




# Skonsolidowane wyniki finansowe PKN ORLEN 2 kwartał 2019r.

19 lipca 2019r.

 [#ORLEN2Q19@PKN\\_ORLEN](https://twitter.com/ORLEN2Q19@PKN_ORLEN)



Najważniejsze liczby i wydarzenia 2Q19



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



Perspektywy rynkowe 2019r.

# Najważniejsze liczby i wydarzenia 2Q19

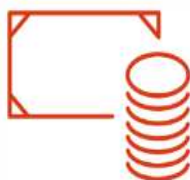


## Budowa wartości



## Ludzie

- EBITDA LIFO: 2,7 mld PLN
- Przerób ropy: 8,3 mt, tj. 94% wykorzystania mocy
- Sprzedaż: 10,8 mt, tj. wzrost 2% (r/r)
- Wstrzymanie dostaw ropy rurociągiem „Przyjaźń”
- Dywersyfikacja dostaw ropy do Płocka: kolejne dostawy spot ropy naftowej z Angoli w 3Q19
- Złożenie w Komisji Europejskiej formalnego wniosku o zgodę na przejęcie kapitałowe Grupy LOTOS
- Uruchomienie instalacji Metatezy w Płocku: umocnienie pozycji lidera na rynku wytwórczym propylenu
- Zintegrowany Raport Roczny PKN ORLEN 2018: [www.raportzintegrowany2018.orlen.pl](http://www.raportzintegrowany2018.orlen.pl)
- Verva Street Racing: 24-25 sierpnia w Gdyni



## Siła finansowa

- Przepływy z działalności operacyjnej: 3,5 mld PLN
- Nakłady inwestycyjne: 1,0 mld PLN
- Dług netto: 2,4 mld PLN / dźwignia finansowa: 6,6%
- ZWZ PKN ORLEN zatwierdziło rekomendowaną przez Zarząd wypłatę dywidendy za 2018r.: 3,50 PLN/akcję



Najważniejsze liczby i wydarzenia 2Q19



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



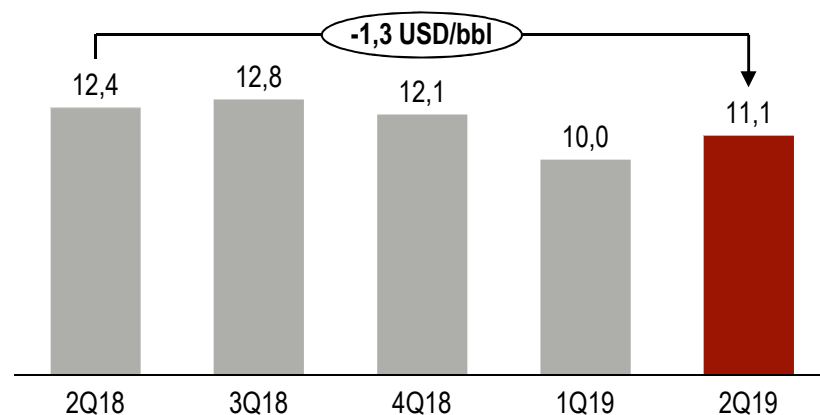
Perspektywy rynkowe 2019r.

# Otoczenie makroekonomiczne w 2Q19 (r/r)



## Spadek marży downstream

Modelowa marża downstream, USD/bbl



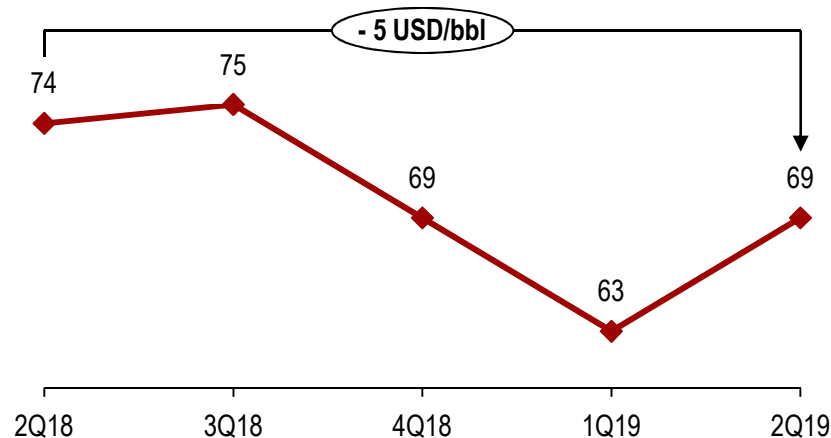
## Struktura produktowa marży downstream

Marże (crack) z notowań

Produkty rafineryjne (USD/t)	2Q18	1Q19	2Q19	Δ (r/r)
ON	97	113	92	-5%
Benzyna	160	77	163	2%
Ciężki olej opałowy	-163	-102	-136	17%
SN 150	176	146	67	-62%
Produkty petrochemiczne (EUR/t)				
Etylen	630	578	593	-6%
Propylen	503	516	511	2%
Benzen	255	103	174	-32%
PX	362	534	487	35%

## Spadek ceny ropy

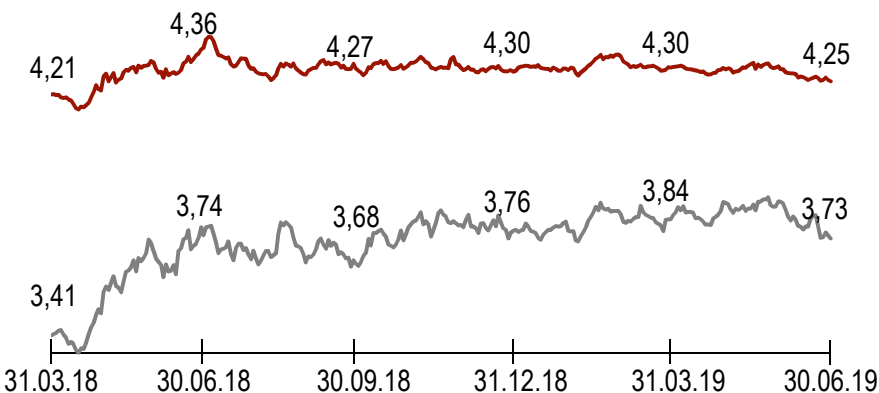
Średnia cena ropy Brent, USD/bbl



## Oslabienie średniego kursu PLN wzg. USD i EUR

Kurs walutowy USD/PLN i EUR/PLN

— EUR/PLN — USD/PLN

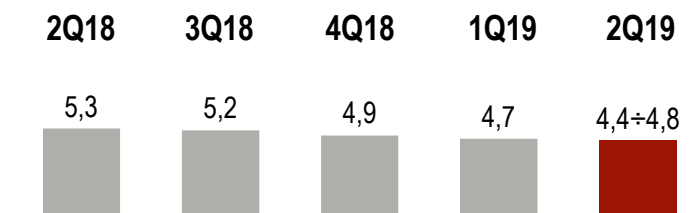


# Wysoka dynamika konsumpcji paliw w Polsce

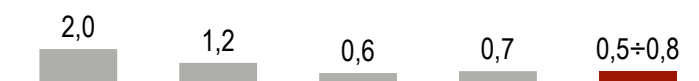


## Wzrost PKB<sup>1</sup>

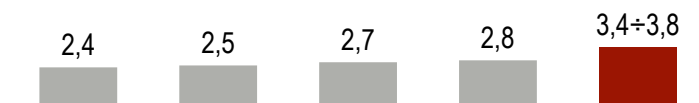
Zmiana % (r/r)



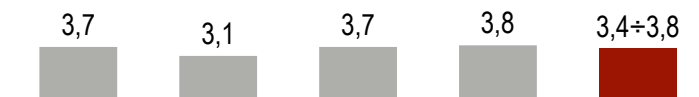
Polska



Niemcy



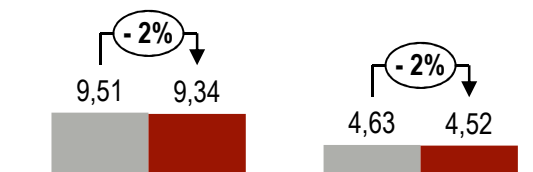
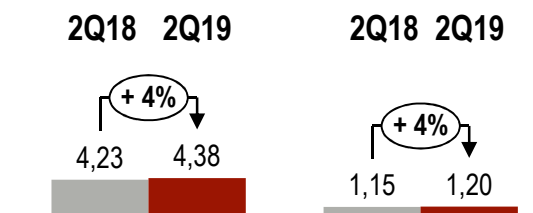
Czechy



Litwa

## Konsumpcja paliw (ON, Benzyna)<sup>2</sup>

mln ton



ON

Benzyna

<sup>1</sup> Polska – GUS / dane nieodsezonowane, (Niemcy, Litwa) – Eurostat / dane nieodsezonowane, Czechy – Czeski Urząd Statystyczny / dane odsezonowane, 2Q19 – szacunki

<sup>2</sup> 2Q19 – szacunki własne na bazie danych ARE, Litewskiego Urzędu Statystycznego, Czeskiego Urzędu Statystycznego i Niemieckiego Stowarzyszenia Przemysłu Naftowego



Najważniejsze liczby i wydarzenia 2Q19



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne

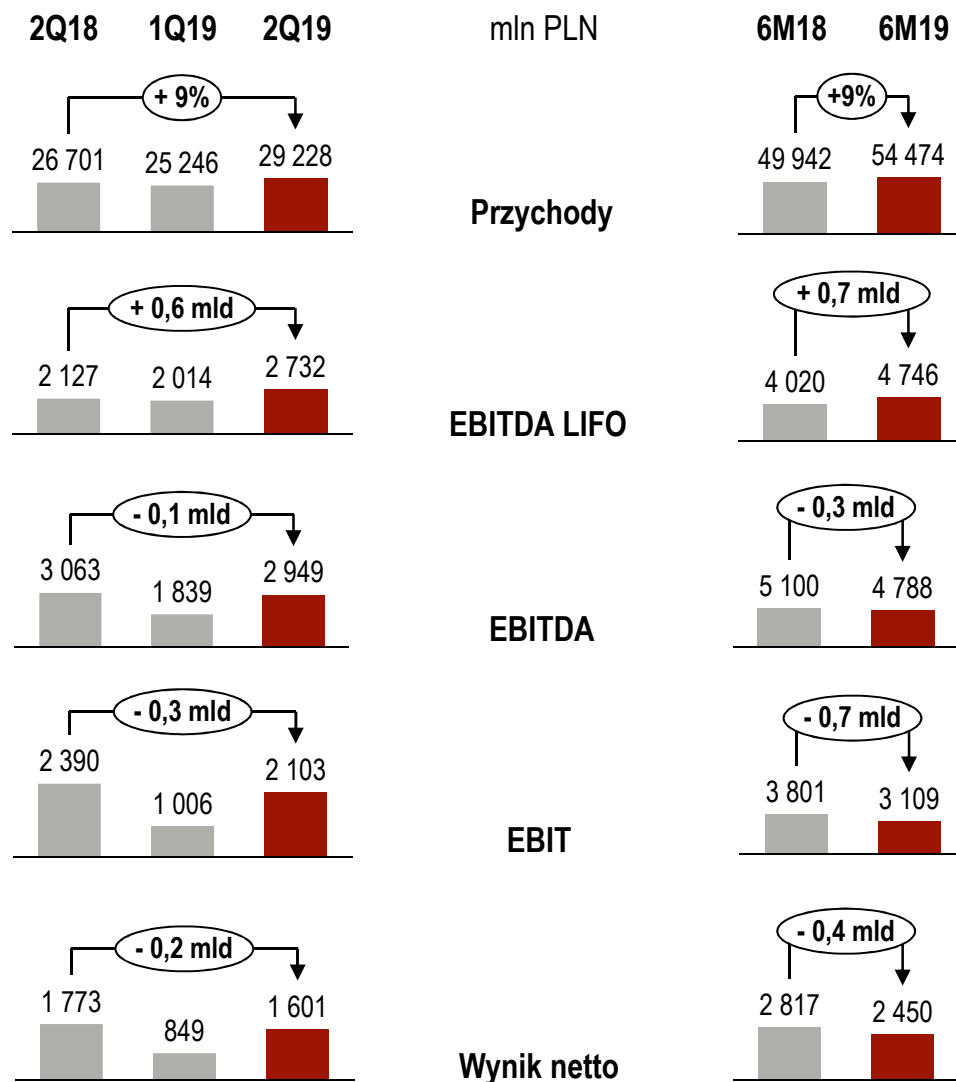


Płynność i inwestycje



Perspektywy rynkowe 2019r.

# Wyniki finansowe 2Q19



**Przychody:** wzrost o 9% (r/r) głównie w efekcie wzrostu wolumenów sprzedaży.

**EBITDA LIFO:** wzrost o 0,6 mld PLN (r/r) głównie w efekcie dodatniego wpływu wzrostu wolumenów sprzedaży, poprawy makro oraz wyższych marż handlowych w hurcie i detalu ograniczonego ujemnym wpływem braku otrzymanych w 2Q18 odszkodowań i kar, przeceny zapasów (NRV) oraz wyższych kosztów stałych i kosztów pracy.

**Efekt LIFO:** 0,2 mld PLN wpływu zmian cen ropy naftowej na wycenę zapasów.

**Wynik na działalności finansowej:** dodatni wpływ różnic kursowych netto oraz rozliczenia i wyceny pochodnych instrumentów finansowych ograniczony kosztami odsetkowymi.

**Wynik netto:** spadek o (-) 0,2 mld PLN (r/r) do 1,6 mld PLN.

Wynik 2Q19 zawiera (-) 39 mln PLN ujemnego wpływu z tytułu przeceny zapasów (NRV)

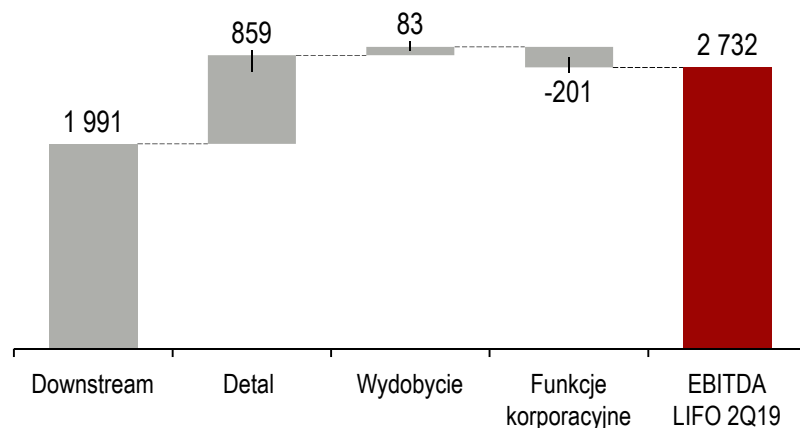


# EBITDA LIFO



## Wyniki segmentów w 2Q19

mln PLN

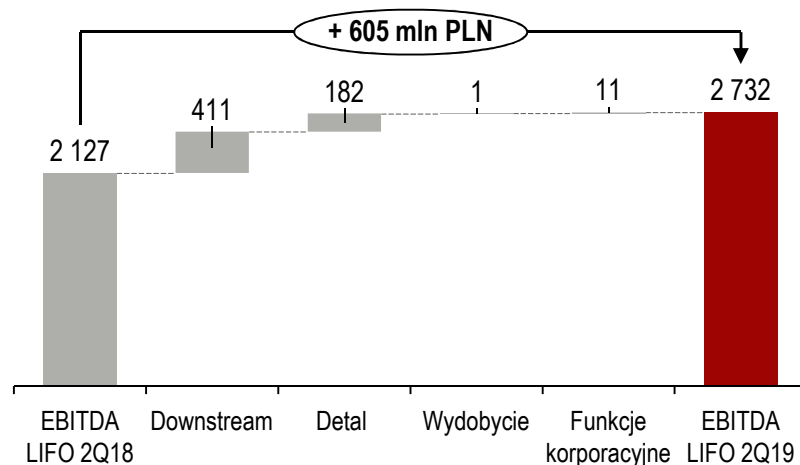


**Downstream:** dodatni wpływ makro, wzrostu wolumenów sprzedaży oraz wyższych marż handlowych w hurcie (r/r) ograniczony ujemnym efektem braku otrzymanych w 2Q18 odszkodowań i kar, przeceny zapasów (NRV) oraz wyższych kosztów stałych i kosztów pracy (r/r).

**Detal:** dodatni wpływ wzrostu wolumenów sprzedaży oraz wyższych marż paliwowych i pozapaliwowych (r/r).

## Zmiana wyników segmentów (r/r)

mln PLN



**Wydobywanie:** ujemny wpływ makro i spadku wolumenów sprzedaży ograniczony dodatnim efektem salda na pozostałej działalności operacyjnej obejmującego m.in. rozliczenie i wycenę finansowych instrumentów pochodnych (r/r).

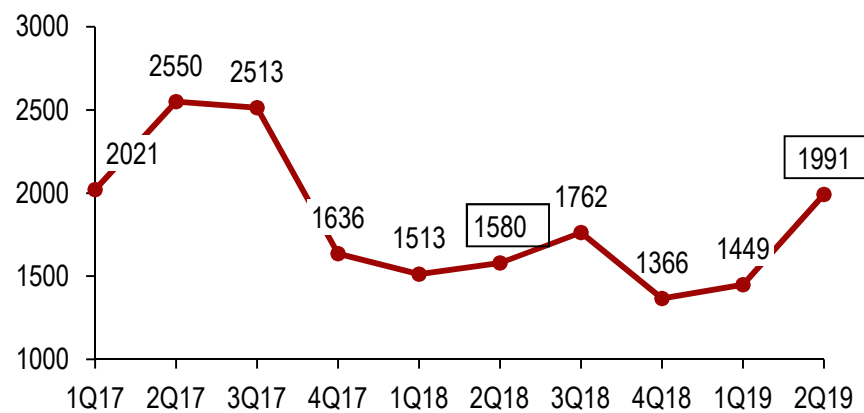
**Funkcje korporacyjne:** porównywalny poziom kosztów (r/r).

# Downstream – EBITDA LIFO

## Dodatni wpływ makro i wolumenów sprzedaży

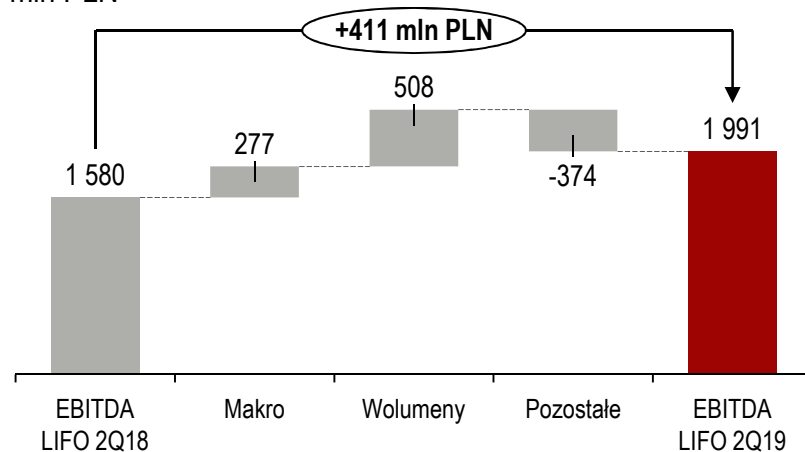
### EBITDA LIFO

mln PLN



### EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Dodatni wpływ makro (r/r) w efekcie poprawy marż rafineryjnych na lekkich i ciężkich frakcjach, poprawy marż petrochemicznych na olefinach, poliolefinach, PTA i nawozach oraz spadku cen gazu co pozytywnie wpłynęło na rentowność energetyki kogeneracyjnej, a także osłabienia kursu PLN względem walut obcych. Powyższy dodatni efekt został częściowo ograniczony wpływem niższego o (-) 1,7 USD/bbl dyferencjału Brent/Ural oraz pogorszenia marż na średnich destylatach i PCW.
- Wzrost wolumenów sprzedaży o 2% (r/r), w tym:
  - wyższa sprzedaż (r/r): benzyny o 11%, oleju napędowego o 2%, olefin o 30% i PTA o 10%
  - niższa sprzedaż (r/r): LPG o (-) 10%, poliolefin o (-) 3%, nawozów o (-) 16% i PCW o (-) 6%.

- Pozostałe obejmują głównie:
  - (-) 0,2 mld PLN z tytułu braku otrzymanego w 2Q18 odszkodowania za awarię instalacji Steam Cracker w Unipetrol oraz otrzymanej kary za opóźnienie w oddaniu CCGT Płock
  - (-) 0,1 mld PLN z tytułu przeceny zapasów (NRV)

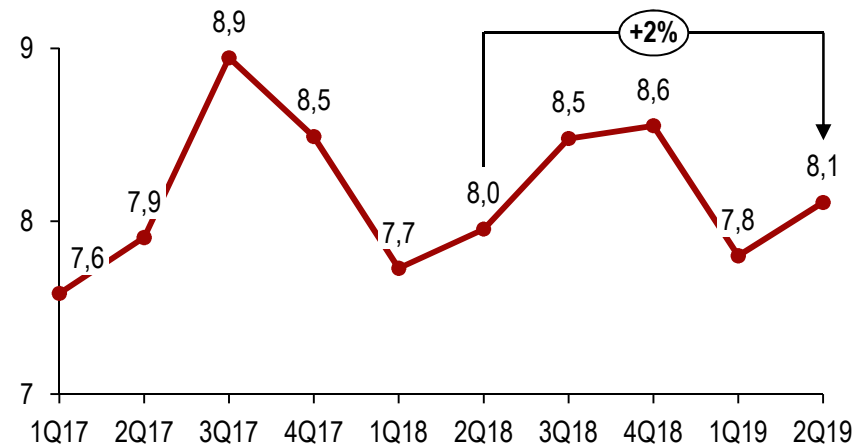
# Downstream – dane operacyjne

## Wysoki przerób pomimo ograniczeń w dostawach ropy z Rosji



### Wolumeny sprzedaży

mt



### Wykorzystanie mocy

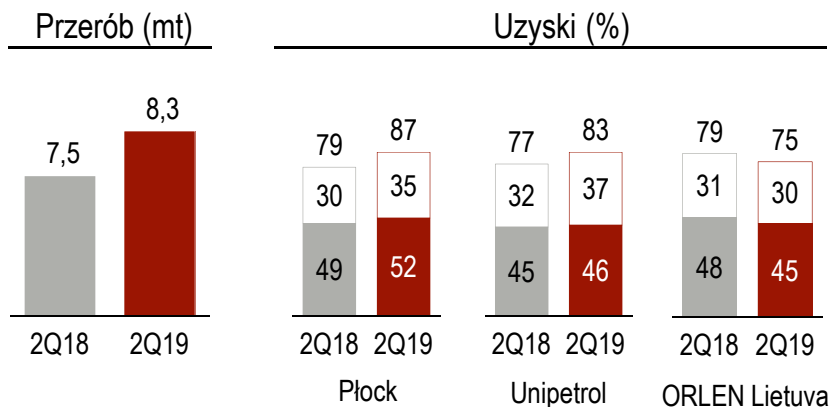
%

Rafinerie	2Q18	1Q19	2Q19	Δ (r/r)
Płock	94%	101%	97%	3 pp
Unipetrol	75%	86%	87%	12 pp
ORLEN Lietuva	77%	88%	95%	18 pp
<b>Instalacje petrochemiczne</b>				
Olefiny (Płock)	77%	91%	91%	14 pp
Olefiny (Unipetrol)	89%	88%	86%	-3 pp
BOP	76%	85%	82%	6 pp

### Przerób ropy i uzysk paliw

mt, %

□ Uzysk lekkich destylatów ■ Uzysk średnich destylatów



- Płock – wyższy uzysk paliw o 8 p.p. (r/r) w rezultacie wyższego udziału rop niskosiarkowych w strukturze przerobu oraz mniejszego zakresu postojów remontowych.
- Unipetrol – wzrost uzysku paliw o 6 p.p. (r/r) w efekcie braku cyklicznego postoju rafinerii w Kralupach z 2018r. oraz wzrostu udziału rop niskosiarkowych w strukturze przerabianej ropy.
- ORLEN Lietuva – niższy uzysk paliw o (-) 4 p.p. (r/r) w rezultacie wykorzystania w 2Q18 półproduktów zgromadzonych przed cyklicznym postojem rafinerii.
- Polska – niższa sprzedaż ciężkich frakcji rafineryjnych i nawozów przy wyższych wolumenach paliw.
- Czechy – wyższe wolumeny rafineryjne ograniczone spadkiem sprzedaży produktów petrochemicznych (postoje instalacji i ograniczenia rynkowe).
- ORLEN Lietuva – wyższa sprzedaż dzięki korzystnej sytuacji rynkowej i uruchomieniu instalacji PPF Splitter (produkcja propylenu).

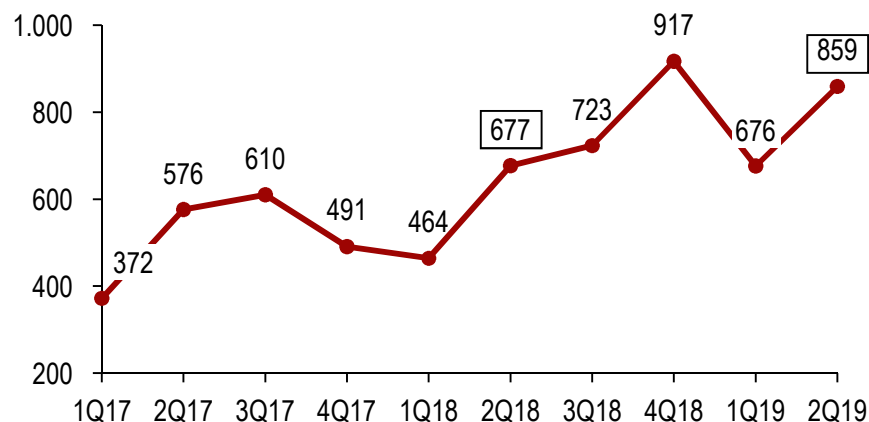
# Detal – EBITDA LIFO

## Wzrost wolumenów sprzedaży i marż detalicznych



### EBITDA LIFO

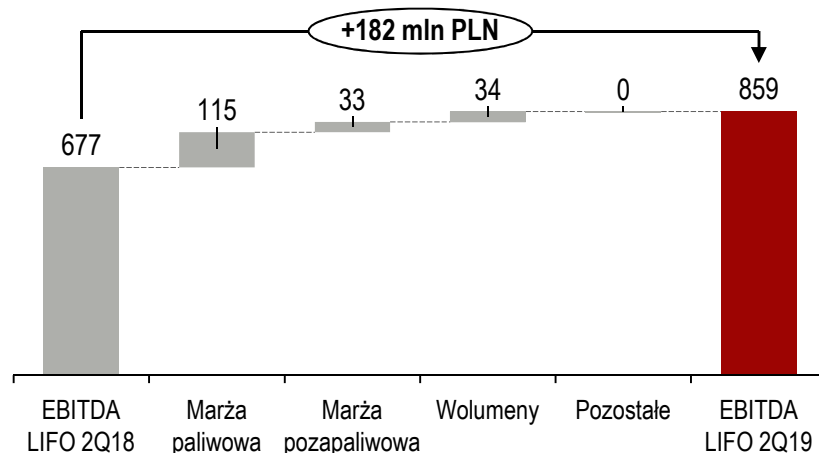
mln PLN



- Wzrost wolumenów sprzedaży o 4% (r/r).
- Wzrost udziałów na wszystkich rynkach (r/r).
- Wzrost marż paliwowych (r/r).
- Wzrost marż pozapaliwowych na rynku polskim przy porównywalnych marżach na rynku czeskim, niemieckim i litewskim (r/r).
- Dynamiczny rozwój oferty pozapaliwowej: wzrost liczby punktów Stop Cafe/Star Connect (włączając sklepy convenience pod marką O!SHOP) o 162 (r/r).

### EBITDA LIFO – wpływ czynników (r/r)

mln PLN



- Pozostałe obejmują wyższe koszty funkcjonowania stacji paliw wynikające z wyższych wolumenów sprzedaży (r/r) skompensowane optymalizacją kosztów ogólnych.

## Detal – dane operacyjne

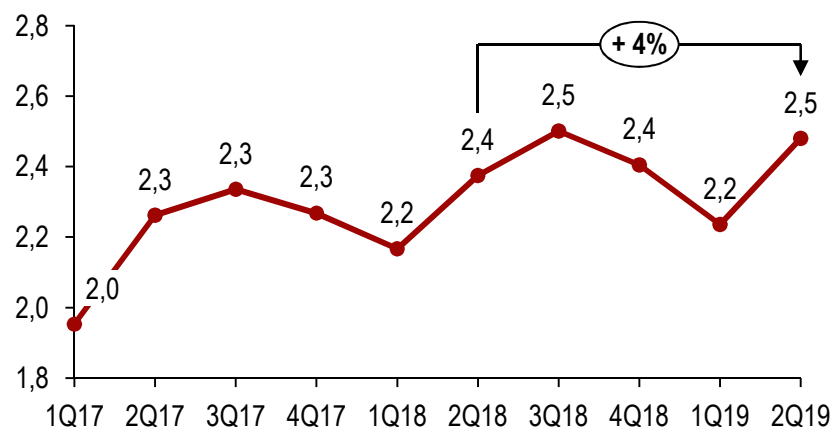
### Wzrost sprzedaży oraz konsekwentny rozwój oferty pozapaliwowej



**ORLEN**

#### Wolumeny sprzedaży

mt



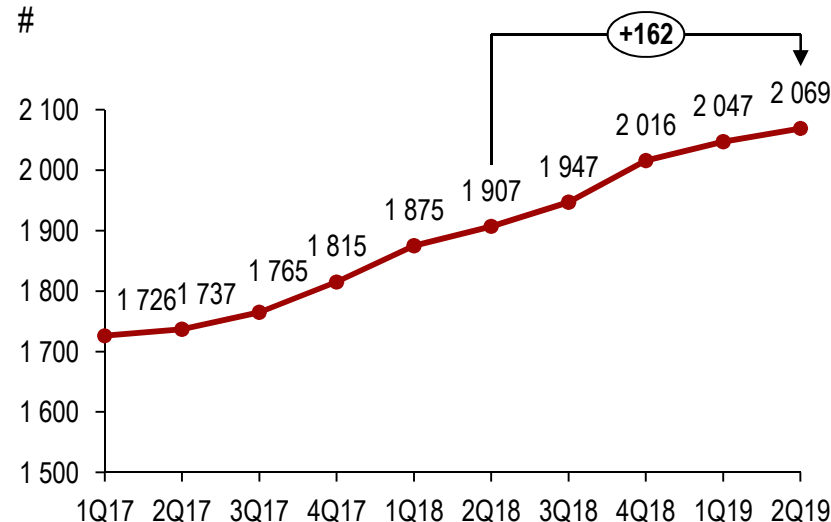
#### Liczba stacji i wolumenowe udziały w rynku

#, %

		# stacji	Δ r/r	% rynku	Δ r/r
	<b>PL</b>	1 779	8	34,2	0,3 pp
	<b>DE</b>	584	3	6,5	0,3 pp
	<b>CZ</b>	413	8	23,7	1,3 pp
	<b>LT</b>	25	0	4,7	0,2 pp
	<b>SK</b>	1	1	0,0	0,0 pp

#### Kąciaki kawowe i sklepy convenience

#



- Wzrost sprzedaży o 4% (r/r), w tym: w Polsce o 3%, w Czechach o 6%, na Litwie o 2% i w Niemczech o 6%\*.
- Wzrost udziałów na wszystkich rynkach (r/r). Największy wzrost w Czechach o 1,3 pp w efekcie pełnego efektu włączenia do sieci Benzina stacji paliw przejętych od OMV.
- 2802 stacji na koniec 2Q19, tj. wzrost liczby stacji o 20 (r/r), w tym: w Polsce o 8, w Niemczech o 3, w Czechach o 8 i na Słowacji o 1 stację.
- Rozwój oferty pozapaliwowej poprzez otwarcie w 2Q19 kolejnych 22 punktów. Na koniec 2Q19 funkcjonowało 2069 punktów, w tym: 1673 Stop Cafe w Polsce (włączając w to 420 sklepów convenience pod marką O!SHOP), 282 Stop Cafe w Czechach, 23 Stop Cafe na Litwie oraz 91 Star Connect w Niemczech.

\* Obejmuje również wzrost sprzedaży paliw poza siecią stacji własnych. Wzrost sprzedaży wolumenowej na stacjach paliw ORLEN Deutschland o 4% (r/r)

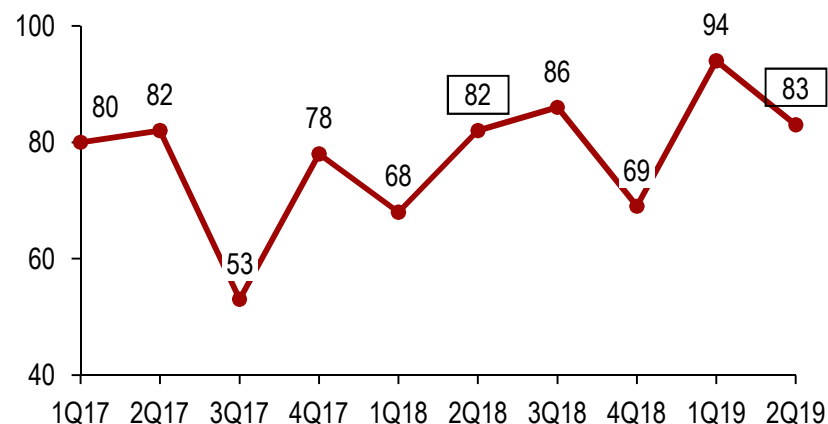
# Wydobycie – EBITDA LIFO

## Ujemny wpływ makro i spadku wolumenów sprzedaży



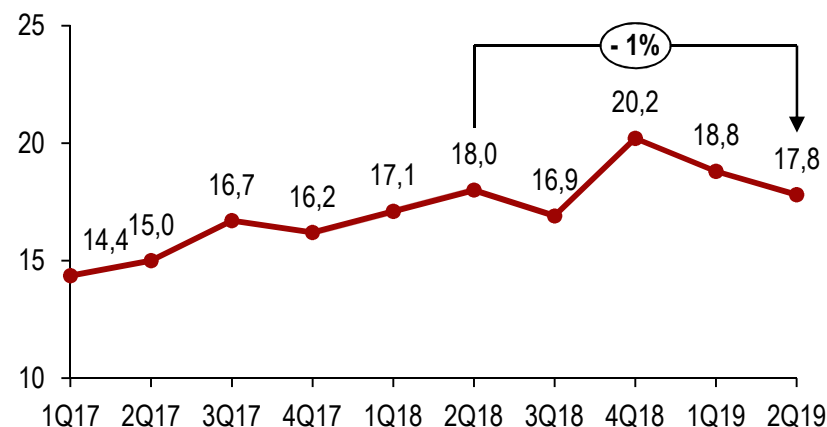
### EBITDA LIFO

mln PLN



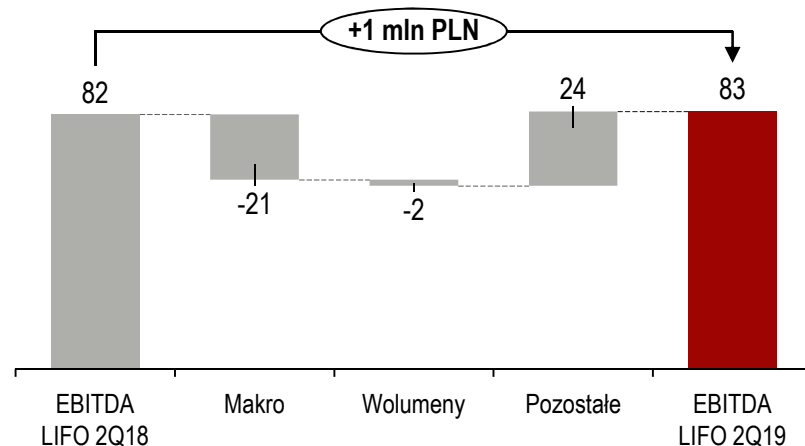
### Średnie wydobycie

tys. boe/d



### EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Pozostałe obejmują głównie rozliczenie i wycenę pochodnych instrumentów finansowych.



- Ujemny wpływ makro w efekcie spadku cen ropy, gazu i kondensatu gazowego (r/r).
- Ujemny wpływ spadku wolumenów sprzedaży w efekcie ograniczenia produkcji ropy i gazu w Kanadzie na skutek nieplanowanych postojów technologicznych. Spadek średniego wydobywania w Kanadzie o (-) 0,2 tys. boe/d (r/r) przy porównywalnym wydobywaniu w Polsce (r/r).

## Polska



### Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

Ok. 13 mln boe\* (4% węglowodory ciekłe, 96% gaz)

### 2Q19

Średnie wydobycie: 0,9 tys. boe/d (100% gaz)

EBITDA: (-) 1 mln PLN

CAPEX: 30 mln PLN

### 6M19

Średnie wydobycie: 0,9 tys. boe/d (100% gaz)

EBITDA: 6 mln PLN

CAPEX: 57 mln PLN

### 2Q19

- Kontynuowano wiercenie otworu Czarna Dolna-1 (projekt Bieszczady).
- Rozpoczęto wiercenie otworu Bystrowice-OU2 (projekt Miocen).
- Realizowano prace przygotowawcze związane z budową placu w celu rozpoczęcia wiercenia otworu Bystrowice-OU3 (projekt Miocen).
- Kontynuowano processing i interpretację danych sejsmicznych Bystrowice II SWATH 3D (projekt Miocen) i Chełmno 3D (projekt Edge).

## Kanada



### Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

Ok. 198 mln boe\* (56% węglowodory ciekłe, 44% gaz)

### 2Q19

Średnie wydobycie: 16,9 tys. boe/d (46% węglowodory ciekłe)

EBITDA: 83 mln PLN

CAPEX: 89 mln PLN

### 6M19

Średnie wydobycie: 17,4 tys. boe/d (48% węglowodory ciekłe)

EBITDA: 169 mln PLN

CAPEX: 209 mln PLN

### 2Q19

- Rozpoczęto wiercenie 1 odwiertu (0,8 netto) na obszarze Kakwa.
- 4 odwierty (3,2 netto) na obszarze Kakwa zostały poddane zabiegowi szczelinowania.
- Do produkcji zostały podłączone 2 otwory (1,6 netto) na obszarze Ferrier oraz 2 otwory (1,6 netto) na obszarze Kakwa.

\* Dane na dzień 31.12.2018

Netto - liczba odwiertów pomnożona przez procent udziału w poszczególnym aktywie



Najważniejsze liczby i wydarzenia 2Q19



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



Perspektywy rynkowe 2019r.

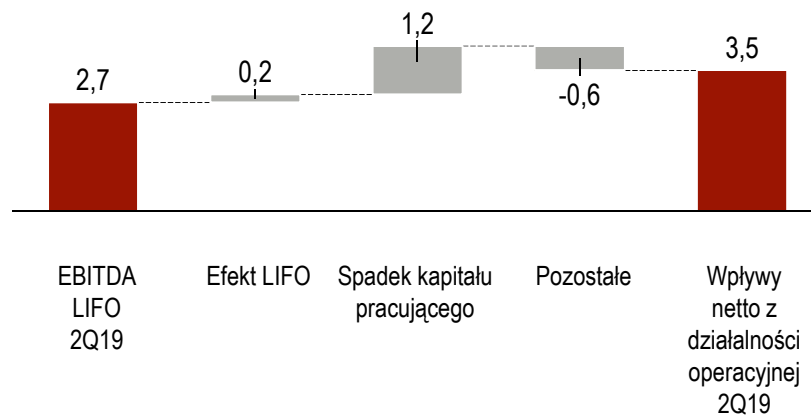


# Przepływy pieniężne



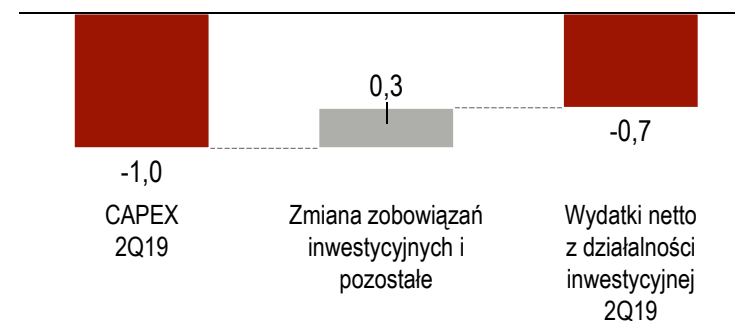
## Przepływy z działalności operacyjnej

mld PLN



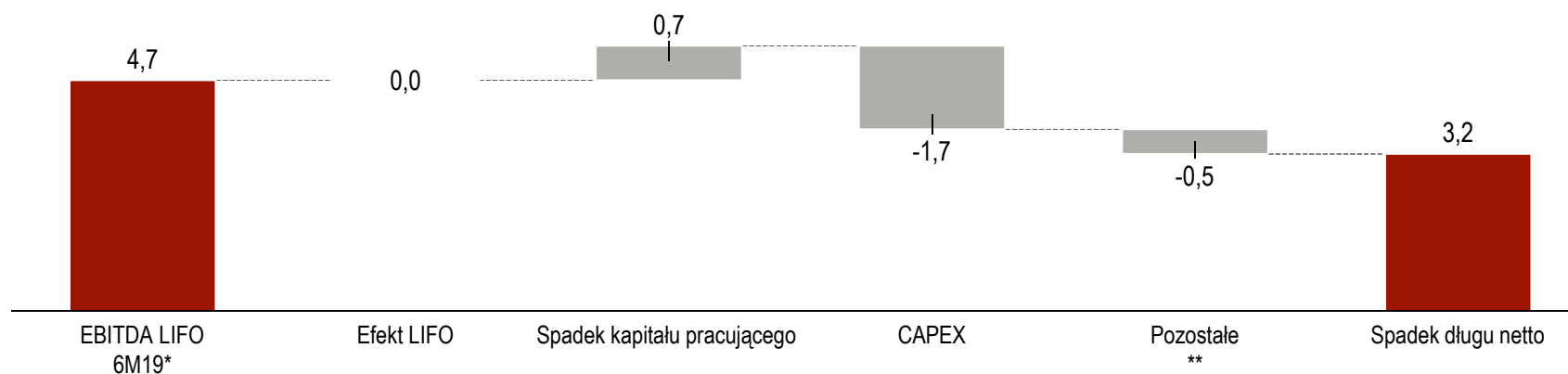
## Przepływy z działalności inwestycyjnej

mld PLN



## Wolne przepływy pieniężne 6M19

mld PLN

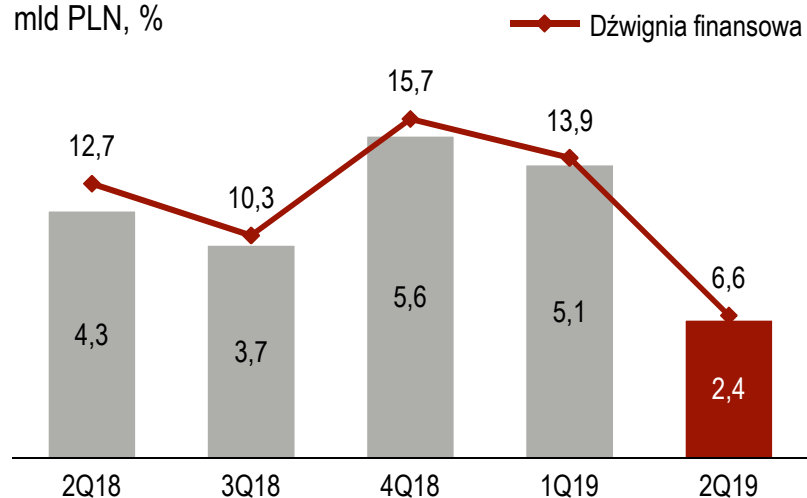


\* Wynik zawiera 0,2 mld PLN dodatniego wpływu z tytułu przeceny zapasów (NRV)

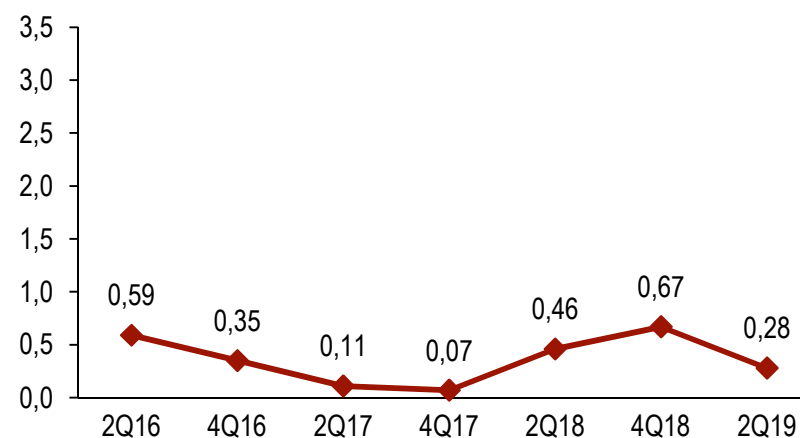
\*\* głównie zapłacony podatek dochodowy, eliminacja zysków jednostek konsolidowanych metodą praw własności, różnice kursowe (operacyjne oraz dotyczące zadłużenia) oraz zapłacone odsetki

## Dług netto i dźwignia finansowa

mld PLN, %

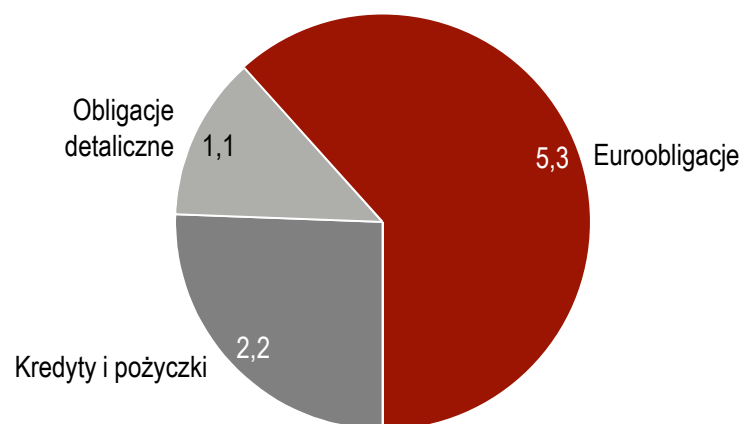


## Dług netto/EBITDA LIFO



## Zdywersyfikowane źródła finansowania (dług brutto)

mld PLN



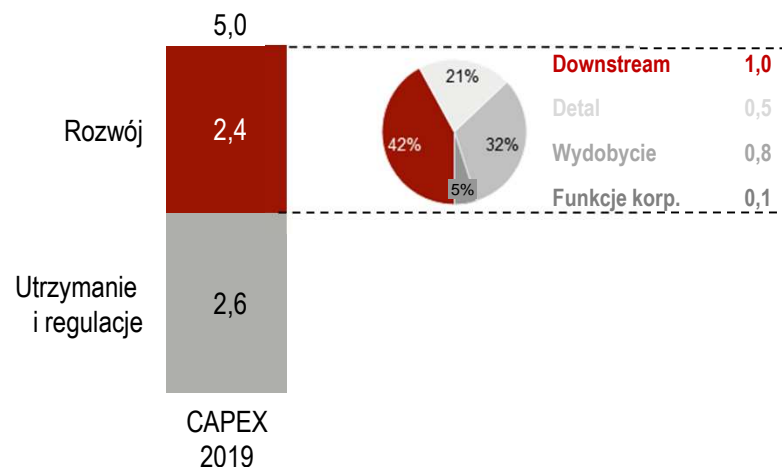
- Struktura walutowa długu brutto: EUR 86%, PLN 13%, CAD 1%.
- Średni termin zapadalności zadłużenia 2021r.
- Rating inwestycyjny: BBB- z perspektywą stabilną (Fitch), Baa2 z perspektywą stabilną (Moody's).
- Spadek zadłużenia netto o (-) 2,7 mld PLN (kw/kw) głównie w efekcie dodatnich przepływów z działalności operacyjnej w wysokości 3,5 mld PLN ograniczonych wydatkami inwestycyjnymi na poziomie (-) 0,7 mld PLN.
- Zapasy obowiązkowe w bilansie na koniec 2Q19 wyniosły 5,3 mld PLN, z czego w Polsce 4,7 mld PLN.

# Nakłady inwestycyjne



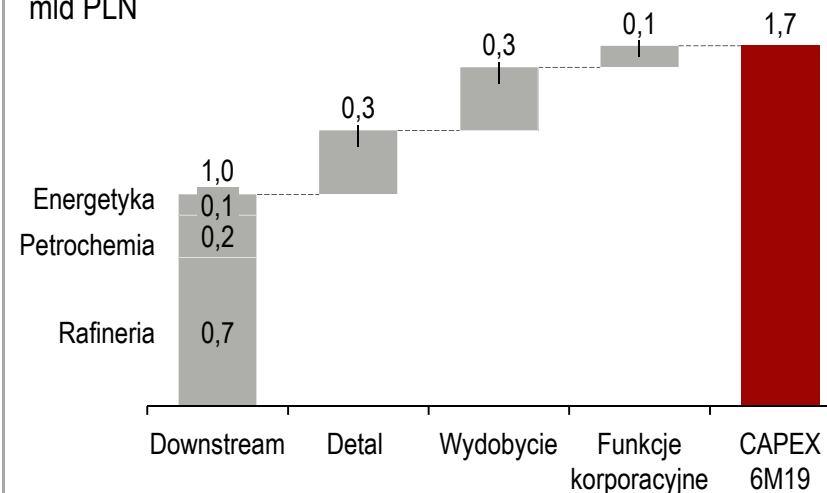
## Planowany CAPEX 2019

mld PLN, %



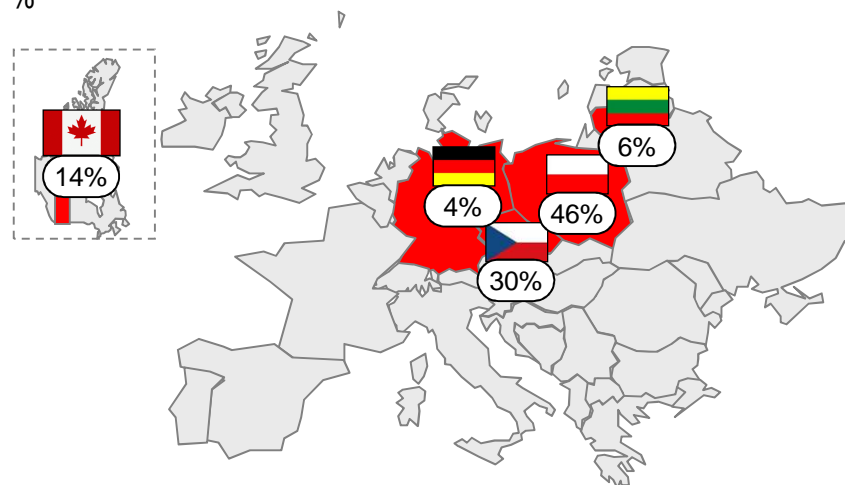
## Zrealizowany CAPEX 6M19 – podział na segmenty

mld PLN



## Zrealizowany CAPEX 6M19 – podział wg krajów

%



## Główne projekty rozwojowe realizowane w 2Q19



- Budowa instalacji Polietylenu w Czechach
- Budowa instalacji Metatezy w Płocku
- Budowa instalacji PPF Splitter na Litwie
- Projekty w ramach Strategii Kawernowej w Polsce



- Otwarto 6 stacji paliw (w tym: 3 w Polsce, 1 w Niemczech, 1 w Czechach i 1 na Słowacji), zamknięto 7 i zmodernizowano 3
- Otwarto 22 punkty Stop Cafe/Star Connect (włączając w to sklepy convenience pod marką O!SHOP)



- Kanada – 89 mln PLN / Polska – 30 mln PLN

\* CAPEX 2Q19 wyniósł 994 mln PLN: rafineria 441 mln PLN, petrochemia 114 mln PLN, energetyka 69 mln PLN, detal 192 mln PLN, wydobycie 119 mln PLN, FK 59 mln PLN



Najważniejsze liczby i wydarzenia 2Q19



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



Perspektywy rynkowe 2019r.



## Makro

- Ropa Brent – oczekiwany porównywalny poziom ceny ropy ze średnią za 2018r. Oczekiwany negatywny wpływ na cenę ropy w efekcie spowolnienia gospodarki światowej oraz wzrostu wydobycia w USA, ograniczony będzie poprzez spadek wydobycia ropy na skutek porozumienia krajów OPEC+ przedłużonego do końca marca 2020r., wojny handlowej USA-Chiny, sankcji nałożonych przez USA na Iran i Wenezuelę oraz sytuacji geopolitycznej na Bliskim Wschodzie.
- Marża downstream – oczekiwany porównywalny poziom marży downstream ze średnią za 2018r. Oczekiwany wzrost marży rafineryjnej z dyferencjałem Brent-Ural w efekcie rosnącego zapotrzebowania na średnie destylaty oraz spadku popytu na ropę Ural na skutek zbliżającego się wprowadzenia regulacji IMO od 2020r. Pozytywny wpływ wzrostu marży rafineryjnej z dyferencjałem Brent-Ural zostanie zniwelowany poprzez spadek marż petrochemicznych w efekcie uruchomienia nowych mocy petrochemicznych opartych głównie na tańszym wsadzie. Czynnikiem wspierającym poziom marży downstream jest oczekiwany dalszy wzrost konsumpcji paliw i produktów petrochemicznych na rynkach macierzystych.



## Gospodarka

- Prognozy PKB\* – Polska 4,5%, Czechy 2,5%, Litwa 2,7%, Niemcy 0,8%.
- Konsumpcja paliw – oczekiwana stabilizacja popytu na benzynę oraz nieznaczny wzrost popytu na olej napędowy w Czechach, Niemczech i na Litwie. W Polsce oczekiwany dalszy wzrost popytu na benzynę oraz olej napędowy.



## Regulacje

- Ograniczenie handlu w niedziele – w 2019r. handel będzie dozwolony wyłącznie w ostatnią niedzielę miesiąca. Zakaz handlu nie dotyczy stacji paliw.
- Opłata emisyjna – wejście w życie od 2019r.
- NCW – w 2019r. poziom bazowy NCW wynosi 8,0%. PKN ORLEN będzie mógł skorzystać z możliwości redukcji wskaźnika do 5,58%.

\* Polska (NBP, lipiec 2019); Niemcy (RGE, maj 2019); Czechy (CNB, maj 2019); Litwa (LB, marzec 2019)

# Dziękujemy za uwagę



**ORLEN**

W celu uzyskania dalszych informacji o PKN ORLEN, prosimy o kontakt z Biurem Relacji Inwestorskich:

telefon: + 48 24 256 81 80

faks: + 48 24 367 77 11

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

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



## Slajdy pomocnicze

## Wyniki – podział na kwartały



mln PLN	2Q18	1Q19	2Q19	Δ (r/r)	6M18	6M19	Δ
Przychody	26 701	25 246	29 228	9%	49 942	54 474	9%
EBITDA LIFO	2 127	2 014	2 732	28%	4 020	4 746	18%
efekt LIFO	936	-175	217	-77%	1 080	42	-96%
EBITDA	3 063	1 839	2 949	-4%	5 100	4 788	-6%
Amortyzacja	-673	-833	-846	-26%	-1 299	-1 679	-29%
EBIT LIFO	1 454	1 181	1 886	30%	2 721	3 067	13%
EBIT	2 390	1 006	2 103	-12%	3 801	3 109	-18%
Wynik netto	1 773	849	1 601	-10%	2 817	2 450	-13%



## Wyniki – podział na segmenty



2Q19 mln PLN	Downstream	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	SUMA
EBITDA LIFO	1 991	859	83	-201	2 732
Efekt LIFO	217	-	-	-	217
EBITDA	2 208	859	83	-201	2 949
Amortyzacja	-589	-153	-66	-38	-846
EBIT	1 619	706	17	-239	2 103
EBIT LIFO	1 402	706	17	-239	1 886

2Q18 mln PLN	Downstream	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	SUMA
EBITDA LIFO	1 580	677	82	-212	2 127
Efekt LIFO	936	-	-	-	936
EBITDA	2 516	677	82	-212	3 063
Amortyzacja	-451	-114	-82	-26	-673
EBIT	2 065	563	0	-238	2 390
EBIT LIFO	1 129	563	0	-238	1 454

## EBITDA LIFO – podział na segmenty



mln PLN	2Q18	1Q19	2Q19	$\Delta$ (r/r)	6M18	6M19	$\Delta$
Downstream	1 580	1 449	1 991	26%	3 093	3 440	11%
Detal	677	676	859	27%	1 141	1 535	35%
Wydobycie	82	94	83	1%	150	177	18%
Funkcje korporacyjne	-212	-205	-201	5%	-364	-406	-12%
<b>EBITDA LIFO</b>	<b>2 127</b>	<b>2 014</b>	<b>2 732</b>	<b>28%</b>	<b>4 020</b>	<b>4 746</b>	<b>18%</b>

# Wyniki – podział na spółki



2Q19 mln PLN	PKN ORLEN S.A.	Unipetrol <sup>2</sup>	ORLEN Lietuva <sup>2</sup>	Pozostałe i korekty konsolidacyjne	Razem
Przychody	22 768	5 691	5 308	-4 539	29 228
EBITDA LIFO	1 919	300	43	470	2 732
Efekt LIFO <sup>1</sup>	165	-21	68	5	217
EBITDA	2 084	279	111	475	2 949
Amortyzacja	-430	-186	-37	-193	-846
EBIT	1 654	93	74	282	2 103
EBIT LIFO	1 489	114	6	277	1 886
Przychody finansowe	731	13	-3	-519	222
Koszty finansowe	-298	-20	3	131	-184
Wynik netto	1 683	38	62	-182	1 601

<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> Prezentowane dane przedstawiają wyniki Grupy Unipetrol oraz Orlen Lietuva wg MSSF przed uwzględnieniem korekt dokonanych na potrzeby konsolidacji PKN ORLEN

mIn PLN	2Q18	1Q19	2Q19	Δ (r/r)	6M18	6M19	Δ
Przychody	4 622	4 359	5 308	15%	8 812	9 667	10%
EBITDA LIFO	113	206	43	-62%	169	249	47%
EBITDA	156	147	111	-29%	220	258	17%
EBIT	136	109	74	-46%	182	183	1%
Wynik netto	101	113	62	-39%	141	175	24%

- Wzrost przychodów ze sprzedaży dzięki wyższej o 13% (r/r) sprzedaży wolumenowej w efekcie poprawy wykorzystania mocy przerobowych, korzystnej sytuacji rynkowej i uruchomienia instalacji PPF Splitter (propylen).
- Wyższy przerób ropy i wyższe wykorzystania mocy rafineryjnych o 18 pp (r/r) w rezultacie braku cyklicznego postoju rafinerii z 2 kw'18. Niższy uzysk paliw o (-) 4 pp (r/r) w rezultacie wykorzystania w 2 kw'18 półproduktów zgromadzonych przed cyklicznym postojem.
- EBITDA LIFO niższa o (-) 70 mln PLN (r/r) głównie w efekcie przeszacowania zapasów do cen możliwych do uzyskania (tzw. NRV) w kwocie (-) 75 mln PLN (r/r) na skutek spadku notowań ropy naftowej i produktów, ujemnego wpływu otoczenia makroekonomicznego w rezultacie obniżenia dyferencjału U/B, przy pozytywnym wpływie wyższych wolumenów sprzedaży, marż handlowych oraz transakcji zabezpieczających przepływy pieniężne.
- CAPEX 2Q19: 43 mln PLN.

mIn PLN	2Q18	1Q19	2Q19	Δ (r/r)	6M18	6M19	Δ
Przychody	5 186	4 843	5 691	10%	9 659	10 534	9%
EBITDA LIFO	393	150	300	-24%	640	450	-30%
EBITDA	564	165	279	-51%	790	444	-44%
EBIT	432	-20	93	-78%	533	73	-86%
Wynik netto	483	-8	38	-92%	544	30	-94%

- Wzrost przychodów ze sprzedaży głównie dzięki wyższej o 6% (r/r) sprzedaży wolumenowej, głównie produktów rafineryjnych oraz paliw w segmencie detalicznym.
- Wzrost wykorzystania mocy rafineryjnych o 12 pp (r/r) oraz uzysku paliw o 6 pp (r/r) w rezultacie braku cyklicznego postoju rafinerii w Kralupach z 2 kw'18.
- EBITDA LIFO niższa o (-) 93 mln PLN (r/r) głównie w efekcie ujemnego wpływu otoczenia makro (spadek dyferencjału i marż na średnich destylatach) w rafinerii, niższych wolumenów sprzedaży petrochemicznej oraz braku otrzymanych w 2 kw'18 odszkodowań z tytułu awarii instalacji do produkcji etylenu, przy dodatnim wpływie wyższych (r/r) wolumenów sprzedaży w rafinerii i detalu oraz wyższych marż handlowych.
- CAPEX 2Q19: 336 mln PLN.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

2Q19: (-) 3 mln PLN /2Q18: (-) 4 mln PLN

1Q19: (-) 5 mln PLN

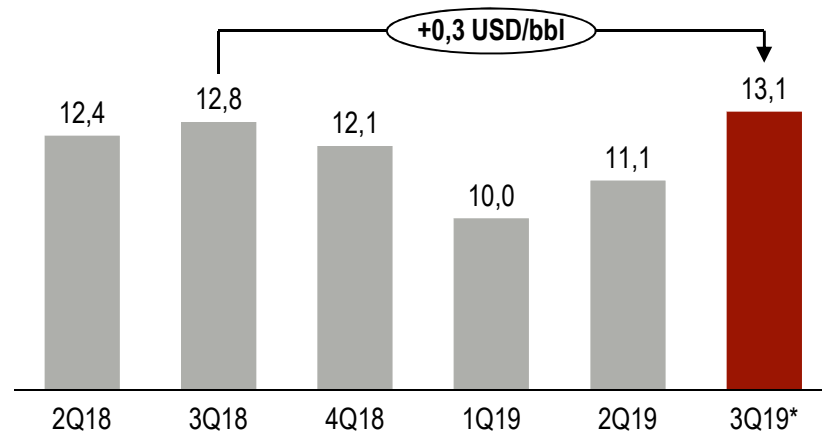
6M19: (-) 8 mln PLN /6M18: 1 mln PLN

# Otoczenie makroekonomiczne w 3Q19



## Wzrost marży downstream

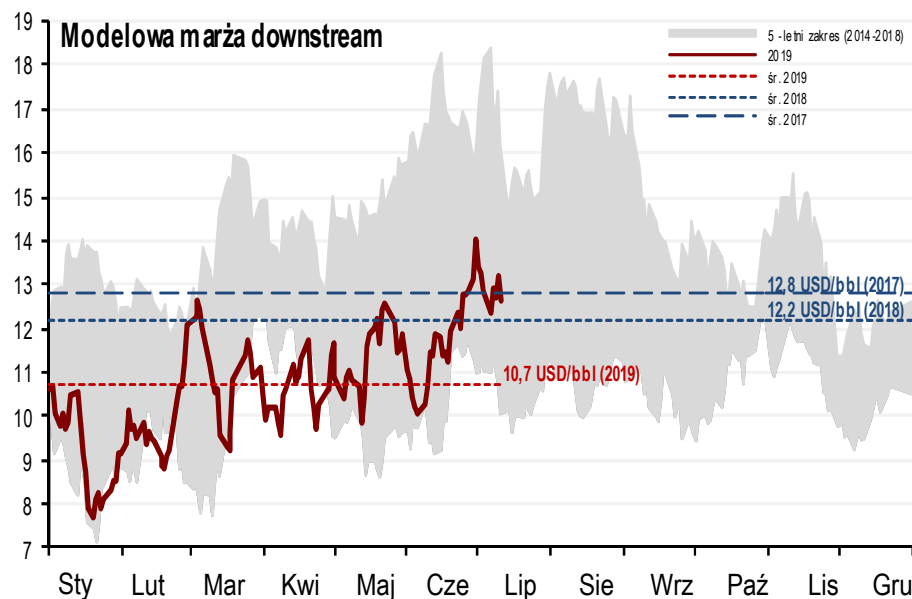
Modelowa marża downstream, USD/bbl



## Struktura produktowa marży downstream

Marże (crack) z notowań

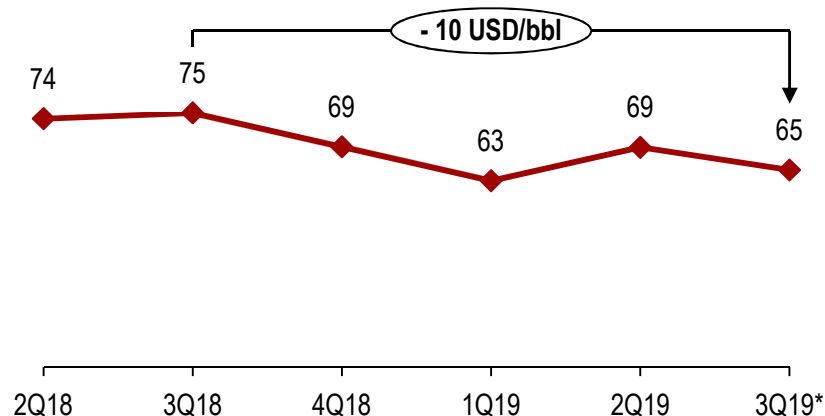
Prod. rafineryjne (USD/t)	3Q18	2Q19	3Q19*	Δ kw/kw	Δ r/r
ON	101	92	98	7%	-3%
Benzyna	171	163	169	4%	-1%
Ciężki olej opałowy	-147	-136	-109	20%	26%
SN 150	164	67	96	43%	-41%
Prod. petrochemiczne (EUR/t)					
Etylen	644	593	562	-5%	-13%
Propylen	552	511	472	-8%	-14%
Benzen	262	174	200	15%	-24%
PX	431	487	374	-23%	-13%



\* Dane do dnia 12.07.2019

## Spadek cen ropy

Średnia cena ropy Brent, USD/bbl



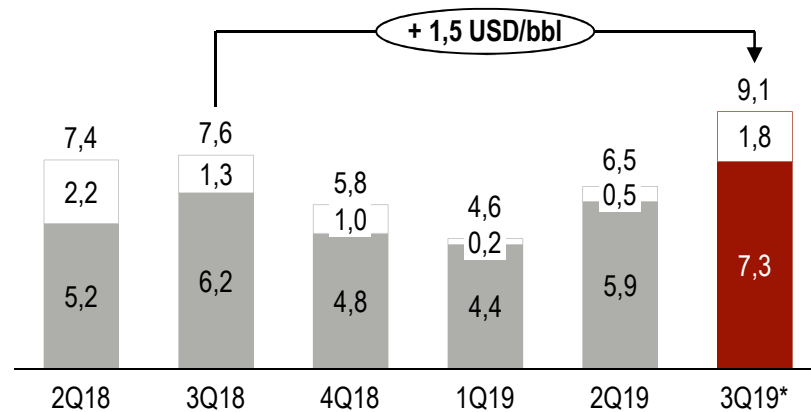
# Otoczenie makroekonomiczne w 3Q19



## Wzrost marży rafineryjnej z dyferencjałem

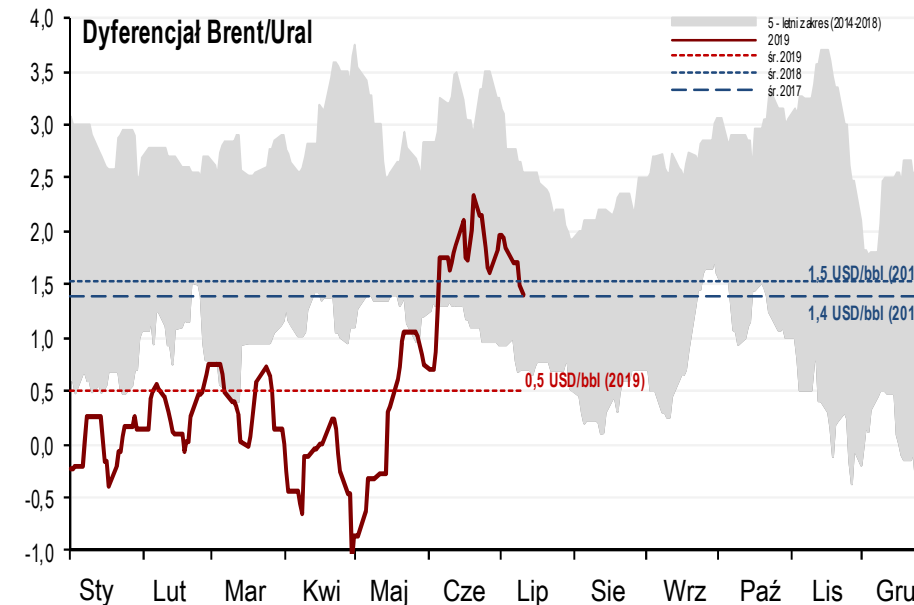
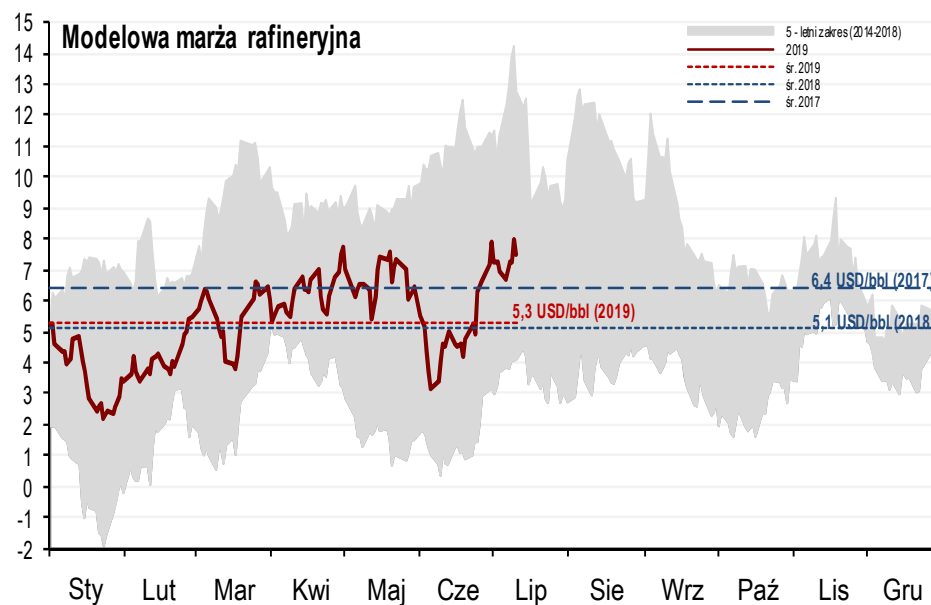
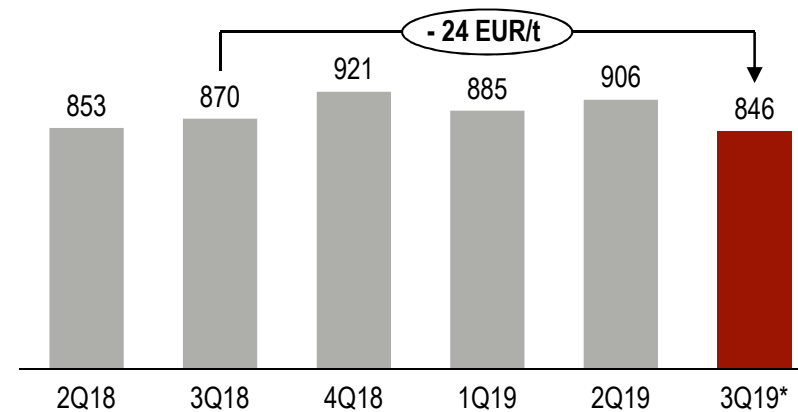
Modelowa marża rafineryjna oraz dyferencjał B/U, USD/bbl

dyferencjał marża



## Spadek marży petrochemicznej

Modelowa marża petrochemiczna, EUR/t



\* Dane do dnia 12.07.2019

# Dane produkcyjne



	2Q18	1Q19	2Q19	Δ (r/r)	Δ (kw/kw)	6M18	6M19	Δ
<b>Przerób ropy w PKN ORLEN (kt)</b>	7 461	8 225	8 289	11%	1%	15 990	16 514	3%
Wykorzystanie mocy przerobowych	85%	95%	94%	9 pp	-1 pp	92%	95%	3 pp
<b>Rafineria w Polsce <sup>1</sup></b>								
Przerób ropy naftowej (kt)	3 802	4 075	3 940	4%	-3%	7 923	3 940	-50%
Wykorzystanie mocy przerobowych	94%	101%	97%	3 pp	-4 pp	98%	97%	-1 pp
Uzysk paliw <sup>4</sup>	79%	82%	87%	8 pp	5 pp	81%	87%	6 pp
Uzysk lekkich destylatów <sup>5</sup>	30%	33%	35%	5 pp	2 pp	32%	35%	3 pp
Uzysk średnich destylatów <sup>6</sup>	49%	49%	52%	3 pp	3 pp	49%	52%	3 pp
<b>Rafinerie w Czechach <sup>2</sup></b>								
Przerób ropy naftowej (kt)	1 627	1 847	1 883	16%	2%	3 482	1 883	-46%
Wykorzystanie mocy przerobowych	75%	86%	87%	12 pp	1 pp	81%	87%	6 pp
Uzysk paliw <sup>4</sup>	77%	81%	83%	6 pp	2 pp	79%	83%	4 pp
Uzysk lekkich destylatów <sup>5</sup>	32%	36%	37%	5 pp	1 pp	34%	37%	3 pp
Uzysk średnich destylatów <sup>6</sup>	45%	45%	46%	1 pp	1 pp	45%	46%	1 pp
<b>Rafineria na Litwie <sup>3</sup></b>								
Przerób ropy naftowej (kt)	1 967	2 223	2 410	23%	8%	4 442	2 410	-46%
Wykorzystanie mocy przerobowych	77%	88%	95%	18 pp	7 pp	88%	95%	7 pp
Uzysk paliw <sup>4</sup>	79%	73%	75%	-4 pp	2 pp	74%	75%	1 pp
Uzysk lekkich destylatów <sup>5</sup>	31%	29%	30%	-1 pp	1 pp	29%	30%	1 pp
Uzysk średnich destylatów <sup>6</sup>	48%	44%	45%	-3 pp	1 pp	45%	45%	0 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 zaokrągleń

<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

**Dźwignia finansowa** = dług netto / kapitał własny wyliczone wg średniego stanu bilansowego w okresie

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

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

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

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

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

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

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



W celu uzyskania dalszych informacji o PKN ORLEN, prosimy o kontakt z Biurem Relacji Inwestorskich:

telefon: + 48 24 256 81 80

faks: + 48 24 367 77 11

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

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