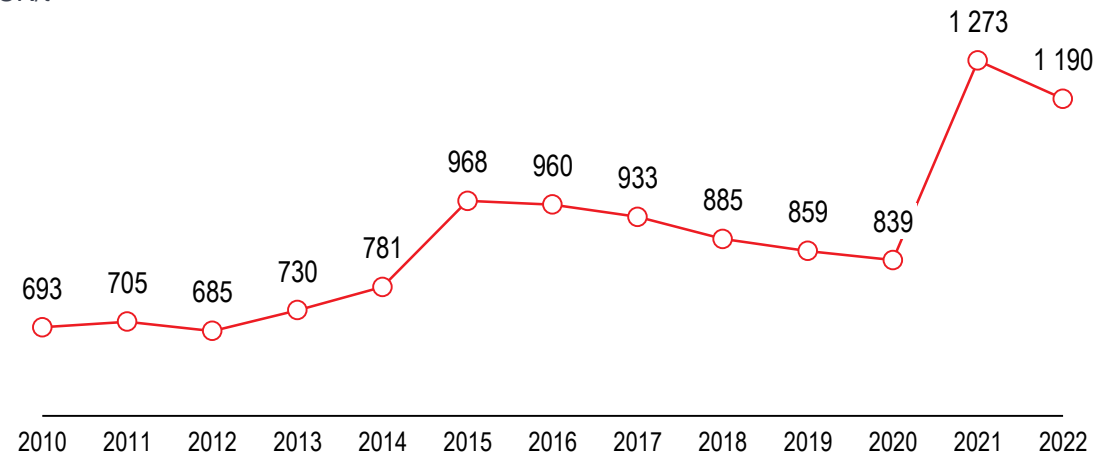
EBITDA LIFO

mIn PLN



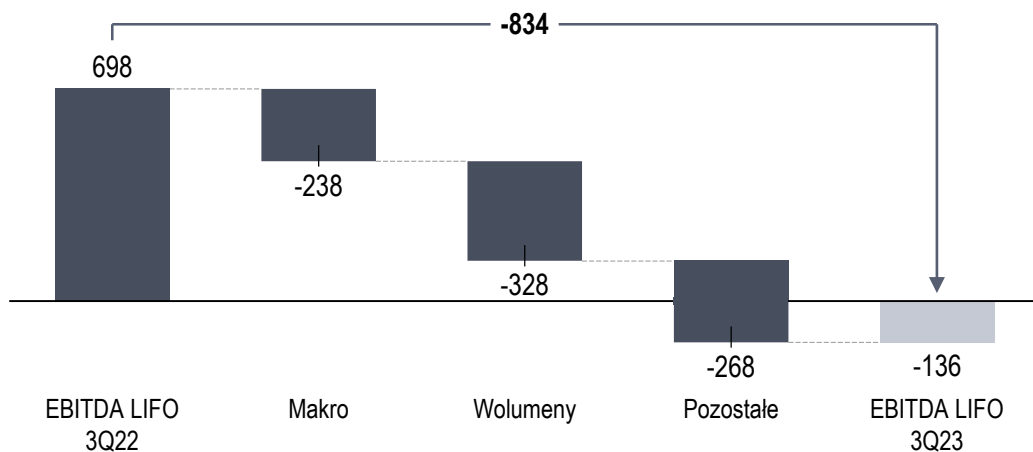
Modelowa marża petrochemiczna

EUR/t



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mIn PLN



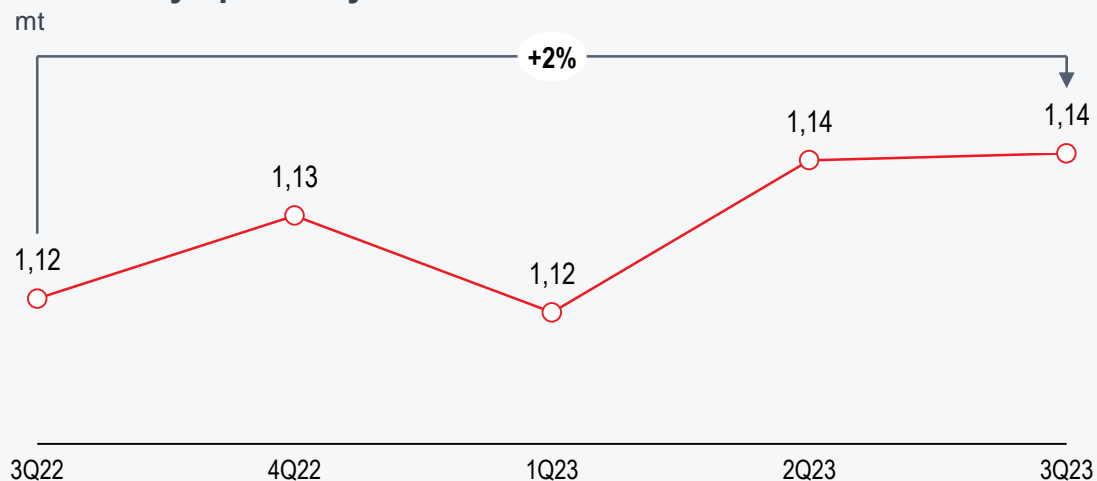
- Ujemny wpływ makro (r/r) w efekcie niższych marż na olefinach, poliolefinach, aromatach, PCW i PTA. Powyższy efekt został ograniczony przez dodatni wpływ umocnienia EUR wzg. USD, wyższych marż na nawozach oraz wyceny kontraktów terminowych CO2.
- Wzrost wolumenów sprzedaży o 2% (r/r), w tym:
 - wyższa sprzedaż nawozów o 28% i poliolefin o 13% przy niższej sprzedaży olefin o (-) 8%, PCW o (-) 25% oraz PTA o (-) 8%.
 - wyższa sprzedaż w Polsce o 7% przy niższej sprzedaży w Czechach o (-) 4% i na Litwie o (-) 50%.
 - ujemny efekt wolumenowy wynika głównie ze wzrostu zużycia gazu ziemnego w związku z wyższą produkcją nawozów (r/r).
- Pozostałe obejmują ujemny wpływ niższych marż handlowych (r/r).
- EBITDA LIFO zawiera:
 - (-) 63 mln PLN wyniku Anwil; spadek o (-) 158 mln (r/r).
 - (-) 140 mln PLN wyniku PTA; spadek o (-) 100 mln PLN (r/r).

Petrochemia – dane operacyjne

Wzrost wolumenów sprzedaży o 2% (r/r). Wykorzystanie mocy instalacji dostosowane do popytu.



Wolumeny sprzedaży



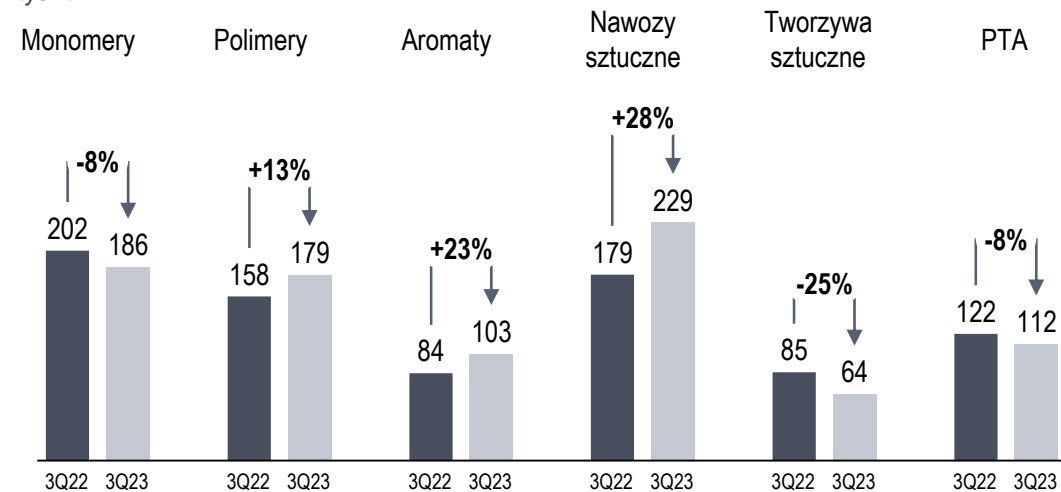
Wykorzystanie mocy

%

Instalacje petrochemiczne	3Q22	2Q23	3Q23	Δ (r/r)
Olefiny (Płock)	72%	70%	67%	-5 pp
BOP (Płock)	64%	67%	67%	3 pp
Metateza (Płock)	0%	18%	0%	0 pp
Nawozy (Włocławek)	49%	60%	62%	13 pp
PCW (Włocławek)	68%	42%	61%	-7 pp
PTA (Włocławek)	65%	51%	65%	0 pp
Olefiny (ORLEN Unipetrol)	73%	49%	82%	9 pp
PPF Splitter (ORLEN Lietuva)	80%	80%	82%	2 pp

Wolumeny sprzedaży – podział na produkty

tys. t



Wykorzystanie mocy instalacji petrochemicznych:

- Olefiny (Płock) – niższe obciążenie (r/r) ze względu na deficyt wsadów (postoje DRW VI i Hydrokrakingu w Rafinerii).
- BOP (Płock) – wyższa dostępność instalacji produkcyjnych (r/r) przy niskim popycie.
- Metateza (Płock) – brak wykorzystania instalacji w 3Q22 i 3Q23 ze względu na ograniczone zapotrzebowanie na produkt.
- Nawozy – wzrost (r/r) wynikający z niższego obciążenia instalacji w 3Q22 w efekcie wysokich cen gazu oraz postoi linii amoniaku we wrześniu 22.
- PCW (Włocławek) – niższe obciążenie (r/r) w efekcie dostosowania pracy instalacji do sytuacji rynkowej.
- PTA (Włocławek) – porównywalne obciążenie instalacji (r/r) w rezultacie niskiego popytu.
- Olefiny (ORLEN Unipetrol) – wyższe wykorzystanie mocy w efekcie zwiększonej dostępności instalacji produkcyjnych w 3Q23.
- PPF Splitter (ORLEN Lietuva) – nieznacznie wyższe wykorzystanie mocy (r/r).

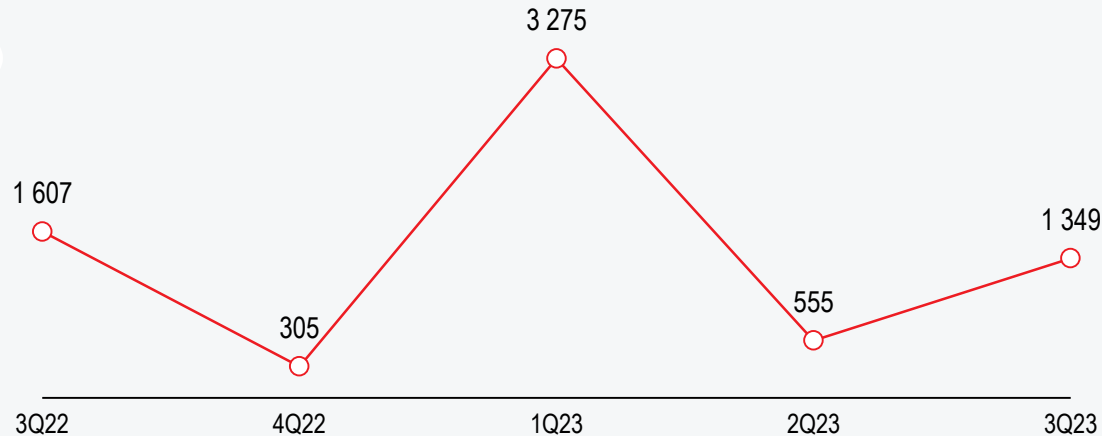
Energetyka – EBITDA

Spadek marż na produkcji i sprzedaży energii elektrycznej (r/r)



EBITDA

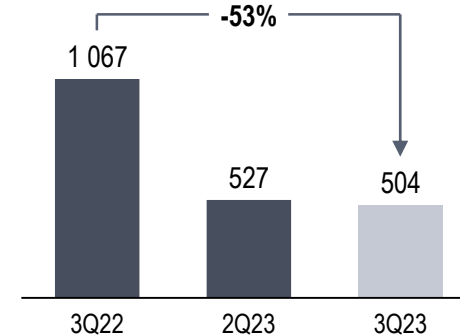
mln PLN



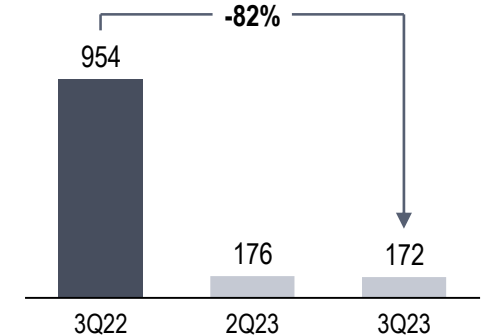
Cena energii i gazu

PLN/MWh

Cena energii (TGE Base)

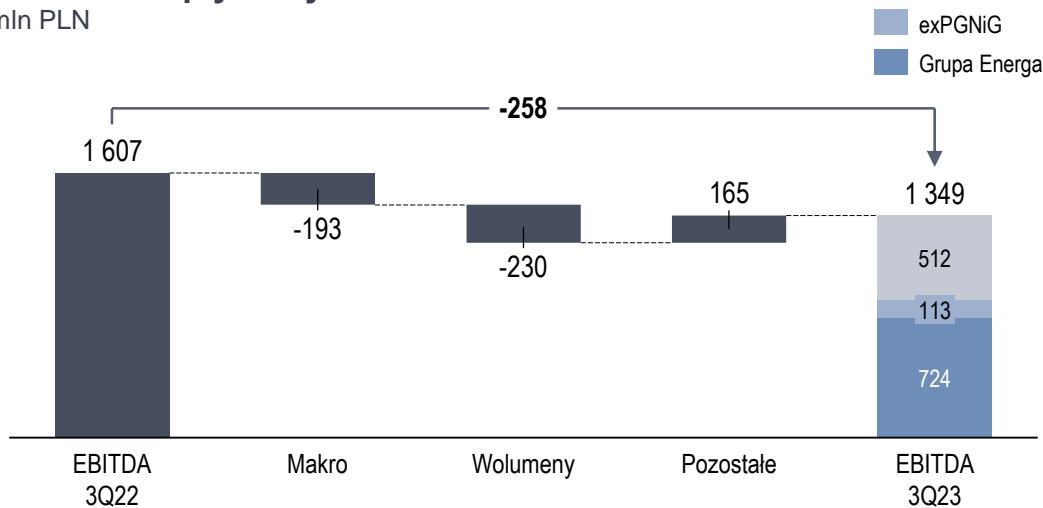


Cena gazu ziemnego (TGE gasDA)



EBITDA – wpływ czynników

mln PLN



- Ujemny wpływ makro (r/r) w efekcie negatywnego wpływu transakcji zabezpieczających ceny energii elektrycznej (e.e.) w Grupie Energa i ORLEN S.A., niższych marż na produkcji e.e. w Grupie Energa przy wyższych marżach dystrybucyjnych oraz niższych marż na sprzedaży e.e. w Grupie Energa w efekcie rozporządzenia o obniżce cen e.e. dla gospodarstw domowych. Powyższe efekty zostały ograniczone przez dodatni wpływ spread'u e.e. / gaz ziemny w ORLEN S.A. oraz niższe koszty rezerw na emisje CO2.
- Ujemny efekt wolumenowy (r/r) na skutek niższej produkcji, sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej w Grupie Energa, niższej produkcji i sprzedaży e.e. przez CCGT Płock (postój remontowy) i EC Płock oraz wyższego zużycia gazu ziemnego w efekcie niższych cen (r/r).
- Pozostałe obejmują dodatni wpływ konsolidacji wyników Grupy PGNiG w wys. 0,1 mld PLN oraz zysk na rozwodnieniu udziałów Baltic Power w wys. 0,2 mld PLN przy ujemnym wpływie odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w ORLEN S.A. oraz wyższych kosztów opłat przesyłowych i tranzytowych (r/r).
- **Ciepłownictwo (exPGNiG):**
 - Wzrost średnich cen sprzedaży ciepła PGNiG TERMIKA w efekcie zmian taryf.

Energetyka – dane operacyjne

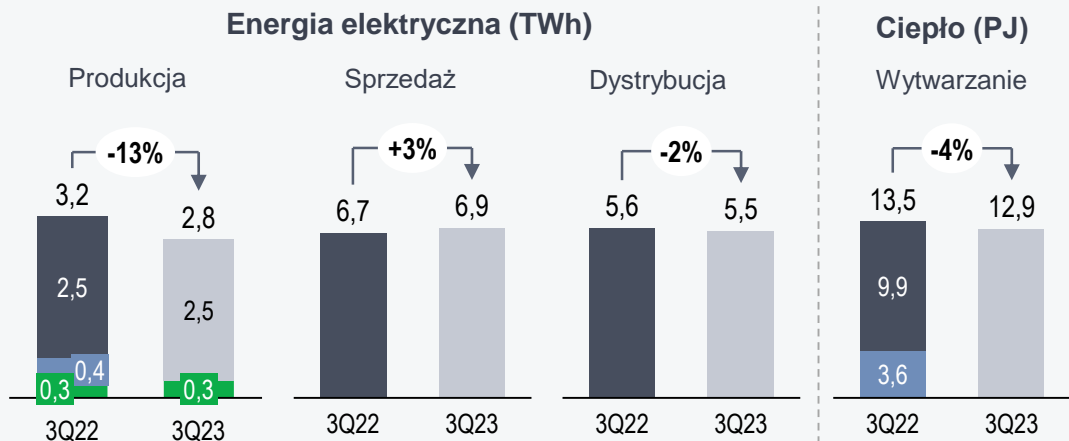
60% produkcji energii elektrycznej pochodzi ze źródeł zero i niskoemisyjnych



Wolumeny energii elektrycznej i ciepła

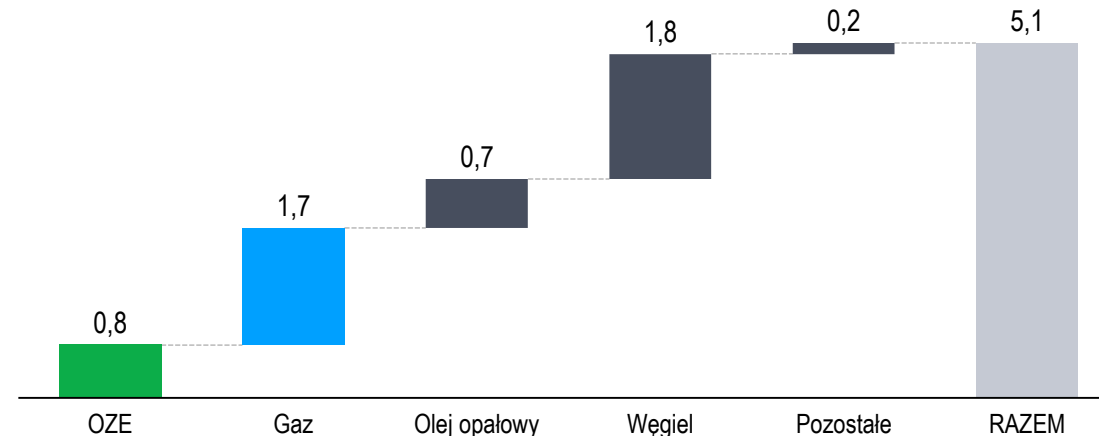
TWh, PJ

exPGNiG OZE



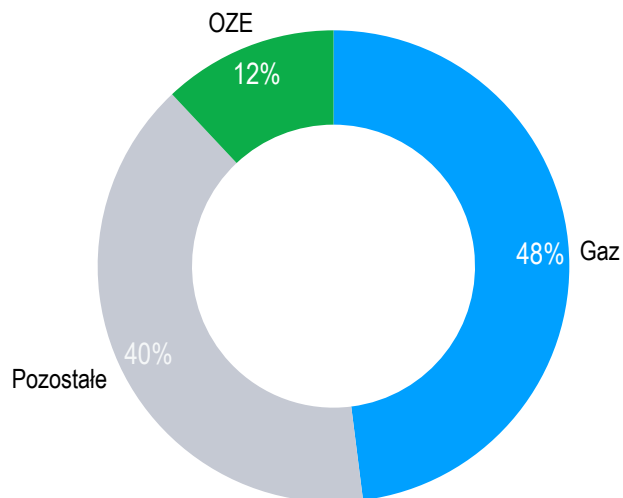
Moc zainstalowana

GWe



Produkcja energii elektrycznej – źródła wytwarzania

%



- Moc zainstalowana: 5,1 GWe (energia elektryczna) / 13,4 GWt (ciepło).
- Produkcja: 2,8 TWh (energia elektryczna) / 12,9 PJ (ciepło).

Energia elektryczna

- Spadek produkcji o (-) 13% (r/r) w efekcie realizacji planowanego postoju CCGT Płock i niższej produkcji w elektrowni Ostrołęka.
- Wzrost sprzedaży o 3% (r/r) w efekcie zwiększenia wolumenowego na rynku hurtowym nowej spółki obrotu ORLEN Energia.
- Dystrybucja energii elektrycznej spadła o (-) 2% (r/r) w efekcie niższego zużycia energii w większości grup taryfowych wskutek wprowadzonych zachęt do oszczędzania.

Ciepło:

- Sprzedaż ciepła spadła o (-) 4% (r/r) w efekcie wyższej kwartalnej średniej temperatury o 1,2°C (r/r).

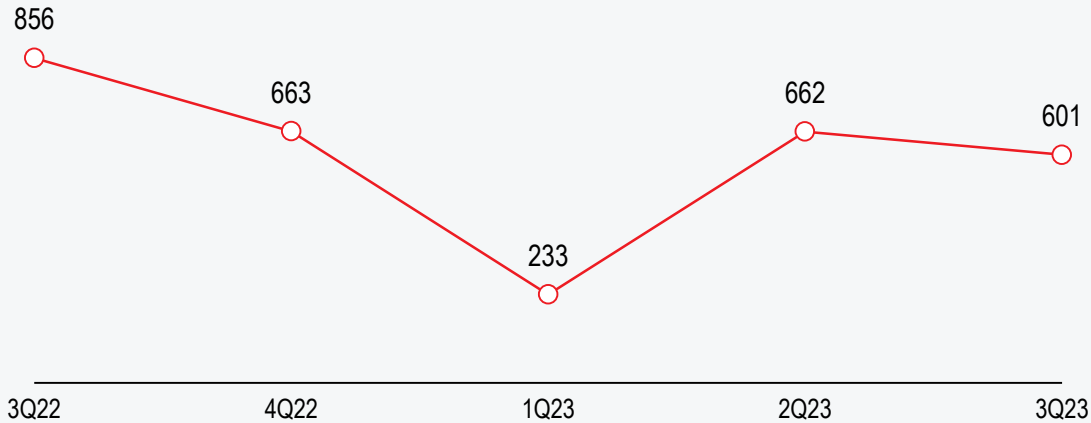
Detal – EBITDA

Spadek marż paliwowych oraz wzrost kosztów funkcjonowania stacji paliw (r/r)



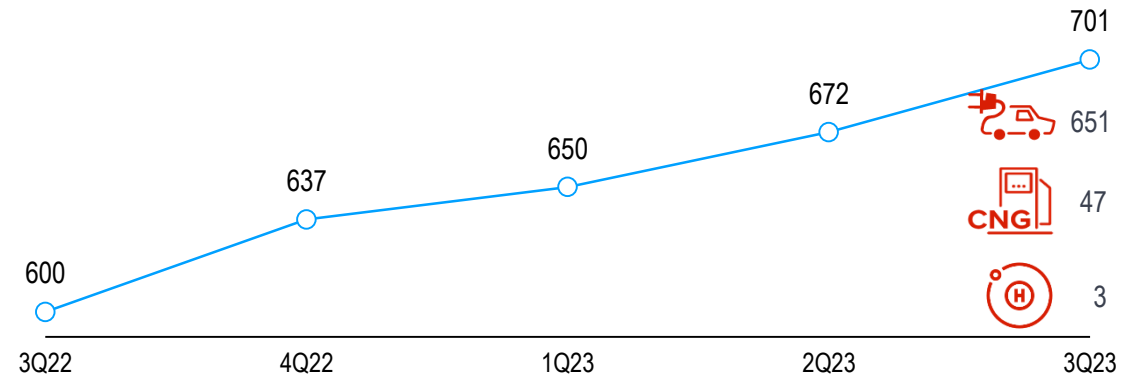
EBITDA

mIn PLN



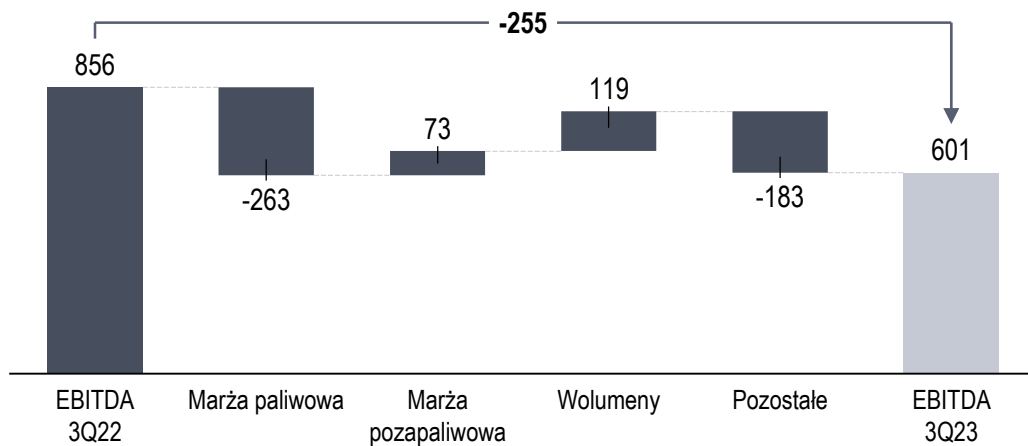
Stacje alternatywnego tankowania

#



EBITDA – wpływ czynników

mIn PLN



- Spadek marży paliwowej na wszystkich rynkach (r/r).
- Wzrost marży pozapaliwowej na wszystkich rynkach (r/r).
- Wzrost wolumenów sprzedaży o 10% (r/r), w tym:
 - wyższa sprzedaż benzyny o 9%, oleju napędowego o 12% oraz LPG o 4%.
 - wyższa sprzedaż w Polsce o 9%, w Czechach o 61% i na Litwie o 6% przy niższej sprzedaży w Niemczech o (-) 4%.
- 3153 stacji paliw; wzrost o 255 (r/r).
- 2596 punktów sprzedaży pozapaliwowej; wzrost o 273 (r/r).
- 701 stacji alternatywnego tankowania; wzrost o 101 (r/r).
- 9609 lokalizacji „ORLEN Paczka” w Polsce; wzrost o 2226 (r/r).
- Pozostałe obejmują wzrost kosztów funkcjonowania stacji paliw (r/r).

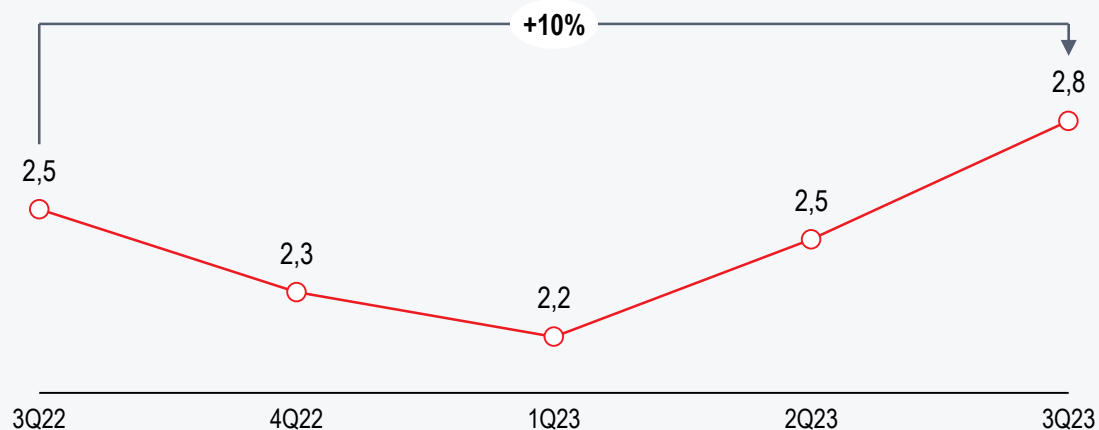
Detal – dane operacyjne

Wzrost liczby stacji paliw, punktów sprzedaży pozapaliwowej oraz stacji alternatywnego tankowania (r/r)



Wolumeny sprzedaży

mt



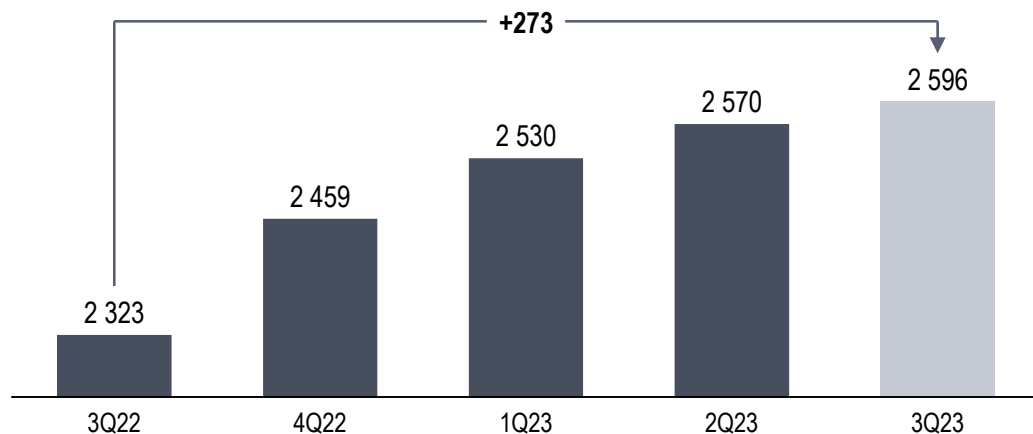
Liczba stacji i wolumenowe udziały rynkowe

#, %

	# stacji	(r/r)	% rynku	(r/r)
Polska	1 915	90	33,9	0,4 pp
Niemcy	606	19	6,0	-0,1 pp
Czechy	434	4	25,7	3,7 pp
Litwa	30	1	4,1	0,2 pp
Słowacja	90	63	3,6	2,1 pp
Węgry*	78	78	2,4	2,4 pp

Punkty sprzedaży pozapaliwowej

#



- 3153 stacji paliw, tj. wzrost o 255 (r/r), w tym: w Polsce, na Węgrzech i na Słowacji w efekcie realizacji środków zaradczych w ramach przejęcia Grupy Lotos, dodatkowo na Słowacji w efekcie uruchomienia i rebrandingu samoobsługowych stacji przejętych od lokalnej sieci oraz w Niemczech w efekcie uruchomienia stacji samoobsługowych przejętych od OMV. Zgoda KE na nabycie 266 stacji paliw w Austrii.
- Wzrost udziałów rynkowych w Polsce, w Czechach, na Słowacji i na Węgrzech (r/r).
- 2596 punktów sprzedaży pozapaliwowej, w tym: 1912 w Polsce (w tym: 48 ORLEN w ruchu), 342 w Czechach, 190 w Niemczech, 30 na Litwie, 49 na Słowacji i 72 na Węgrzech.
- 701 stacji alternatywnego tankowania, w tym: 532 w Polsce, 142 w Czechach, 18 w Niemczech i 9 w Węgrzech.
- 9609 lokalizacji „ORLEN Paczka” w Polsce, w tym: 1079 stacji ORLEN, 608 kiosków RUCHu, 4387 punktów partnerskich, 3535 automatów paczkowych.

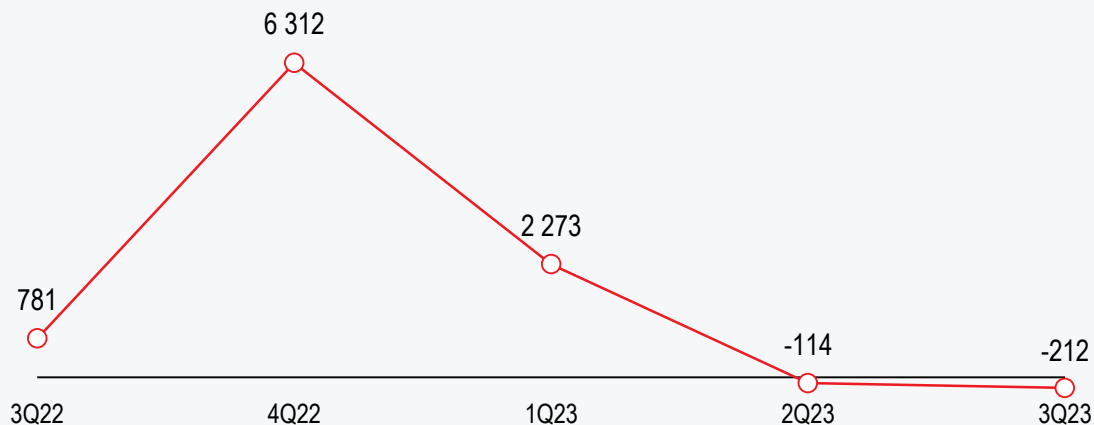
Wydobycie – EBITDA

Ujemny wpływ spadku cen węglowodorów (r/r) oraz odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny



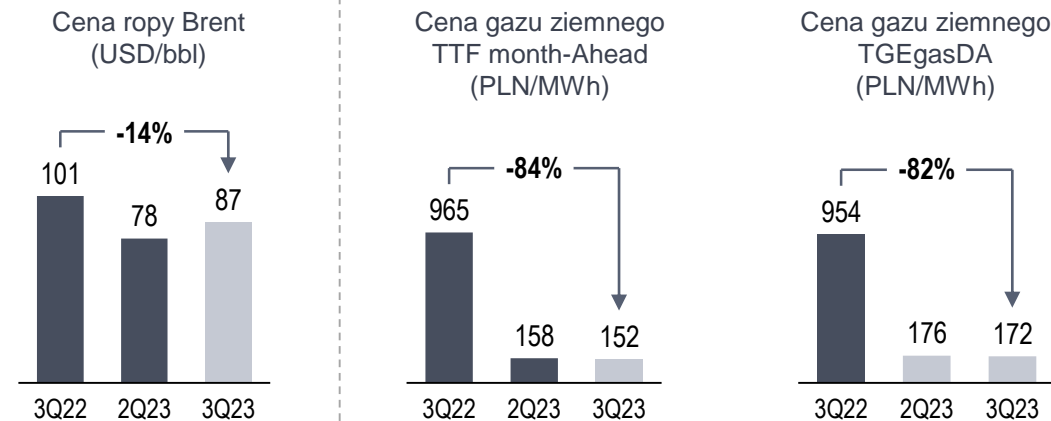
EBITDA

mIn PLN



Cena ropy i gazu

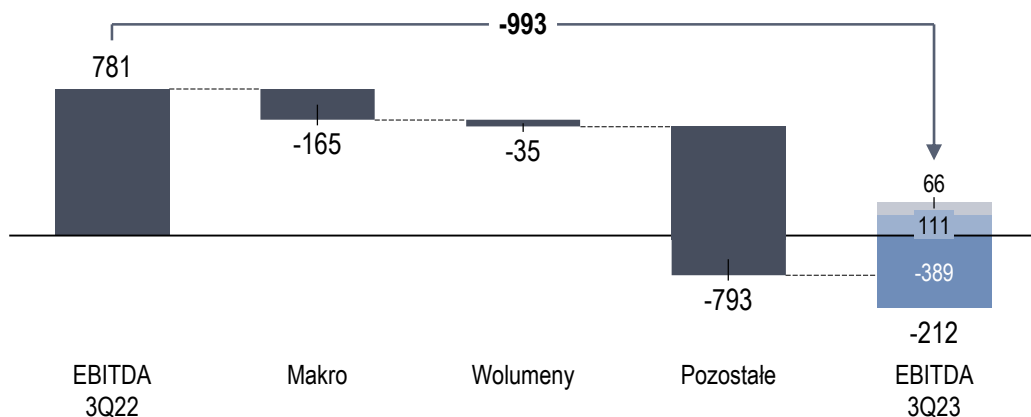
USD/bbl, PLN/MWh



EBITDA – wpływ czynników

mIn PLN

exLotos exPGNiG



- Spadek cen ropy i gazu (r/r).
- Średnia cena gazu przekazanego do segmentu Gaz wyniosła 169 PLN/MWh.
- Wzrost średniej produkcji gazu o 100,8 tys. boe/d (r/r); spadek o (-) 1,9 tys. boe/d (kw/kw).
- Wzrost średniej produkcji ropy i NGL o 23,9 tys. boe/d (r/r); spadek o (-) 7,1 tys. boe/d (kw/kw).
- Wzrost średniego wydobycia łącznie o 124,8 tys. boe/d (r/r) przy spadku o (-) 9,0 tys. boe/d (kw/kw), w tym:
 - spadek wydobycia w Polsce o (-) 6,1 tys. boe/d (kw/kw), w Norwegii o (-) 1,4 tys. boe/d (kw/kw) oraz w Kanadzie o (-) 1,4 tys. boe/d (kw/kw) przy porównywalnym wydobyciu w Pakistanie i na Litwie (kw/kw).
- Pozostałe obejmują ujemny wpływ konsolidacji wyników Grupy PGNiG w wys. (-) 0,4 mld PLN uwzględniający odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w wys. (-) 3,0 mld PLN oraz wyższe koszty pracy (r/r).

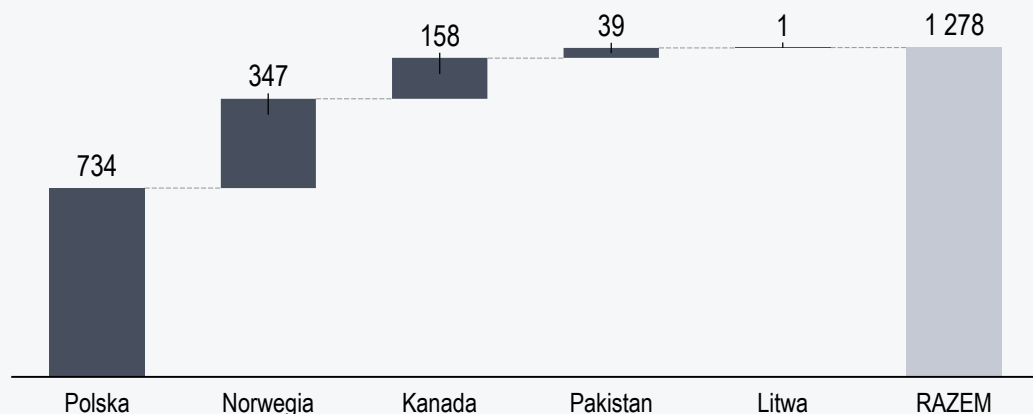
Wydobycie – dane operacyjne

Wzrost średniej produkcji węglowodorów (r/r) w efekcie konsolidacji aktywów Grupy Lotos i Grupy PGNiG



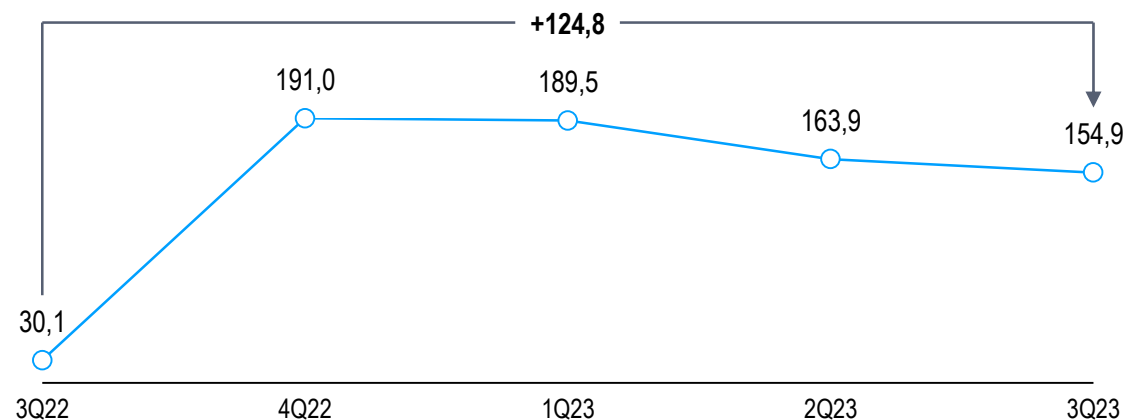
Zasoby ropy i gazu (2P)*

mln boe



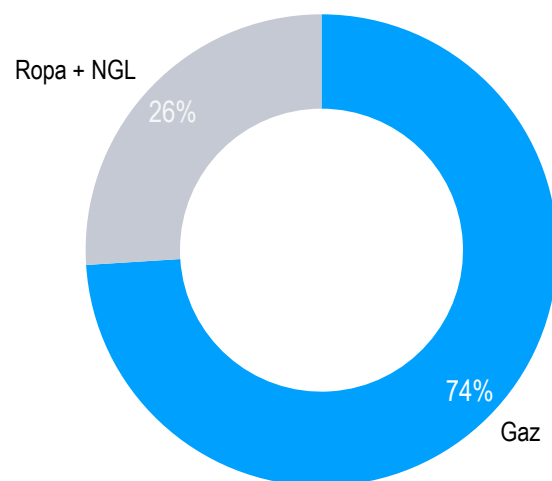
Średnia produkcja

tys. boe/d



Średnia produkcja – udział węglowodorów

%



Polska

Zasoby 2P*: 733,6 mln boe (19% ropa / 81% gaz)
Średnia produkcja: 68,7 tys. boe/d
(21% ropa / 79% gaz)

Pakistan

Zasoby 2P*: 38,7 mln boe (100% gaz)
Średnia produkcja: 5,1 tys. boe/d
(100% gaz)

Norwegia

Zasoby 2P*: 346,6 mln boe (30% ropa / 70% gaz)
Średnia produkcja: 66,9 tys. boe/d
(29% ropa / 71% gaz)

Litwa

Zasoby 2P*: 1,3 mln boe (100% ropa)
Średnia produkcja: 0,3 tys. boe/d
(100% ropa)

Kanada

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

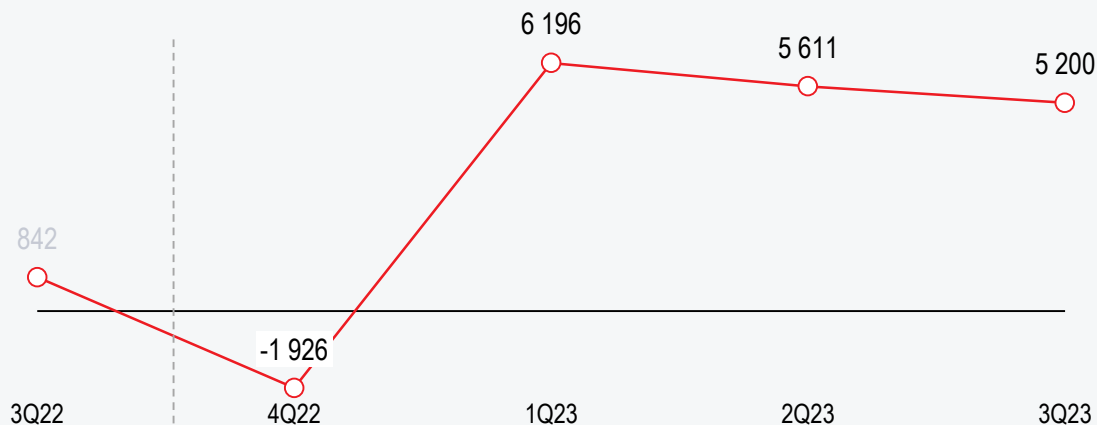
Gaz (obróć i magazynowanie oraz dystrybucja) – EBITDA

Dodatni wpływ konsolidacji wyników Grupy PGNiG



EBITDA

mIn PLN

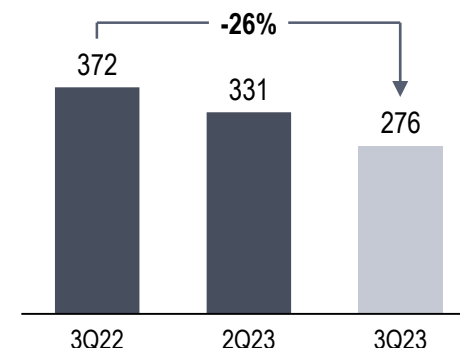


Utworzenie segmentu Gaz w efekcie konsolidacji przejętej Grupy PGNiG od listopada 2022r.

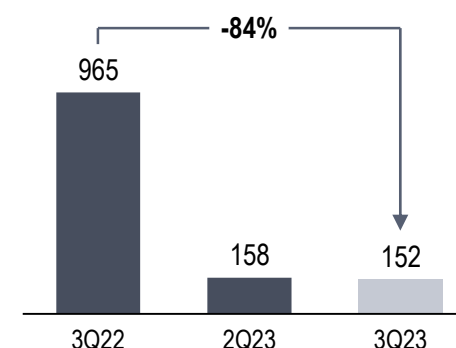
Ceny na rynkach gazu

PLN/MWh

Średnioważona cena z transakcji na TGE

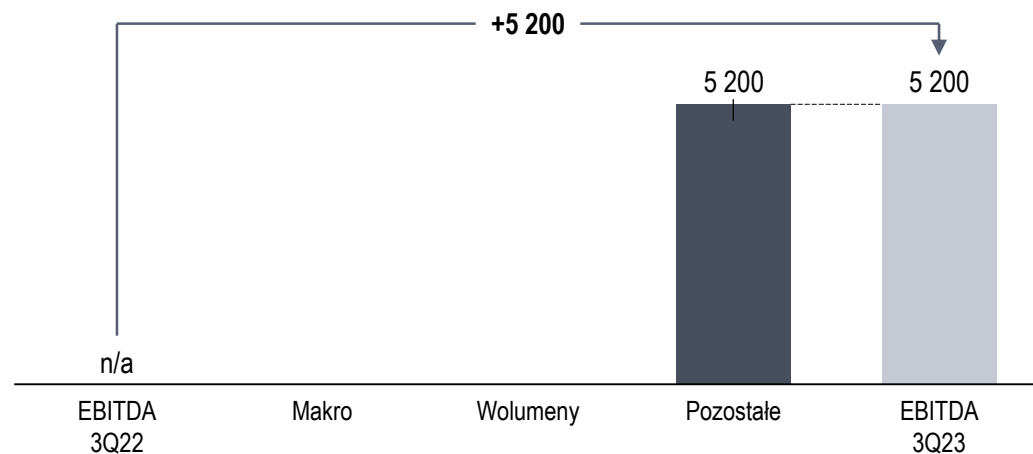


Cena gazu ziemnego (TTF gasMA)



EBITDA – wpływ czynników

mIn PLN



- EBITDA (obróć i magazynowanie) wyniosła 4,8 mld PLN.
- EBITDA (dystrybucja) wyniosła 0,4 mld PLN.
- Spadek średniej ceny kontraktów ważonych wolumenem na TGE o (-) 26% (r/r).
- Niższe koszty (r/r) pozyskania gazu w segmencie w efekcie spadku cen na rynku spot i w kontraktach miesięcznych.
- Poziom taryfy detalicznej: 517 PLN/MWh (17.01-30.09).
- Obniżka cen dla biznesu o (-) 31% w kwartale: 355 PLN/MWh (1-31.04), 302 PLN/MWh (1-31.05), 293 PLN/MWh (1-30.06), 240 PLN/MWh (1.07-31.08), 201 PLN/MWh (1-30.09).
- Pozostałe obejmują dodatni wpływ konsolidacji wyników Grupy PGNiG w wys. 5,2 mld PLN uwzględniający rekompensaty otrzymane przez PGNiG Obrót Detaliczny z Funduszu Wyплаты Różnicy Ceny w wys. 1,5 mld PLN.

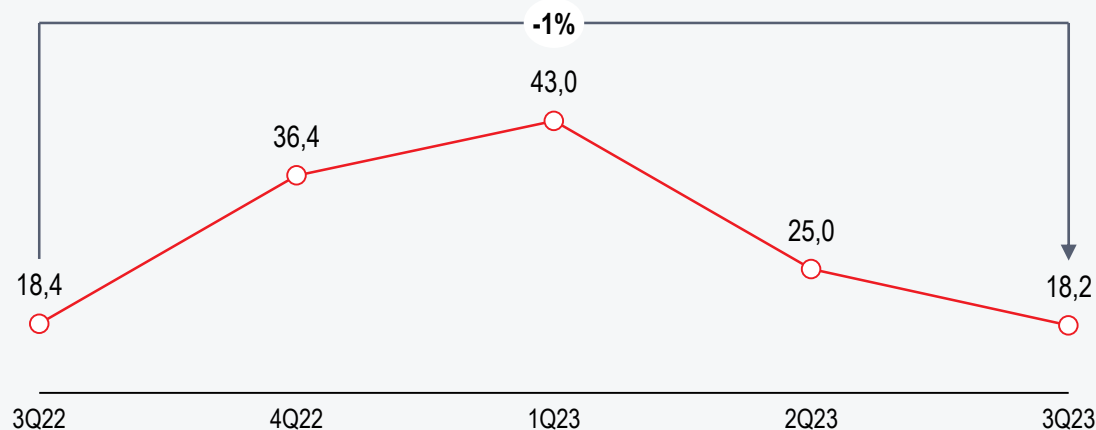
Gaz (obróć i magazynowanie oraz dystrybucja) – dane operacyjne

Spadek wolumenów sprzedaży w wyniku wyższej sprzedaży wewnątrz Grupy ORLEN (r/r)



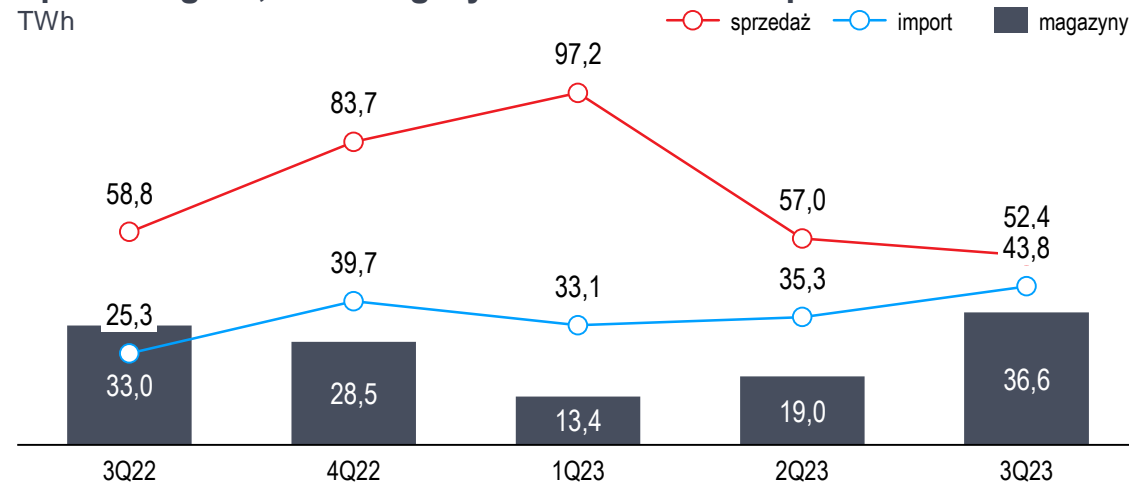
Wolumen dystrybuowanego gazu

TWh



Sprzedaż gazu, stan magazynów i wolumen importu

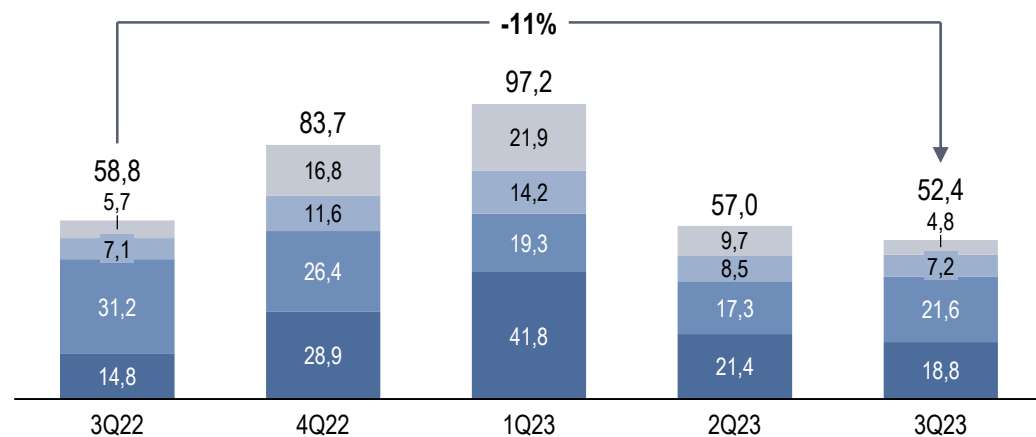
TWh



Sprzedaż gazu wg grup odbiorców

TWh

TGE Przemysł MŚP Odbiorcy taryfowi



Obrót i magazynowanie

- Import gazu do Polski wyniósł 43,8 TWh, w tym 41% stanowiło LNG. W terminalu LNG w Świnoujściu rozładowano 15 statków, w tym: 9 na podstawie umów tj. Qatargas (5) i Cheniere (4) oraz 6 dostaw spot.
- Na koniec 3Q23, zapas magazynowy gazu w Grupie ORLEN (Polska i zagranica) wyniósł 36,6 TWh, a napełnienie magazynów gazu w kraju wynosiło 99%.
- Sprzedaż gazu poza Grupę ORLEN wyniosła 52,4 TWh tj. spadek o (-) 11% (r/r) głównie w wyniku konsolidacji spółek (sprzedaż wewnątrzgrupowa). Sprzedaż wewnętrzna w Grupie ORLEN wyniosła 33,5 TWh.

Dystrybucja

- Spadek wolumenów dystrybuowanego gazu o (-) 1% (r/r) do poziomu 18,2 TWh w efekcie wyższej kwartalnej średniej temperatury o 1,8°C (r/r).
- Wzrost średnich taryfowych stawek dystrybucji od 1 stycznia 2023 r. o 21% w stosunku do poprzedniej taryfy obowiązującej w 2022 r.

01
KLUCZOWE
WYDARZENIA

02
OTOCZENIE
RYNKOWE

03
WYNIKI FINANSOWE
I OPERACYJNE

04
SYTUACJA
FINANSOWA

05
PERSPEKTYWY



04

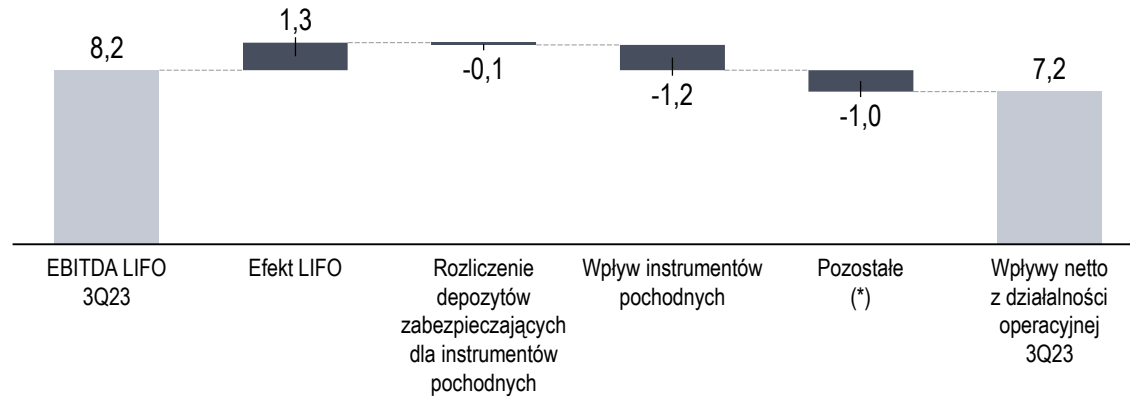
Sytuacja finansowa

Przepływy pieniężne



Przepływy z działalności operacyjnej

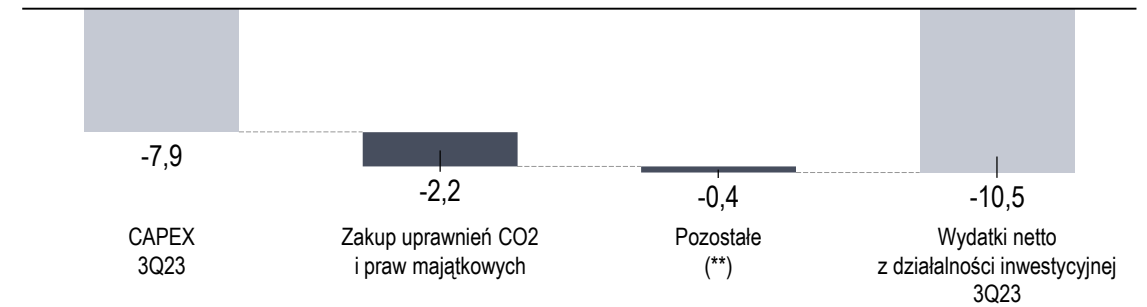
mld PLN



* głównie: zapłacony podatek dochodowy (-) 1,0 mld PLN, zmiana stanu rezerw 1,6 mld PLN, rozliczenie dotacji na prawa majątkowe (-) 1,0 mld PLN, efekt różnic kursowych i odsetkowych korygujących działalność operacyjną (-) 0,2 mld PLN, zysk na rozwodnieniu udziałów Baltic Power (-) 0,2 mld PLN.

Przepływy z działalności inwestycyjnej

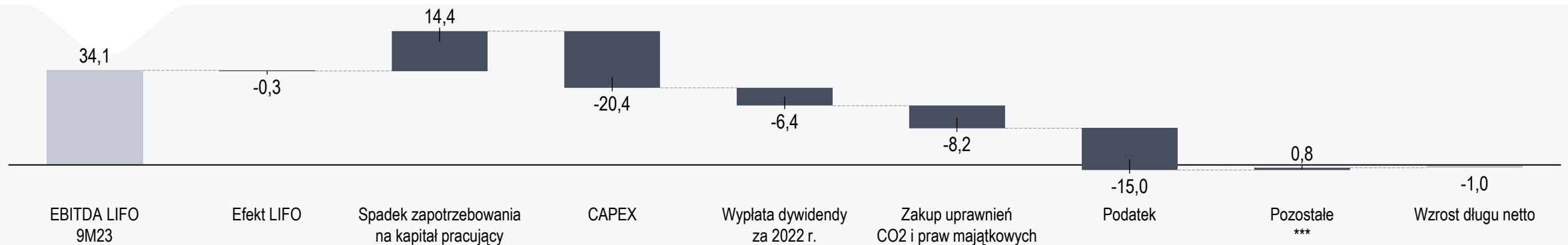
mld PLN



** głównie: zmiana stanu zaliczek i zobowiązań inwestycyjnych 0,4 mld PLN, wpływy netto z tytułu pożyczek (-) 0,6 mld PLN.

Wolne przepływy pieniężne 9M23

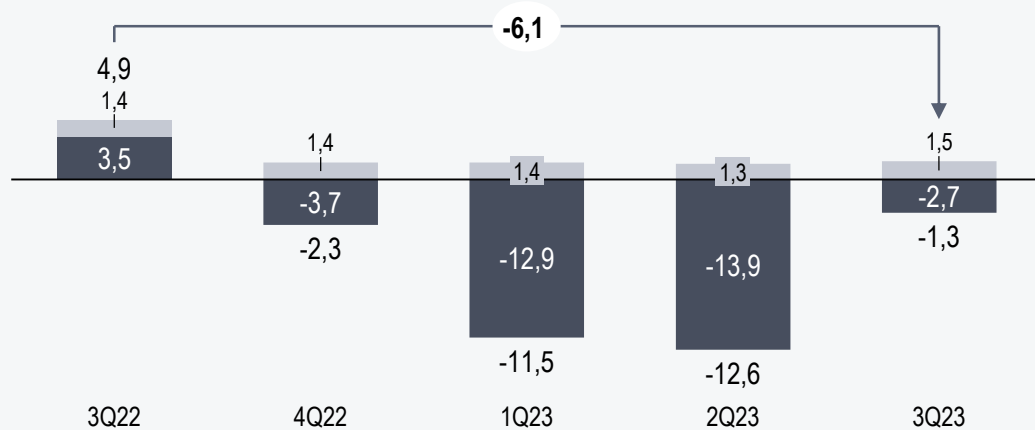
mld PLN



*** głównie: zwiększenia z tytułu praw do użytkowania aktywów 1,6 mld PLN, zmiana stanu rezerw 6,2 mld PLN, zmiana stanu zaliczek i zobowiązań inwestycyjnych (-) 0,4 mld PLN, rozliczenie dotacji na prawa majątkowe (-) 3,1 mld PLN, nabycie/zbycie obligacji (-) 0,9 mld PLN, dokapitalizowanie w inwestycjach we wspólne przedsięwzięcia (-) 1,1 mld PLN, płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu (-) 1,1 mld PLN, rezerwa na rekultywację 0,3 mld PLN, otrzymane dotacje 0,1 mld PLN, odsetki otrzymane 0,1 mld PLN, dywidendy otrzymane 0,1 mld PLN, zmiana stanu zobowiązań z tytułu umów z klientami 0,8 mld PLN, efekt różnic kursowych i odsetkowych korygujących działalność operacyjną oraz wpływ różnic kursowych na zmianę stanu środków pieniężnych (-) 0,5 mld PLN, zmiana stanu przychodów przyszłych okresów (-) 0,2 mld PLN, wpływy ze sprzedaży akcji/udziałów w związku z realizacją środków zaradczych 0,3 mld PLN, zapłacone odsetki (-) 0,8 mld PLN, nabycie aktywów petrochemicznych pomniejszone o środki pieniężne (-) 0,2 mld PLN, wycena i przeszacowanie zadłużenia z tytułu różnic kursowych netto 0,2 mld PLN, wpływy netto z tytułu pożyczek (-) 0,6 mld PLN.

Dług netto mld PLN

■ Obligacje hybrydowe + Project finance bez regresu
■ Zobowiązanie finansowe netto

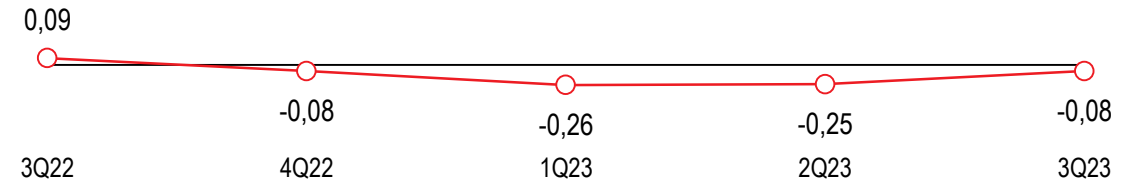


Dług netto/EBITDA*

Maksymalny poziom kowenantu bankowego = 3,5x

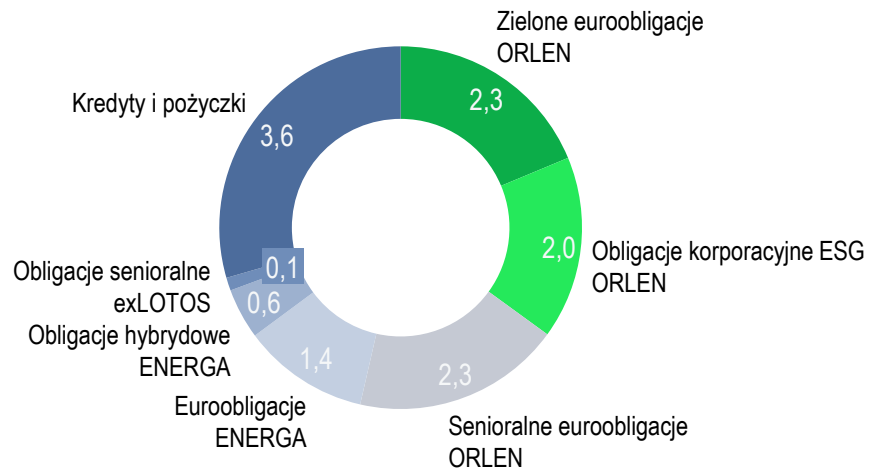
Maksymalny poziom określony w Strategii 2030 = 2,5x

Aktualny poziom kowenantu bankowego = (-) 0,08x



Dług brutto – źródła finansowania

mld PLN



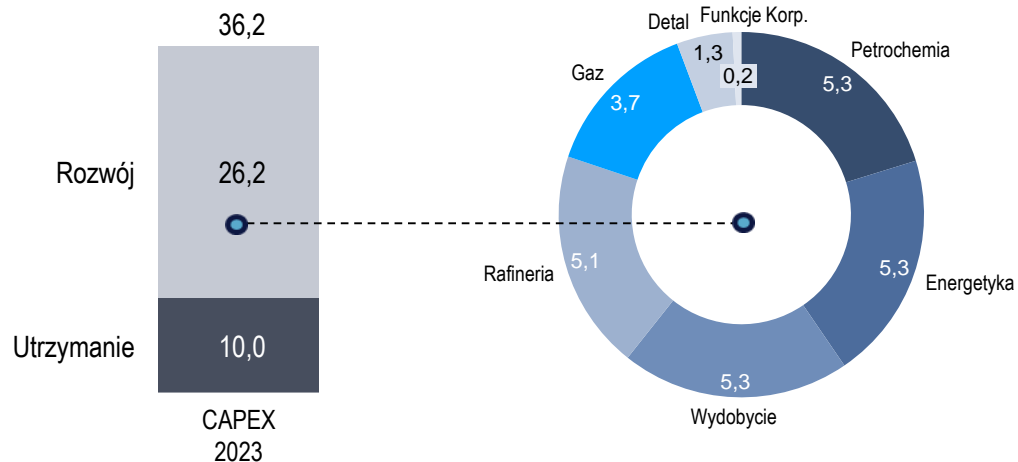
- Spadek zadłużenia netto o (-) 6,1 mld PLN (r/r) w efekcie czego na koniec 3Q23 dług netto wyniósł (-) 1,3 mld PLN. W porównaniu do ubiegłego kwartału zadłużenie netto wzrosło o 11,4 mld PLN w efekcie wydatków netto z działalności inwestycyjnej w wys. (-) 10,5 mld PLN oraz wypłaconej dywidendy w wys. (-) 6,4 mld PLN przy wpływach z działalności operacyjnej w wys. 7,2 mld PLN.
- Struktura walutowa długu brutto: EUR 67%, PLN 31%, USD 1%, CAD 1%.
- Średnioważony termin zapadalności zadłużenia: 2026 r.
- 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.

Nakłady inwestycyjne



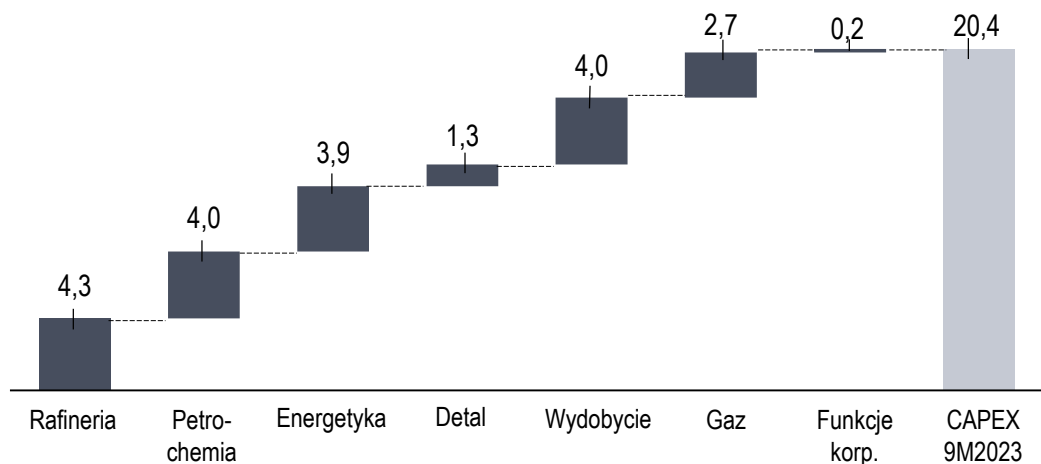
Planowany CAPEX w 2023 r.

mld PLN



Zrealizowany CAPEX za 9M23 – podział na segmenty

mld PLN



Główne projekty rozwojowe w 2023 r.



Rafineria

- Budowa instalacji Hydrokrawingu – Litwa
- Budowa instalacji Bioetanolu 2 Gen. – ORLEN Południe
- Budowa instalacji Visbreakingu – Płock
- Budowa instalacji HVO – Płock
- Budowa instalacji Hydrokrawingowego 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

01
KLUCZOWE
WYDARZENIA

02
OTOCZENIE
RYNKOWE

03
WYNIKI FINANSOWE
I OPERACYJNE

04
SYTUACJA
FINANSOWA

05
PERSPEKTYWY



05

Perspektywy

Otoczenie makroekonomiczne 4Q23*



		4Q22	3Q23	4Q23	Δ (kw/kw)	Δ (r/r)
Ropa Brent	USD/bbl	89	87	92	6%	3%
Dyferencjał ²	USD/bbl	6,4	-1,0	-1,6	-	-
Cena gazu ziemnego TTF month-ahead	PLN/MWh	580	152	207	36%	-64%
Cena gazu ziemnego TGEgasDA	PLN/MWh	474	169	195	15%	-59%
Cena energii elektrycznej TGeBase	PLN/MWh	750	504	397	-21%	-47%
Produkty rafineryjne⁴ - marża (crack) z notowań						
ON	USD/t	383	243	230	-5%	-40%
Benzyna	USD/t	251	325	190	-42%	-24%
Ciężki olej opałowy	USD/t	-311	-138	-212	-54%	32%
Produkty petrochemiczne⁴ - marża (crack) z notowań						
Polietylen ⁵	EUR/t	487	353	360	2%	-26%
Polipropylen ⁵	EUR/t	438	345	319	-8%	-27%
Etylen	EUR/t	606	547	599	10%	-1%
Propylen	EUR/t	514	421	459	9%	-11%
Paraksylen	EUR/t	593	419	429	2%	-28%
Średnie kursy walut⁶						
USD/PLN	USD/PLN	4,64	4,14	4,30	4%	-7%
EUR/PLN	EUR/PLN	4,73	4,50	4,54	1%	-4%

* Dane na dzień 20.10.2023

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

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

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

(6) Kursy średnie wg danych Narodowego Banku Polskiego.

Makro

- Ropa Brent – w 2023 r. oczekujemy spadku cen ropy (r/r) do poziomu ok. 80 USD/bbl. Obecnie obserwujemy zwiększoną zmienność notowań surowca ze względu na ryzyko eskalacji konfliktu na Bliskim Wschodzie, co mogłoby doprowadzić do przejściowego wzrostu cen ponad 90 USD/bbl.
- Marża rafineryjna – w 2023 r. oczekujemy spadku marż rafineryjnych (r/r) do poziomu ok. 15 USD/bbl. Obecnie obserwujemy sezonowy spadek marż. Globalny przerób ropy naftowej utrzymuje się na poziomach sprzed pandemii, a utrzymujące się niskie poziomy zapasów paliw wskazują, że światowe moce rafineryjne mają trudności z zaspokojeniem popytu. Spowolnienie wzrostu popytu lub przyspieszony wzrost podaży to główne dźwignie łągodzenia ograniczeń.
- Dyferencjał – w 2023 r. oczekujemy spadku dyferencjału (r/r) do poziomu ok. 1,5 USD/bbl w efekcie zmiany struktury przerabianych rop związanej z ograniczeniem przerobu rosyjskiej ropy REBCO w Grupie ORLEN (w Polsce rosyjska ropa nie jest przerabiana).
- Marża petrochemiczna – w 2023 r. oczekujemy spadku marż petrochemicznych o ok. (-) 20% (r/r) w efekcie spadku popytu na produkty petrochemiczne na skutek spowolnienia gospodarczego oraz konkurencyjnego importu.
- Gaz ziemny – w 2023 r. oczekujemy spadku cen gazu (r/r) do poziomu ok. 200 PLN/MWh. Skokowo wzrósł wolumen importu LNG do Europy, przez co europejski rynek gazu stał się w większym stopniu rynkiem globalnym i jest obecnie bardziej uzależniony od zachowania się czynników zewnętrznych, w tym m.in. pogodowych.
- Energia elektryczna – w 2023 r. oczekujemy spadku cen energii elektrycznej (r/r) do poziomu ok. 500 PLN/MWh.

Gospodarka

- PKB* – Polska 0,6%, Niemcy (-) 0,5%, Czechy 0,2%, Litwa (-) 0,2%, Słowacja 1,3%, Węgry (-) 0,3%.
- Spadek łącznej konsumpcji paliw i produktów petrochemicznych (r/r) w efekcie spowolnienia gospodarczego.
- Spadek zużycia gazu (r/r) w efekcie kryzysu energetycznego, wysokich cen surowca oraz oszczędności.
- Spadek krajowego zużycia energii elektrycznej (r/r).

Regulacje

- Unijne embargo dotyczące importu paliw z Rosji od 5 lutego 2023r.
- Ustawa o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych – gazowy odpis na Fundusz Wpłaty Różnicy Ceny w obszarze wydobywania gazu ziemnego w Polsce (ujemny wpływ na wynik segmentu Upstream w wysokości ok. 14 mld PLN) 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%).
- E10 – przygotowujemy się do wprowadzenia na stacjach ORLEN benzyny silnikowej ze zwiększoną zawartością bioetanolu od początku 2024 r.



Napędzamy przyszłość.
Odpowiedzialnie.



06

Slajdy pomocnicze

Wyniki – podział na kwartały



mln PLN	1Q22	2Q22	3Q22	4Q22	12M22	1Q23	2Q23	3Q23	(r/r)
Przychody	45 447	57 804	72 915	101 317	277 483	110 270	74 621	75 424	2 509
EBITDA LIFO	2 786	8 204	19 485	24 659	55 134	17 153	8 703	8 220	-11 265
efekt LIFO	2 174	1 321	-553	-1 845	1 097	-1 171	-384	1 283	1 836
EBITDA	4 960	9 525	18 932	22 814	56 231	15 982	8 319	9 503	-9 429
Amortyzacja	-1 400	-1 447	-1 549	-2 545	-6 941	-3 049	-2 872	-2 834	-1 285
EBIT LIFO	1 386	6 757	17 936	22 114	48 193	14 104	5 831	5 386	-12 550
EBIT	3 560	8 078	17 383	20 269	49 290	12 933	5 447	6 669	-10 714
Wynik netto	2 845	3 683	14 751	14 363	35 642	9 109	4 544	3 459	-11 292

EBITDA LIFO – podział na segmenty

mIn PLN	1Q22	2Q22	3Q22	4Q22	12M22	1Q23	2Q23	3Q23	(r/r)
Rafineria, w tym:	900	4 656	7 319	11 032	23 907	5 485	2 536	1 866	-5 453
NRV	-30	26	-27	8	-23	-59	-121	-69	-42
hedging	-1 913	-2 558	729	-59	-3 801	365	51	-806	-1 535
wycena kontraktów terminowych CO2	-568	21	-175	125	-597	52	0	0	175
Petrochemia, w tym:	451	1 643	698	581	3 373	98	-120	-136	-834
NRV	0	0	-11	-16	-27	-1	-16	17	28
hedging	48	58	63	57	226	86	100	106	43
wycena kontraktów terminowych CO2	-614	23	-84	84	-591	0	0	0	84
Energetyka, w tym:	1 004	1 176	1 607	305	4 092	3 275	555	1 349	-258
hedging	50	-62	134	126	248	38	11	6	-128
wycena kontraktów terminowych CO2	-543	21	128	68	-326	11	0	0	-128
Detal	585	697	856	663	2 801	233	662	601	-255
Wydobycie, w tym:	162	336	781	6 312	7 591	2 273	-114	-212	-993
hedging	-80	-24	15	2	-87	0	9	-12	-27
Gaz, w tym:	n/a	n/a	n/a	-1 926	-1 926	6 196	5 611	5 200	5 200
hedging	n/a	n/a	n/a	141	141	83	1 002	951	951
wycena kontraktów terminowych CO2	n/a	n/a	n/a	116	116	85	6	-2	-2
Funkcje korporacyjne	-316	-304	8 229	7 698	15 307	-399	-438	-431	-8 660
Wyłączenia	n/a	n/a	-5	-6	-11	-8	11	-17	-12
EBITDA LIFO, w tym:	2 786	8 204	19 485	24 659	55 134	17 153	8 703	8 220	-11 265
NRV	-30	26	-38	-8	-50	-60	-137	-52	-14
hedging	-1 895	-2 586	941	267	-3 273	572	1 173	245	-696
wycena kontraktów terminowych CO2	-1 725	65	-131	393	-1 398	148	6	-2	129

Wyniki – podział na spółki



3Q23 mIn PLN	ORLEN S.A.	ORLEN Lietuva	ORLEN Unipetrol	Grupa ENERGA	Pozostałe	Grupa ORLEN
Przychody	54 279	8 233	8 416	6 054	-1 558	75 424
EBITDA LIFO	2 245	815	188	724	4 248	8 220
Efekt LIFO	587	167	528	-	1	1 283
EBITDA	2 832	982	716	724	4 249	9 503
Amortyzacja	797	20	279	291	1 447	2 834
EBIT	2 035	962	437	433	2 802	6 669
EBIT LIFO	1 448	795	-91	433	2 801	5 386
Wynik netto	507	930	332	166	1 524	3 459

- **ORLEN Lietuva** – wzrost EBITDA LIFO o 260 mln PLN (r/r) w efekcie wyższych marż na lekkich i ciężkich destylatach, częściowo ograniczonych spadkiem marż na średnich destylatach i ujemnym wpływem transakcji zabezpieczających (r/r). Pozytywny efekt poprawy struktury sprzedaży związany z ograniczeniem udziału ciężkich destylatów, wyższych marż handlowych i wykorzystania historycznych warstw zapasów.
- **ORLEN Unipetrol** – spadek EBITDA LIFO o (-) 1 922 mln PLN (r/r) w efekcie istotnego wzrostu cen ropy Ural, spadku marż na średnich destylatach i negatywnego wpływu transakcji zabezpieczających (r/r). Dodatkowo spadek wolumenów sprzedaży w segmencie rafineryjnym i petrochemicznym przy wyższych wolumenach w detalu. Spadek marż handlowych przy wyższych kosztach emisji CO₂, kosztach ogólnych i kosztach pracy.
- **Grupa ENERGA** – spadek EBITDA o (-) 364 mln PLN (r/r) we wszystkich liniach biznesowych. Linia Biznesowa Wytwarzanie – niższa produkcja w Elektrowni Ostrołęka, ujemny wpływ transakcji zabezpieczających przy dodatnim wpływie niższych kosztów rezerw CO₂. Linia Biznesowa Sprzedaż – niższe wolumeny sprzedaży energii elektrycznej przy wyższych marżach. Linia Biznesowa Dystrybucja – niższe wolumeny dystrybucji energii elektrycznej oraz wzrost (r/r) kosztów opłat przesyłowych i tranzytowych przy wzroście marż dystrybucyjnych.
- **Grupa exPGNiG** – brak możliwości kalkulacji efektów biznesowych z uwagi na nieporównywalność okresów konsolidacji – ujęcie w 3Q23 wyników dawnej Grupy PGNiG w konsolidacji Grupy ORLEN w wysokości 4 844 mln PLN.

Dane produkcyjne rafinerii Grupy ORLEN



Grupa ORLEN	3Q22	2Q23	3Q23	Δ (r/r)	Δ (kw/kw)	9M22	9M23	Δ 9M/9M
Przerób ropy naftowej (tys.t)	10 449	9 535	10 048	-4%	5%	25 856	29 057	12%
Wykorzystanie mocy przerobowych	98%	90%	94%	-4 pp	4 pp	92%	91%	-1 pp
ORLEN S.A. ¹								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	5 990	5 289	5 538	-8%	5%	14 427	16 303	13%
Wykorzystanie mocy przerobowych	102%	89%	93%	-9 pp	4 pp	104%	92%	-12 pp
Uzysk paliw ⁴	84%	83%	85%	1 pp	2 pp	84%	84%	0 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	29%	30%	31%	2 pp	1 pp	32%	30%	-2 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	55%	53%	54%	-1 pp	1 pp	52%	54%	2 pp
ORLEN Unipetrol ²								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	2 040	1 879	2 000	-2%	6%	5 413	5 661	5%
Wykorzystanie mocy przerobowych	93%	87%	91%	-2 pp	4 pp	83%	87%	4 pp
Uzysk paliw ⁴	81%	78%	82%	1 pp	4 pp	81%	80%	-1 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	35%	35%	36%	1 pp	1 pp	35%	35%	0 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	46%	43%	46%	0 pp	3 pp	45%	45%	0 pp
ORLEN Lietuva ³								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	2 350	2 275	2 445	4%	7%	5 776	6 851	19%
Wykorzystanie mocy przerobowych	91%	89%	95%	4 pp	6 pp	76%	90%	14 pp
Uzysk paliw ⁴	79%	79%	79%	0 pp	0 pp	82%	78%	-4 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	31%	35%	36%	5 pp	1 pp	32%	34%	2 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	48%	44%	43%	-5 pp	-1 pp	51%	44%	-7 pp

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

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

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

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

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

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

Wpływ operacji związanych z rezerwą na CO₂ oraz wyceny kontraktów terminowych na CO₂ na skonsolidowany wynik GK ORLEN



Portfel kontraktów na zakup praw do emisji CO₂ w ORLEN S.A. i stan EUA na rachunkach Grupy ORLEN

mln ton

Portfele	Podjęcie do wyceny	30.09.2022	31.12.2022	31.03.2023	30.06.2023	30.09.2023
Portfel „własny” kontraktów na zakup uprawnień do emisji*	Nie podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy	0,14	3,74	0,00	0,00	0,00
Portfel „transakcyjny” kontraktów na zakup uprawnień do emisji**	z rachunkowością zabezpieczeń (HA)	3,07	2,37	1,34	1,34	1,34
	Podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy bez rachunkowości zabezpieczeń (noHA)	3,91	1,66	-0,10	0,10	0,10
Portfel EUA na rachunkach GK (wartości niematerialne)***	Nie podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy	9,37	22,56	29,46	20,58	26,03

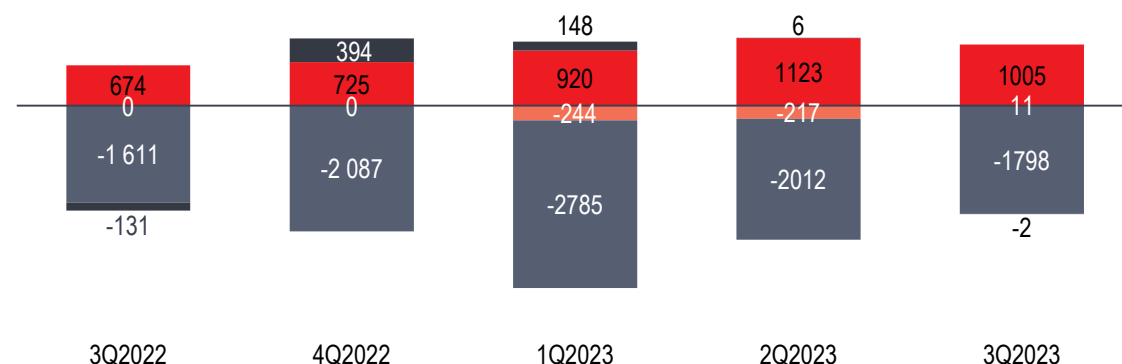
* Portfel „własny” ujmowane są w nim transakcje zakupu EUA na potrzeby własne, które są realizowane w formie fizycznej dostawy w związku z czym nie podlegają wycenie.

** 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 CO₂, 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 CO₂.

*** 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 CO₂ na skonsolidowany wynik finansowy GK ORLEN

mln PLN

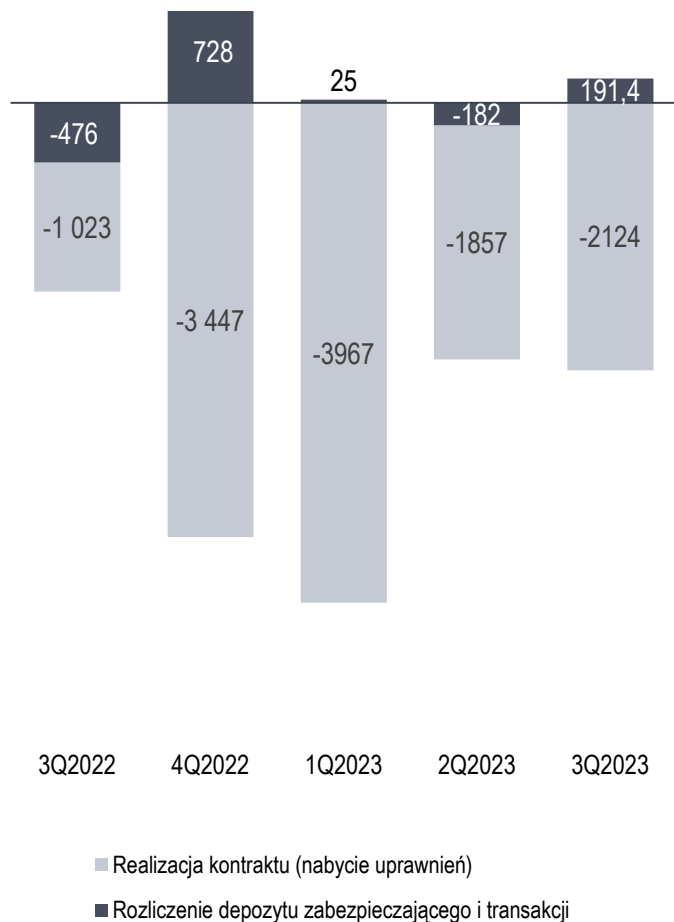


- Rozliczenie i wycena portfela "transakcyjnego" kontraktów terminowych na CO₂ (pozycja: pozostałe przychody i koszty operacyjne)
- Rozliczenie dotacji z tytułu otrzymanych nieodpłatnie CO₂ (pozycja: koszty wg rodzaju podatki i opłaty)
- Przeszacowanie rezerwy CO₂ (pozycja: koszty wg rodzaju podatki i opłaty)
- Utworzenie/rozwiązanie rezerwy na szacowane emisje CO₂ (pozycja: koszty wg rodzaju podatki i opłaty)

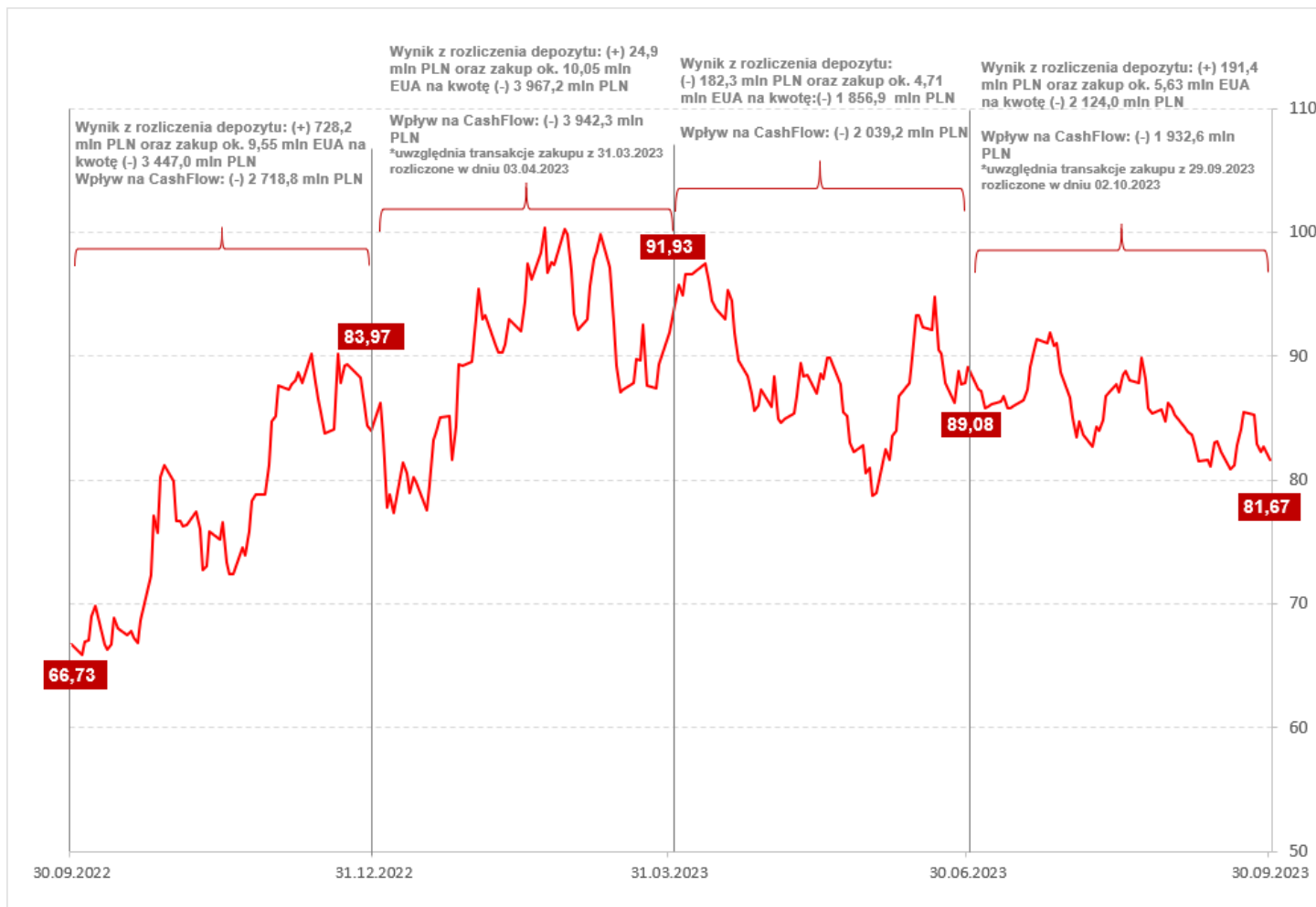
Wpływ rozliczeń depozytu zabezpieczającego oraz realizacji kontraktów CO₂ na cash flow



Wpływ na cash flow
mln PLN



Wpływ na cash flow z rozliczenia depozytu zabezpieczającego oraz rozliczenia transakcji vs notowania kontraktów CO₂



Słownik pojęć

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.

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

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

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

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

Należy zauważyć, że tego rodzaju stwierdzenia, w tym stwierdzenia dotyczące oczekiwań co do przyszłych wyników finansowych, nie stanowią gwarancji czy zapewnienia, że takie zostaną osiągnięte w przyszłości. Prognozy Zarządu są oparte na bieżących oczekiwaniach lub poglądach członków Zarządu Spółki i są zależne od szeregu czynników, które mogą powodować, że faktyczne wyniki osiągnięte przez ORLEN będą w sposób istotny różnić się od wyników opisanych w tym dokumencie. Wiele spośród tych czynników pozostaje poza wiedzą, świadomością i/lub kontrolą Spółki czy możliwością ich przewidzenia przez Spółkę.

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

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



Napędzamy przyszłość.
Odpowiedzialnie.