




Skonsolidowane wyniki finansowe PKN ORLEN 3 kwartał 2020r.

29 października 2020r.

 [#ORLEN3Q20@PKN_ORLEN](https://twitter.com/PKN_ORLEN)



Najważniejsze liczby i wydarzenia



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



Perspektywy rynkowe

Najważniejsze liczby i wydarzenia 3Q20

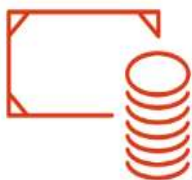


Budowa wartości



Ludzie

- EBITDA LIFO: 2,0 mld PLN
- Pogorszenie makro: spadek marży downstream o (-) 7,3 USD/bbl (r/r) tj. (-) 57%
- Przerób ropy: 8,2 mt tj. 93% wykorzystania mocy
- Sprzedaż: 10,5 mt tj. spadek o (-) 8% (r/r)
- Akwizycje: Grupa LOTOS – trwają rozmowy z potencjalnymi partnerami celem spełnienia środków zaradczych wynegocjowanych z KE / Grupa ENERGA – ogłoszenie wezwania na mniejszościowy pakiet akcji ENERGA / Grupa PGNiG – trwa due diligence oraz prace nad wnioskiem koncentracyjnym do KE / RUCH – planowane objęcie 65% akcji
- Inwestycje: Rozpoczęcie budowy instalacji Visbreakingu w Płocku / Projekt modernizacji instalacji Hydrokrakingu oraz HON w Płocku / Zakończenie budowy instalacji Polietylenu w Czechach / Złożenie raportu środowiskowego oraz wyboru projektanta dla morskiej farmy wiatrowej na Bałtyku / Analiza możliwość budowy 20 biogazowni w ORLEN Południe / List intencyjny z PGNiG dotyczący potencjalnej współpracy przy budowie bloku parowo-gazowego w Ostrołęce oraz rozwoju biogazowni / Rozpoczęcie procesu wyboru wykonawcy hub'u wodorowego we Włocławku
- Detal: Uruchomienie kolejnej stacji w formacie drive-through w Polsce (najnowocześniejszy format w Europie) / Plan budowy dwóch stacji wodorowych w Czechach do końca 2020r. / ORLEN najbardziej rozpoznawalną marką stacji paliw w Polsce (Instytutu Badań Rynkowych i Społecznych)
- ESG: agencja Sustainalytics podwyższyła ocenę ratingową dla PKN ORLEN (5 miejsce na 86 firm z segmentu Oil & Gas Refining and Marketing) / „The Best Annual Report 2019” – PKN ORLEN ponownie nagrodzony za najlepszy Raport Zintegrowany
- Neutralność emisyjna w 2050r. – PKN ORLEN jako pierwszy koncern paliwowy z Europy Środkowej zadeklarował chęć osiągnięcia tak ambitnego celu



Siła finansowa

- Przepływy z działalności operacyjnej: 2,2 mld PLN
- Nakłady inwestycyjne: 2,0 mld PLN
- Dług netto: 11,9 mld PLN / dźwignia finansowa: 28,4%
- Wypłata dywidendy za 2019r.: 0,4 mld PLN (1,00 PLN/akcję)
- Agencja Moody's podwyższyła perspektywę ratingu z negatywnej na pozytywną i utrzymała rating na poziomie Baa2.
- Zabezpieczenie finansowania bieżącej działalności oraz projektów rozwojowych poprzez podpisanie umowy obrotowego kredytu odnawialnego do wysokości 1,75 mld EUR.



Najważniejsze liczby i wydarzenia



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



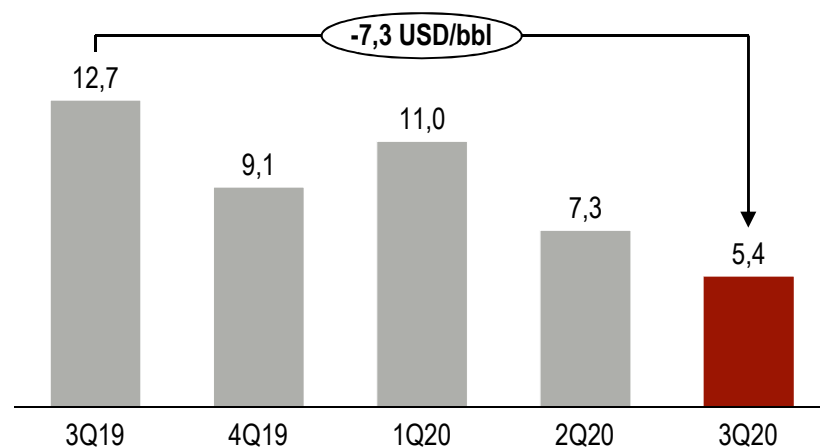
Perspektywy rynkowe

Otoczenie makroekonomiczne 3Q20



Modelowa marża downstream

USD/bbl



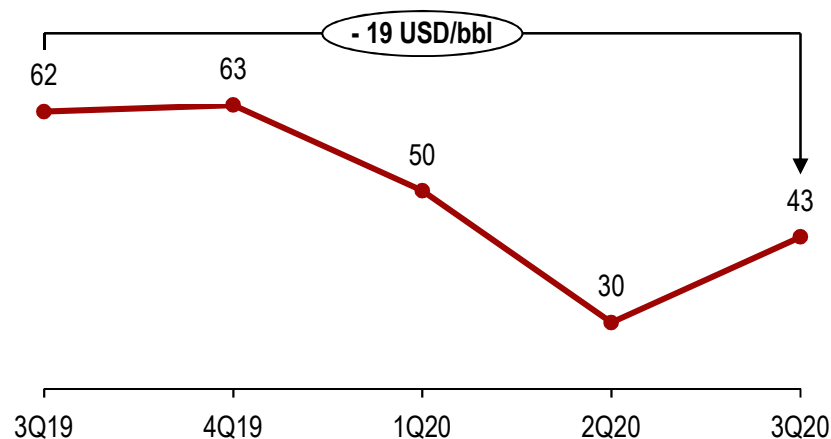
Struktura produktowa marży downstream

Marże (crack) z notowań

| Produkty rafineryjne (USD/t) | 3Q19 | 2Q20 | 3Q20 | Δ (r/r) |
|---------------------------------|------|------|------|---------|
| ON | 115 | 62 | 33 | -71% |
| Benzyna | 154 | 58 | 78 | -49% |
| Ciężki olej opalowy | -140 | -62 | -86 | 39% |
| SN 150 | 119 | 163 | 100 | -16% |
| Produkty petrochemiczne (EUR/t) | | | | |
| Etylen | 568 | 478 | 499 | -12% |
| Propylen | 467 | 421 | 444 | -5% |
| Benzen | 273 | 43 | 90 | -67% |
| PX | 366 | 327 | 235 | -36% |

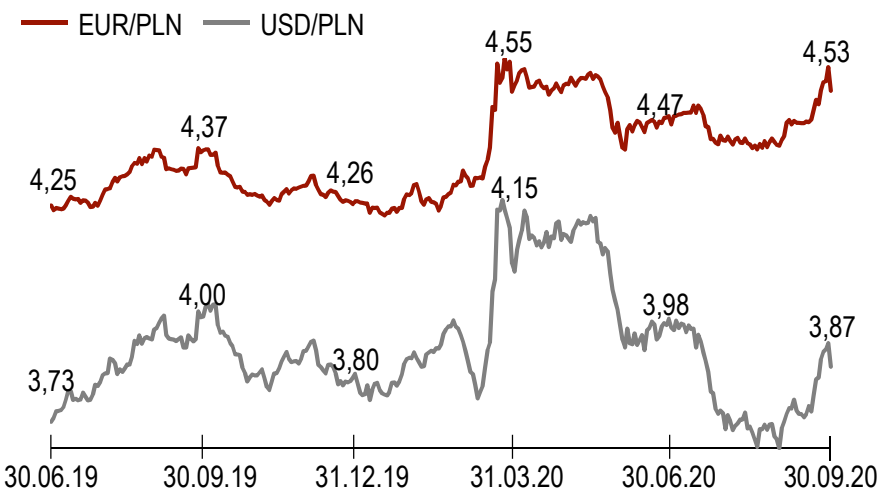
Średnia cena ropy Brent

USD/bbl



Średni kurs PLN wzg. USD i EUR

USD/PLN, EUR/PLN

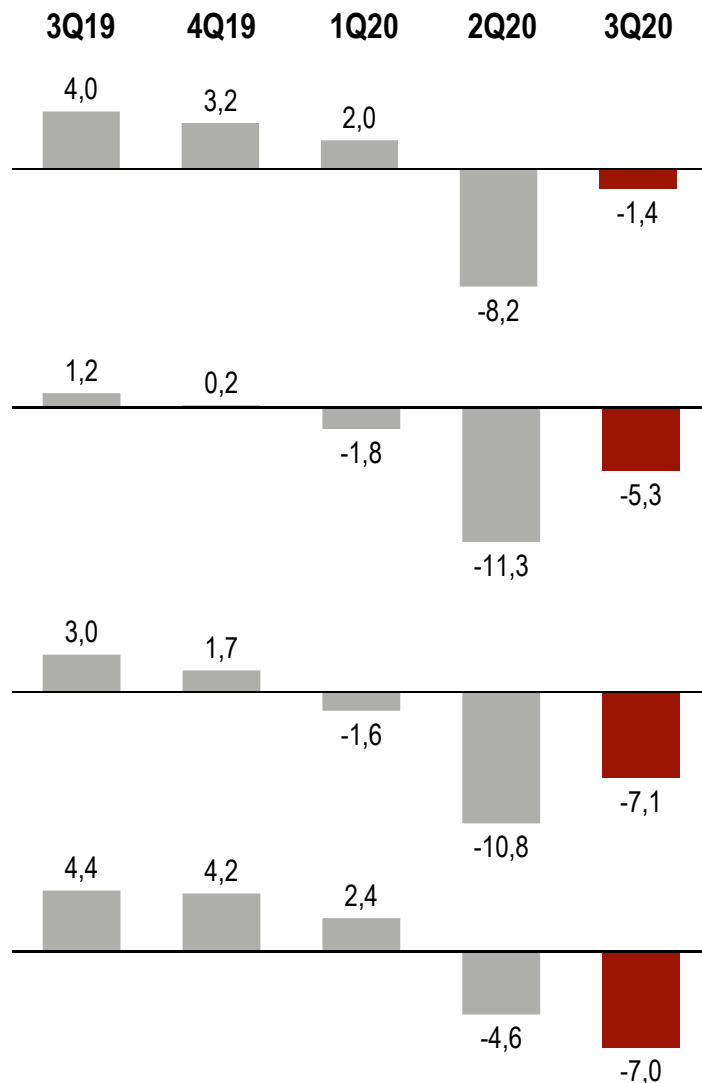


Spadek popytu na olej napędowy ze względu na COVID-19



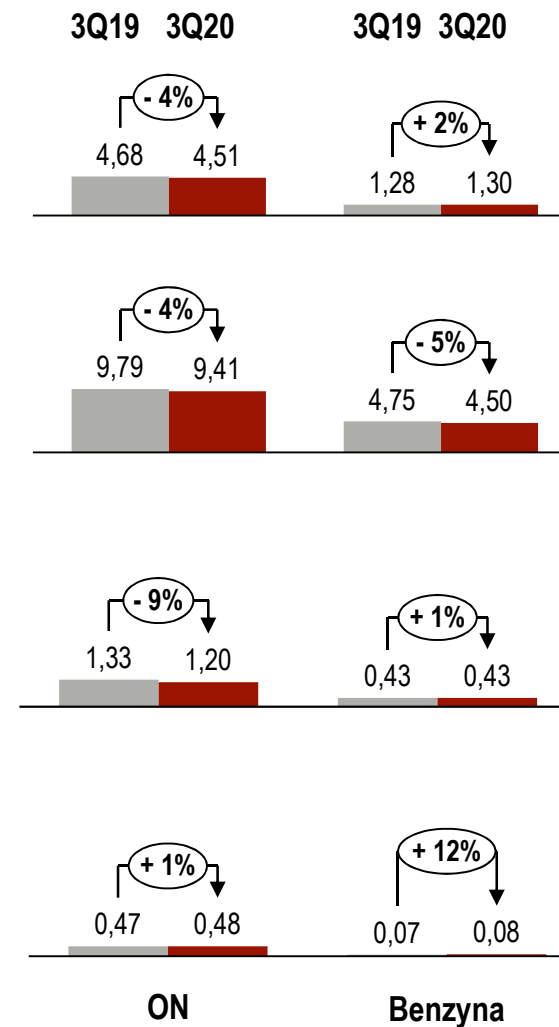
Wzrost PKB¹

Zmiana % (r/r)



Konsumpcja paliw (ON, Benzyna)²

mt



¹ Continuum Economics Forecasts

² 3Q20 – szacunki własne na bazie danych ARE, Litewskiego Urzędu Statystycznego, Czeskiego Urzędu Statystycznego i Niemieckiego Stowarzyszenia Przemysłu Naftowego



Najważniejsze liczby i wydarzenia



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne

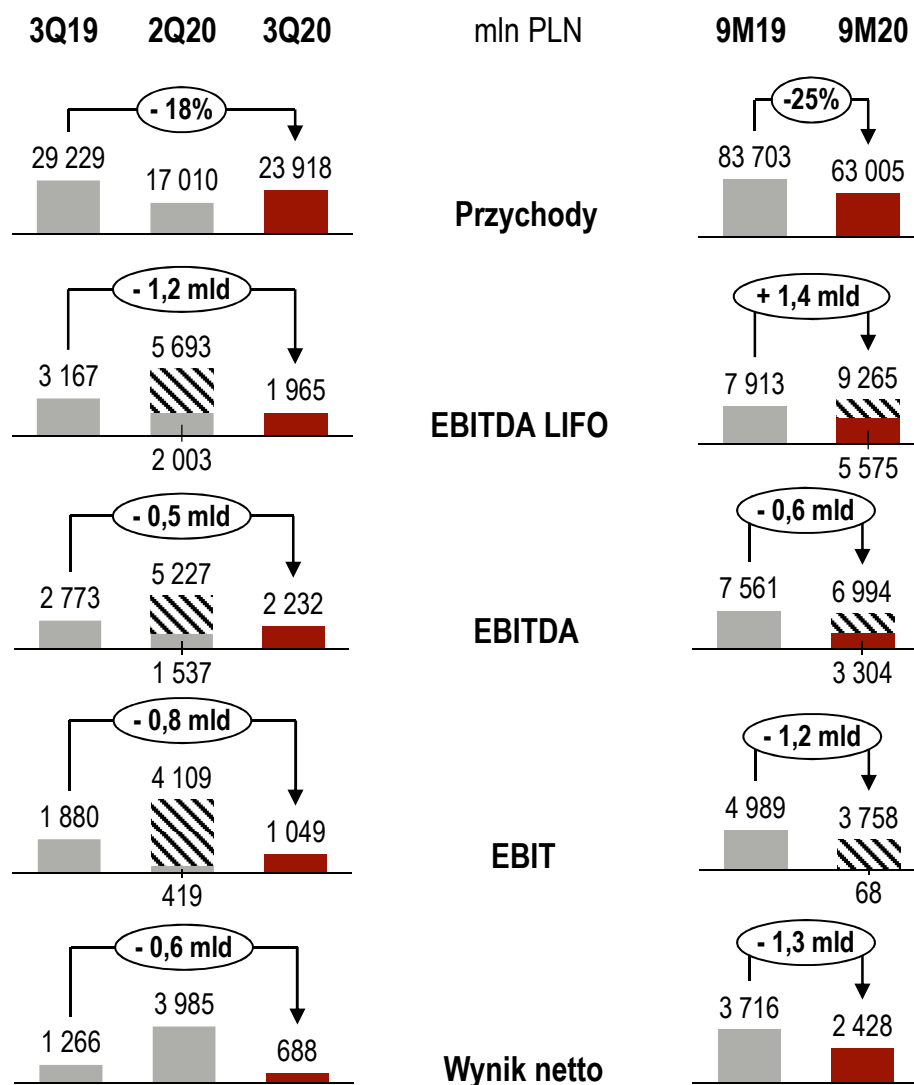


Płynność i inwestycje



Perspektywy rynkowe

Wyniki finansowe



Przychody: spadek o (-) 18% (r/r) w efekcie niższych notowań produktów rafineryjnych i petrochemicznych na skutek spadku cen ropy oraz spadku wolumenów sprzedaży.

EBITDA LIFO: spadek o (-) 1,2 mld PLN (r/r) głównie w efekcie ujemnego wpływu makro, niższych wolumenów sprzedaży, wyższych kosztów stałych i kosztów pracy oraz wykorzystania historycznych warstw zapasów. Powyższe ujemne efekty zostały częściowo ograniczone dodatnim wpływem wyższych marż handlowych w hurcie i detalu, konsolidacji wyników Grupy ENERGA oraz przeceny zapasów (NRV).

Efekt LIFO: 0,3 mld PLN wpływu wzrostu cen ropy na wycenę zapasów.

Wynik na działalności finansowej: (-) 0,2 mld PLN w efekcie nadwyżki ujemnych różnic kursowych, ujemnego wpływu rozliczenia i wyceny pochodnych instrumentów finansowych oraz kosztów odsetkowych.

Wynik netto: spadek o (-) 0,6 mld PLN (r/r), w tym: EBITDA LIFO (-) 1,2 mld PLN (r/r), odpis na aktywach 0,1 mld PLN (r/r), efekt LIFO 0,7 mld PLN (r/r), amortyzacja (-) 0,3 mld PLN oraz podatek dochodowy 0,1 mld PLN (r/r).

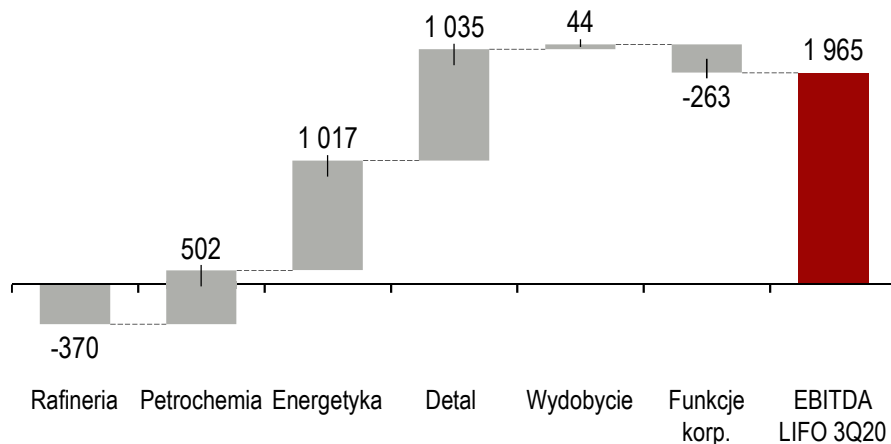
Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q20 8 mln PLN / 2Q20 (-) 146 mln PLN / 3Q19 (-) 73 mln PLN / 9M19 (-) 100 mln PLN / 9M20 (-) 642 mln PLN
 NRV: 3Q20 (-) 66 mln PLN / 2Q20 1.207 mln PLN / 3Q19 (-) 143 mln PLN / 9M19 59 mln PLN / 9M20 (-) 468 mln PLN
 Wyniki 2Q20 i 9M20 uwzględniają zysk na okazijnym nabyciu akcji ENERGA rozpoznany w 2Q20 w wysokości 3.690 mln PLN

EBITDA LIFO



Wyniki segmentów

mln PLN



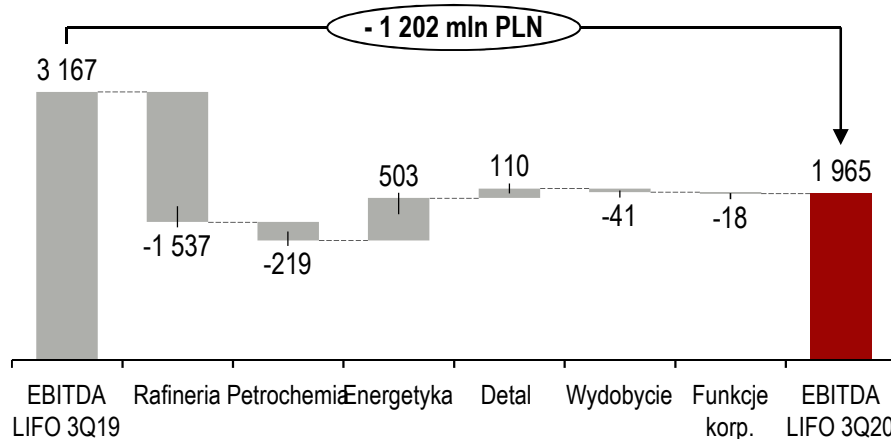
Rafineria: spadek o (-) 1 537 mln PLN (r/r) głównie w efekcie ujemnego wpływu makro oraz niższych wolumenów sprzedaży, ograniczonego dodatnim wpływem wyższych marż handlowych w hurcie oraz przeceny zapasów (NRV).

Petrochemia: spadek o (-) 219 mln PLN (r/r) głównie w efekcie ujemnego wpływu makro.

Energetyka: wzrost o 503 mln PLN (r/r) głównie w efekcie dodatniego wpływu konsolidacji wyników Grupy ENERGA.

Zmiana wyników segmentów (r/r)

mln PLN



Detal: wzrost o 110 mln PLN (r/r) głównie w efekcie dodatniego wpływu wyższych marż paliwowych ograniczonego ujemnym wpływem niższych wolumenów sprzedaży oraz niższych marż pozapaliwowych.

Wydobycie: spadek o (-) 41 mln PLN (r/r) głównie w efekcie ujemnego wpływu makro oraz niższych wolumenów sprzedaży.

Funkcje korporacyjne: wzrost kosztów o (-) 18 mln PLN (r/r) głównie w efekcie przekazywanych darowizn na walkę z COVID-19.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q20 8 mln PLN / 3Q19 (-) 73 mln PLN
NRV: 3Q20 (-) 66 mln PLN / 3Q19 (-) 143 mln PLN

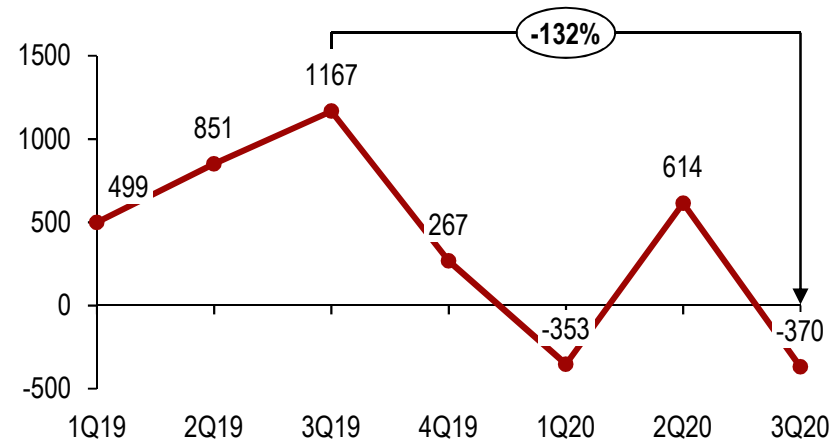
Rafineria – EBITDA LIFO

Ujemny wpływ makro i niższych wolumenów sprzedaży



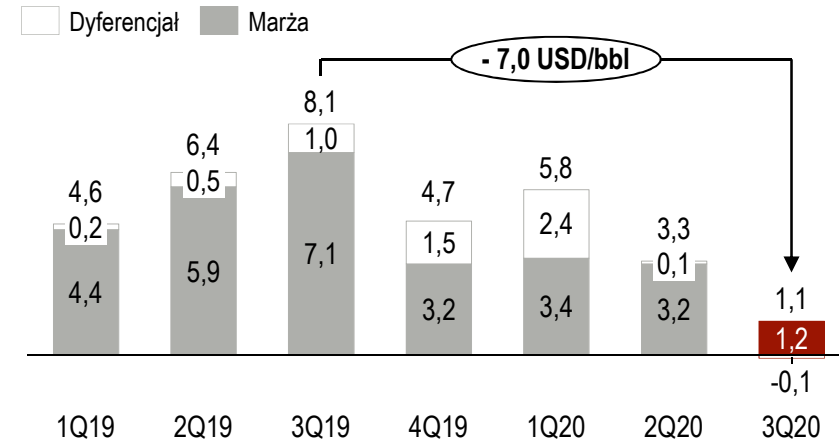
EBITDA LIFO

mln PLN



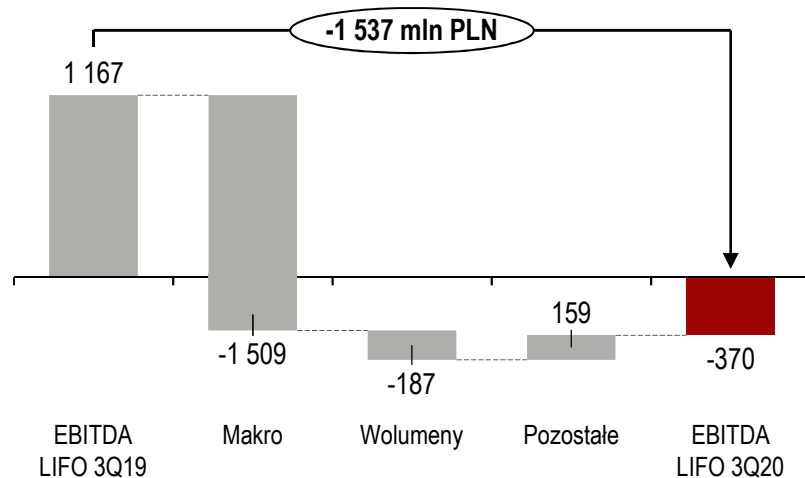
Modelowa marża rafineryjna i dyferencjał Brent/Ural

USD/bbl



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Ujemny wpływ makro (r/r) głównie w efekcie spadku marż na lekkich i średnich destylatach, niższego dyferencjału Brent/Ural o (-) 1,1 USD/bbl oraz umocnienia PLN względem USD. Powyższe ujemne efekty zostały częściowo ograniczone dodatnim wpływem wyższych marż na ciężkich frakcjach rafineryjnych oraz niższych kosztów zużyć własnych w wyniku spadku cen ropy o (-) 19 USD/bbl.
- Spadek wolumenów sprzedaży o (-) 12% (r/r), w tym: benzyny o (-) 4%, oleju napędowego o (-) 5%, LPG o (-) 23%, JET o (-) 61%, COO o (-) 23%.
- Pozostałe obejmują głównie:
 - 0,1 mld PLN (r/r) przeszacowania zapasów (NRV)
 - 0,2 mld PLN (r/r) wyższych marż handlowych w hurcie
 - (-) 0,1 mld PLN wyższe koszty działalności oraz ujemny efekt wykorzystania historycznych warstw zapasów

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q20 2 mln PLN / 3Q19 0 mln PLN
 Makro: marże (-) 1136 mln PLN, dyferencjał B/U (-) 337 mln PLN, kurs (-) 40 mln PLN, hedging 3 mln PLN

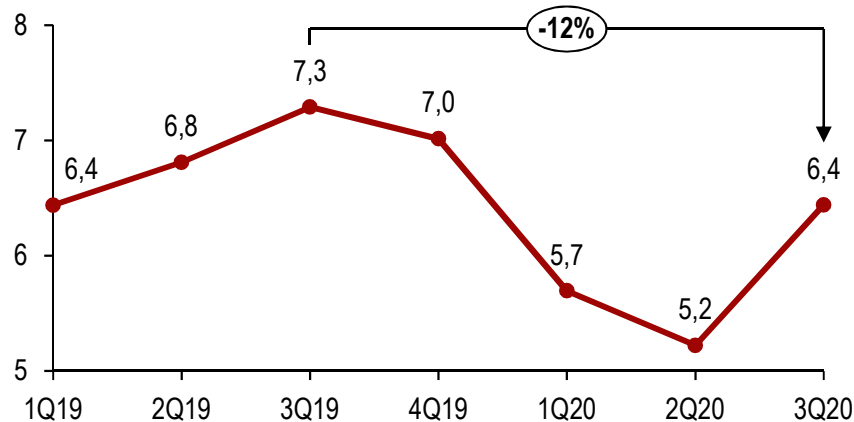
Rafineria – dane operacyjne

Niższy przerób dostosowany do popytu na paliwa oraz makro



Wolumeny sprzedaży

mt



Przerób ropy i wykorzystanie mocy

mt, %

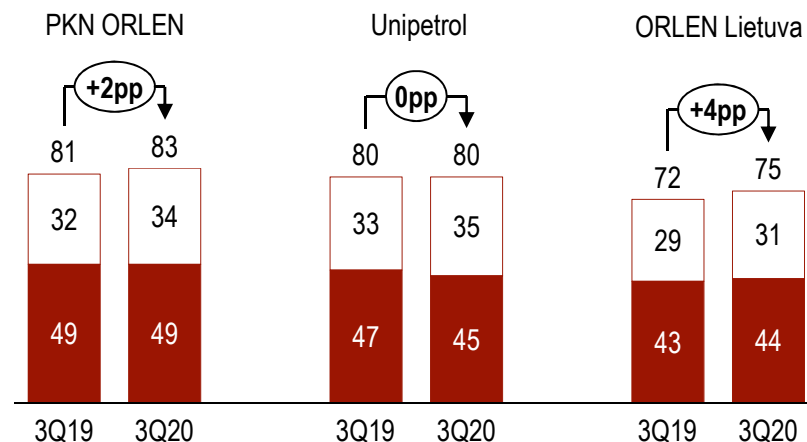
| Przerób (mt) | 3Q19 | 2Q20 | 3Q20 | Δ (r/r) |
|---------------|------------|------------|------------|-------------|
| PKN ORLEN | 4,2 | 3,5 | 4,2 | 0,0 |
| Unipetrol | 2,1 | 0,8 | 1,9 | -0,2 |
| ORLEN Lietuva | 2,6 | 1,8 | 2,1 | -0,5 |
| RAZEM | 9,0 | 6,2 | 8,2 | -0,8 |

| Wykorzystanie mocy (%) | 3Q19 | 2Q20 | 3Q20 | Δ (r/r) |
|------------------------|-------------|------------|------------|--------------|
| PKN ORLEN | 102% | 86% | 103% | 1 pp |
| Unipetrol | 97% | 36% | 88% | -9 pp |
| ORLEN Lietuva | 101% | 73% | 81% | -20 pp |
| RAZEM | 102% | 71% | 93% | -9 pp |

Uzysk paliw

%

□ Uzysk lekkich destylatów ■ Uzysk średnich destylatów



Przerób ropy wyniósł 8,2 mt tj. spadek o (-) 0,8 mt (r/r), w tym:

- PKN ORLEN – porównywalny przerób (r/r).
- Unipetrol – spadek o (-) 0,2 mt (r/r) w efekcie niższego popytu na średnie destylaty oraz postojów remontowych instalacji PE3 w Unipetrol i PCW w Spolana.
- ORLEN Lietuva – spadek o (-) 0,5 mt (r/r) w efekcie dostosowania przerobu do sytuacji makro.
- Wyższy uzysk paliw w PKN ORLEN i ORLEN Lietuva w efekcie wzrostu przerobu rop niskosiarkowych przy porównywalnym poziomie uzysków w Unipetrol.

Sprzedaż wyniosła 6,4 mt tj. spadek o (-) 12% (r/r), w tym: Polska o (-) 10%, Czechy o (-) 10%, ORLEN Lietuva o (-) 15%. Niższa sprzedaż na wszystkich rynkach w efekcie spadku popytu na paliwa (wpływ COVID-19).

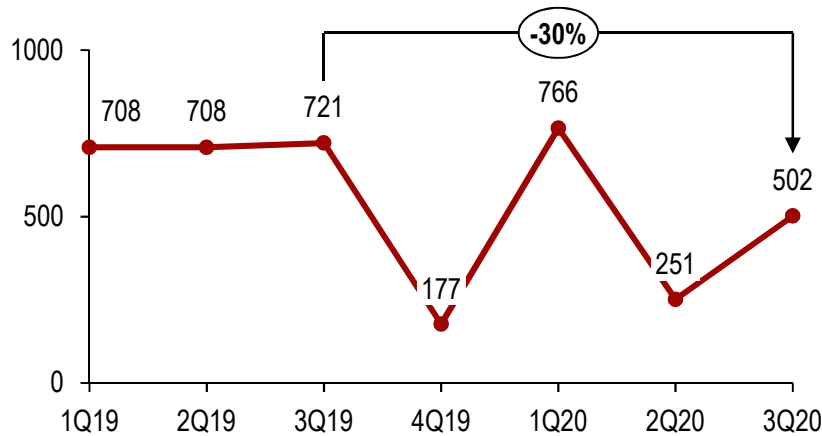
Petrochemia – EBITDA LIFO

Ujemny wpływ makro przy porównywalnej sprzedaży (r/r)



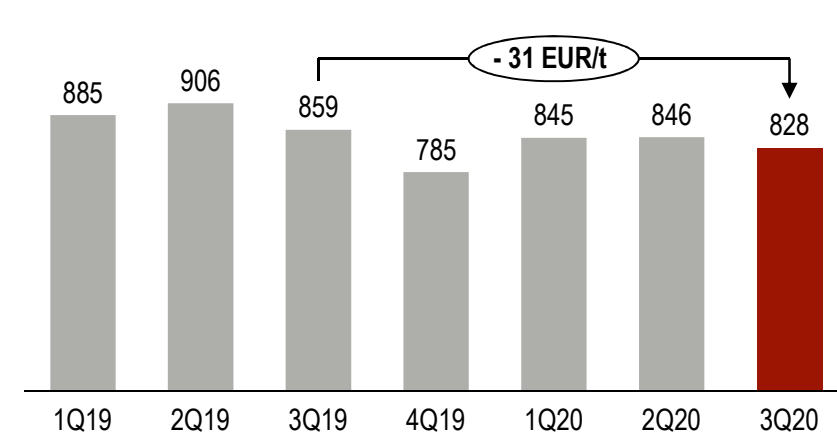
EBITDA LIFO

mln PLN



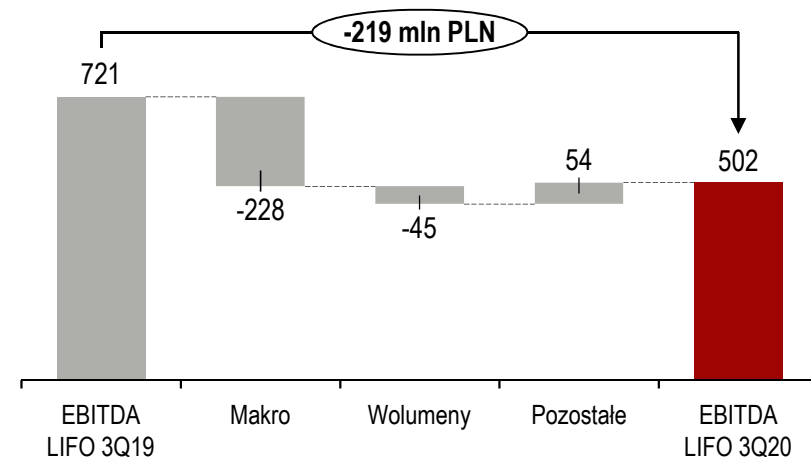
Modelowa marża petrochemiczna

EUR/t



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Ujemny wpływ makro (r/r) w efekcie spadku marż na olefinach i polipropylenie oraz wyniku na transakcjach zabezpieczających. Powyższe ujemne efekty zostały częściowo ograniczone dodatnim wpływem wyższych marż na polietylenie i PCW oraz osłabieniem PLN względem EUR.
- Wolumeny sprzedaży na porównywalnym poziomie (r/r), w tym:
 - wyższa sprzedaż: olefin o 3%, nawozów o 12% i PCW o 9%
 - niższa sprzedaż: poliolefin o (-) 5% i PTA o (-) 14%.
- Pozostałe obejmują głównie:
 - 0,1 mld PLN (r/r) głównie wyższe marże handlowe na produktach.
- EBITDA LIFO 3Q20 w wysokości 502 mln PLN zawiera:
 - 106 mln PLN wyniku Anwil, tj. spadek o (-) 7 mln PLN (r/r).
 - 64 mln PLN wyniku PTA, tj. spadek o (-) 32 mln PLN (r/r).

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q20 (-) 1 mln PLN / 3Q19 (-) 9 mln PLN
 Makro: marże (-) 284 mln PLN, kurs 114 mln PLN, hedging (-) 58 mln PLN

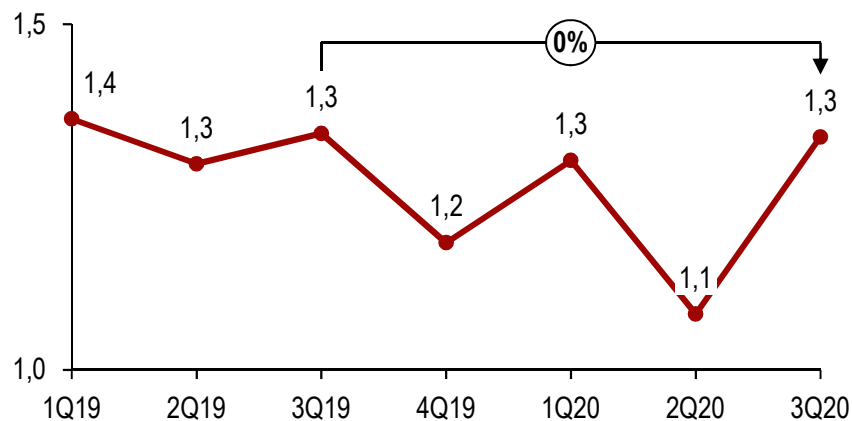
Petrochemia – dane operacyjne

Sprzedaż na porównywalnym poziomie (r/r)



Wolumeny sprzedaży

mt



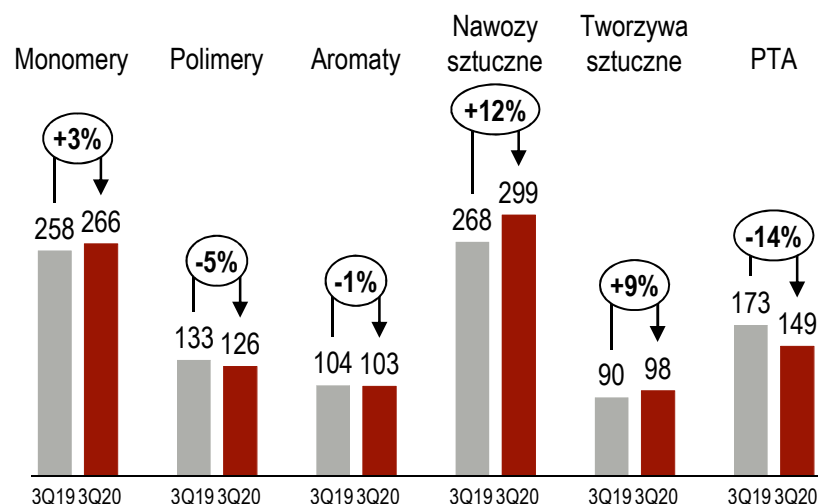
Wykorzystanie mocy

%

| Instalacje petrochemiczne | 3Q19 | 2Q20 | 3Q20 | Δ (r/r) |
|------------------------------|------|------|------|---------|
| Olefiny (Płock) | 76% | 88% | 85% | 9 pp |
| BOP (Płock) | 76% | 77% | 79% | 3 pp |
| Metateza (Płock) | 93% | 68% | 88% | -5 pp |
| Nawozy (Włocławek) | 69% | 68% | 86% | 17 pp |
| PCW (Włocławek) | 68% | 80% | 78% | 10 pp |
| PTA (Włocławek) | 98% | 72% | 83% | -15 pp |
| Olefiny (Unipetrol) | 80% | 18% | 83% | 3 pp |
| PPF Splitter (ORLEN Lietuva) | 98% | 73% | 90% | -8 pp |

Wolumeny sprzedaży – podział na produkty

tys.t



Wykorzystanie mocy instalacji petrochemicznych:

- PKN ORLEN – wzrost wykorzystania mocy (r/r) wynikający z postojów technicznych na instalacjach BOP i Anwil w 3Q19.
- Unipetrol – wyższe wykorzystanie mocy pomimo postojów instalacji PE3 i PCW.
- ORLEN Lietuva – praca instalacji bez istotnych postojów.

Sprzedaż na poziomie 1,3 mt tj. porównywalny poziom (r/r), w tym:

- Polska – wzrost o 7% (r/r) w efekcie wyższej sprzedaży olefin, nawozów i PCW.
- Czechy – spadek o (-) 16% (r/r) głównie w efekcie obniżonego popytu ze strony sektora motoryzacyjnego i budownictwa oraz wpływu postojów remontowych instalacji produkcyjnych.
- ORLEN Lietuva – wzrost o 110% (r/r) w efekcie wzrostu udziału w rynku po uruchomieniu instalacji PPF w 2Q19.

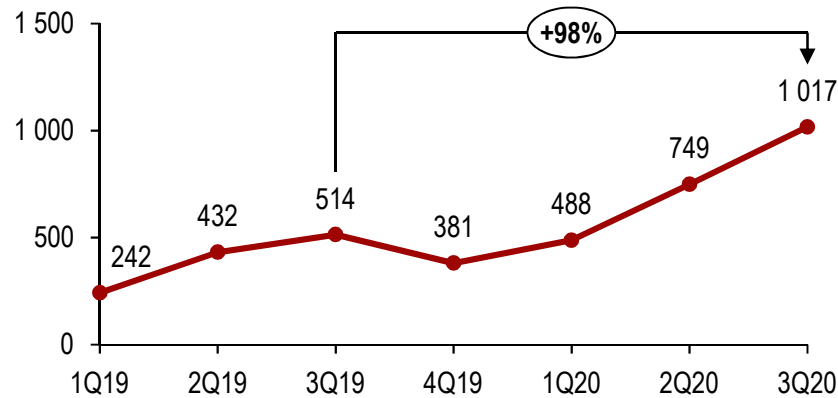
Energetyka – EBITDA LIFO

Dodatni wpływ konsolidacji wyników Grupy ENERGA



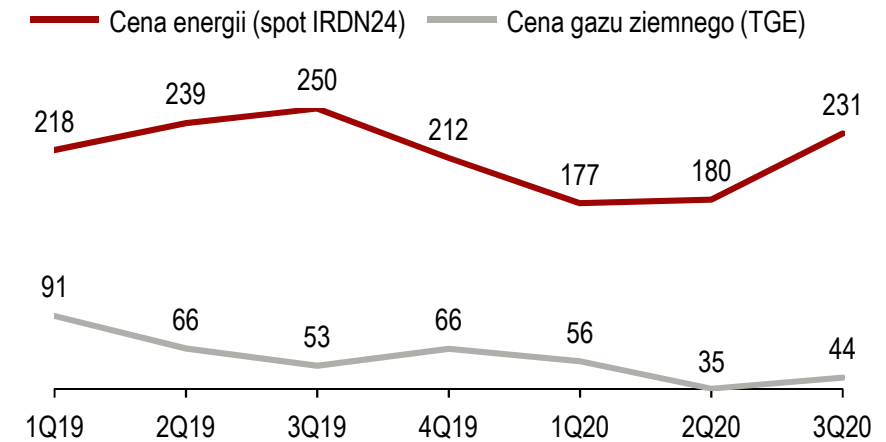
EBITDA LIFO

mln PLN



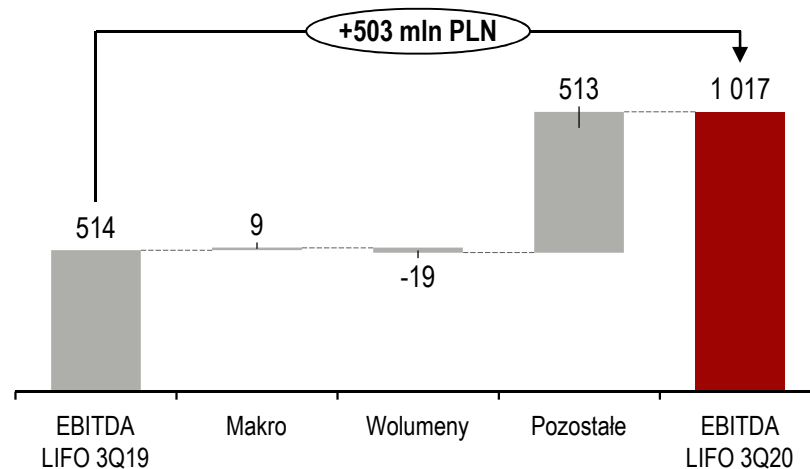
Cena energii i gazu (notowania rynkowe)

PLN/MWh



EBITDA LIFO – wpływ czynników*

mln PLN



- Dodatni wpływ makro (r/r) w efekcie silniejszego spadku cen gazu w porównaniu do cen energii elektrycznej.
- Spadek wolumenów sprzedaży o blisko (-) 0,3 TWh w efekcie niższego zapotrzebowania na energię w gospodarce (wpływ COVID-19).
- Pozostałe obejmują głównie:
 - 486 mln PLN konsolidacji wyników Grupy ENERGA

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q20 (-) 1 mln PLN / 3Q19 0 mln PLN

* Efekty biznesowe nie są kalkulowane dla Grupy ENERGA z uwagi na jej konsolidację w ramach Grupy ORLEN od maja 2020r.

Energetyka – dane operacyjne

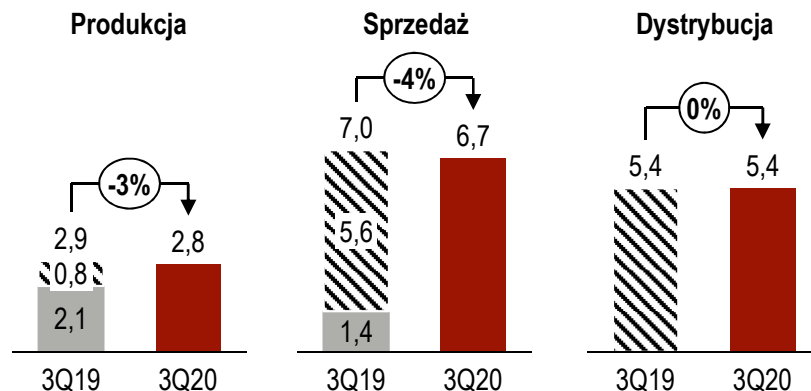
75% produkcji energii el. pochodzi ze źródeł zero i niskoemisyjnych



Wolumeny

TWh

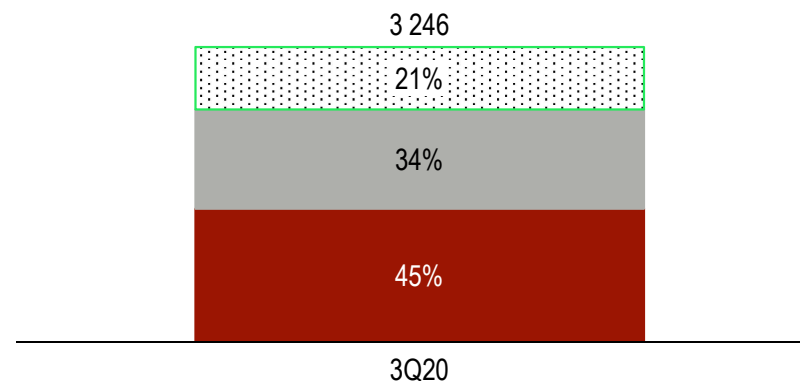
Grupa ENERGA Grupa ORLEN



Moc zainstalowana

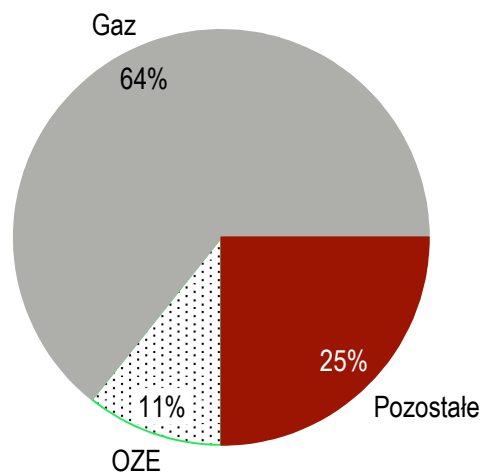
MWe

OZE Gaz Pozostałe



Produkcja energii elektrycznej – źródła wytwarzania

%



- Moc zainstalowana: 3 246 MWe, w tym:
 - Grupa ORLEN 1 810 MWe (474 MWe CCGT Włocławek, 608 MWe CCGT Płock, 359 MWe EC Płock, 92 MWe EC Anwil, 11 MWe ORLEN Południe, 160 MWe ORLEN Lietuva, 106 MWe Unipetrol)
 - Grupa ENERGA 1 436 MWe
- W efekcie spadku zapotrzebowania na energię elektryczną w gospodarce na skutek COVID-19 ograniczono produkcję energii elektrycznej netto o (-) 3% w porównaniu do roku ubiegłego. Sprzedaż energii elektrycznej spadła o (-) 4% (r/r) i wyniosła 6,7 TWh.
- Dystrybucja energii elektrycznej jest w pełni realizowana przez Grupę ENERGA i wynosi 5,4 TWh
- Zużycie gazu na potrzeby segmentu Energetyki Grupy ORLEN (bez ENERGA) wyniosło 0,43 mld m³
- Wolumen emisji CO₂ segmentu Energetyki Grupy ORLEN (bez ENERGA) wyniósł 1,6 mln t.

Grupa ENERGA konsolidowana jest w wynikach Grupy ORLEN od maja 2020r.

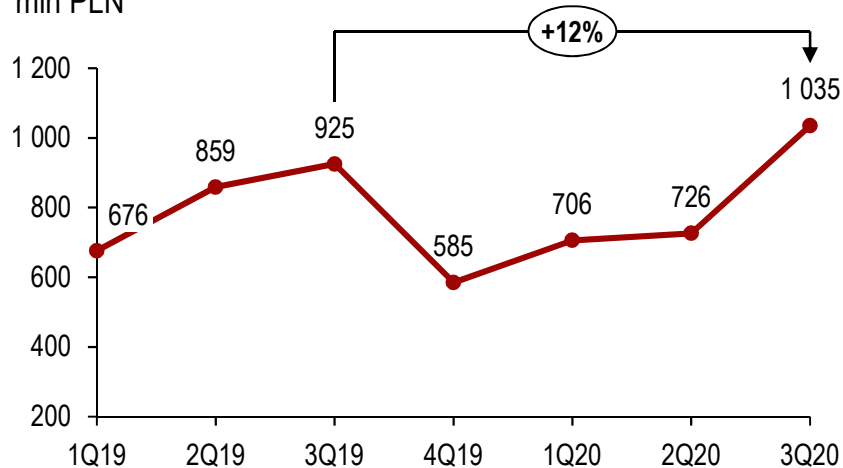
Detal – EBITDA LIFO

Wzrost marż paliwowych ograniczony spadkiem sprzedaży



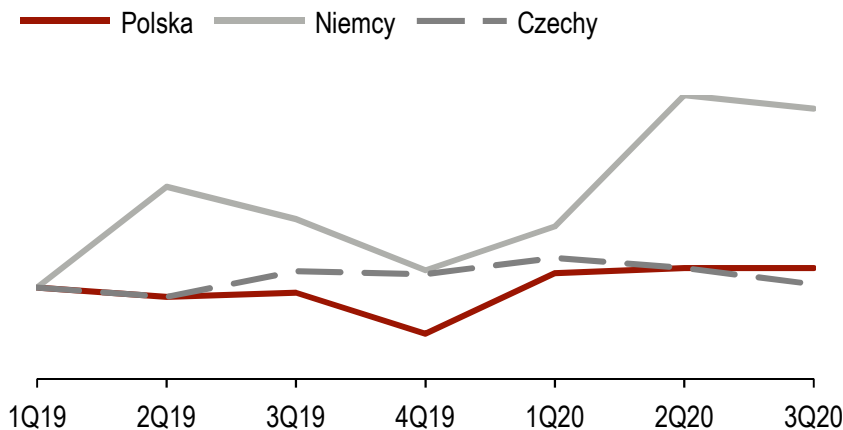
EBITDA LIFO

mln PLN



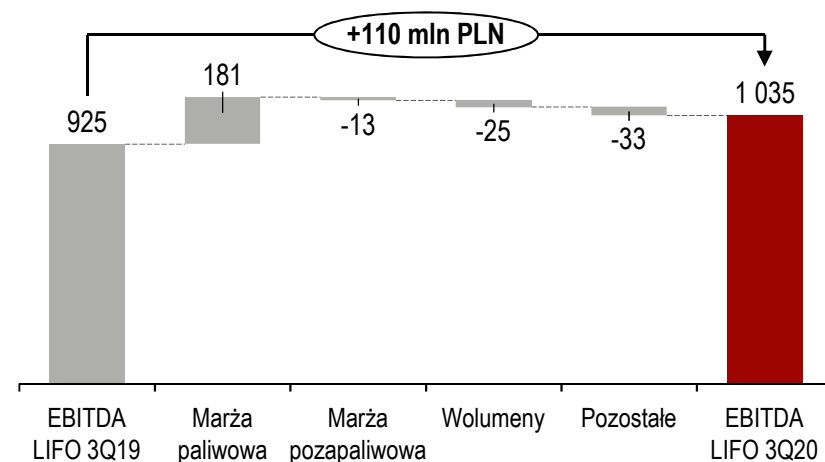
Marża paliwowa

%



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Spadek wolumenów sprzedaży o (-) 4% (r/r), w tym: benzyna o 1%, olej napędowy o (-) 6% i LPG o (-) 5%.
- Wzrost marż paliwowych na rynku niemieckim i polskim, spadek na rynku czeskim przy porównywalnym poziomie marż na rynku litewskim (r/r).
- Spadek marż pozapaliwowych na rynku polskim przy porównywalnym poziomie marż na rynku niemieckim, czeskim i litewskim (r/r).
- Wzrost liczby punktów gastronomicznych Stop Cafe/Star Connect (włączając sklepy convenience) o 73 (r/r).
- Wzrost liczby punktów alternatywnego tankowania o 90 (r/r). Obecnie posiadamy 182 punkty alternatywnego tankowania, w tym: 138 punktów ładowania samochodów elektrycznych, 2 stacje wodorowe oraz 42 stacje CNG.
- Pozostałe obejmują głównie wyższe koszty funkcjonowania stacji paliw oraz wyższe koszty wynagrodzeń.

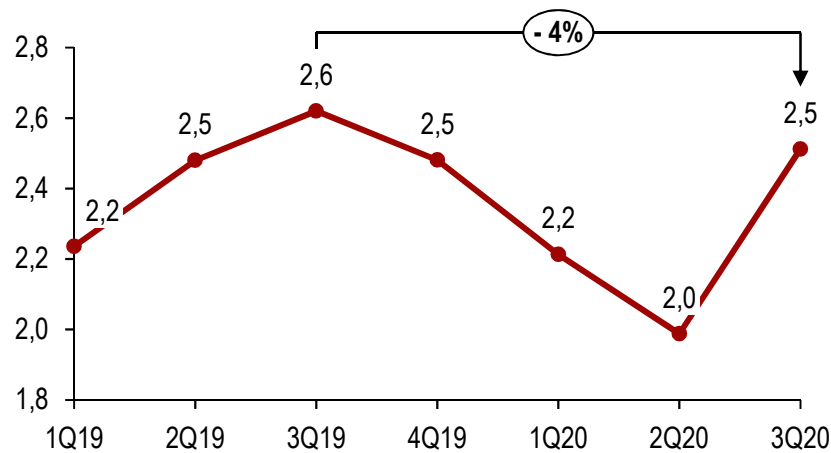
Detal – dane operacyjne

Spadek sprzedaży (r/r). Dalszy rozwój sprzedaży pozapaliwowej



Wolumeny sprzedaży

mt



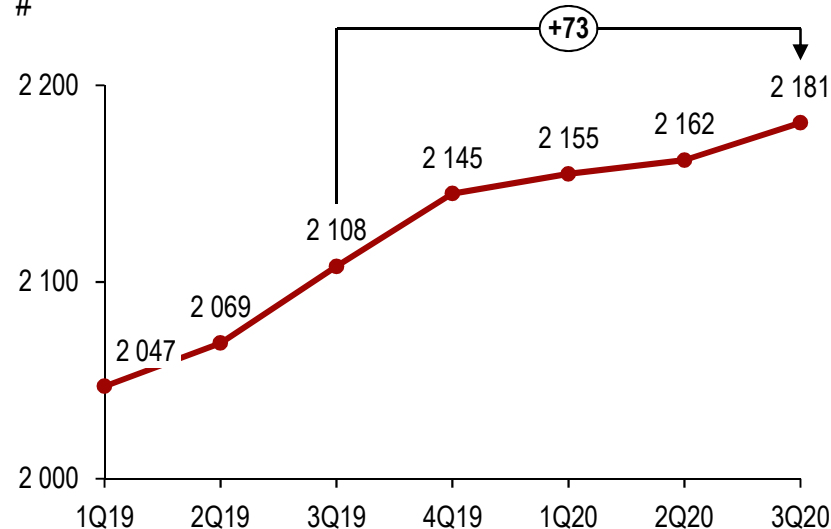
Liczba stacji i udziały rynkowe (wolumenowe)

#, %

| | # stacji | Δ r/r | % rynku | Δ r/r |
|----------|----------|-------|---------|---------|
| Polska | 1 798 | 14 | 34,3 | 0,2 pp |
| Niemcy | 586 | 2 | 6,6 | 0,0 pp |
| Czechy | 416 | 3 | 24,9 | 0,7 pp |
| Litwa | 29 | 4 | 4,5 | -0,2 pp |
| Słowacja | 11 | 10 | 0,5 | 0,4 pp |

Punkty gastronomiczne

#



- Spadek sprzedaży o (-) 4% (r/r), w tym: w Polsce o (-) 2%, w Czechach 4%, w Niemczech o (-) 10%* przy porównywalnej sprzedaży na Litwie.
- 2840 stacji paliw, tj. wzrost o 33 (r/r), w tym: w Polsce o 14, w Niemczech o 2, w Czechach o 3, na Litwie o 4 i na Słowacji o 10 stacji.
- Wzrost udziałów rynkowych (r/r) w Czechach o 0,7pp, na Słowacji o 0,4pp i w Polsce o 0,2pp przy porównywalnych udziałach w Niemczech i spadku na Litwie.
- 2181 punktów gastronomicznych, w tym: 1710 Stop Cafe w Polsce (włączając 592 sklepy convenience), 310 Stop Cafe w Czechach, 28 Stop Cafe na Litwie, 131 Star Connect w Niemczech oraz 2 Stop Cafe na Słowacji. Wzrost o 73 (r/r), w tym: w Polsce o 29, w Czechach o 12, na Litwie o 5, w Niemczech o 25 i na Słowacji o 2.
- 182 punkty alternatywnego tankowania, w tym: 110 w Polsce, 63 w Czechach i 9 w Niemczech. Wzrost o 90 (r/r), w tym: w Polsce o 81, w Czechach o 6 i w Niemczech o 3.

* Obejmuje również sprzedaż paliw poza siecią stacji własnych. Spadek sprzedaży wolumenowej na stacjach paliw ORLEN Deutschland o (-) 6,2% (r/r).

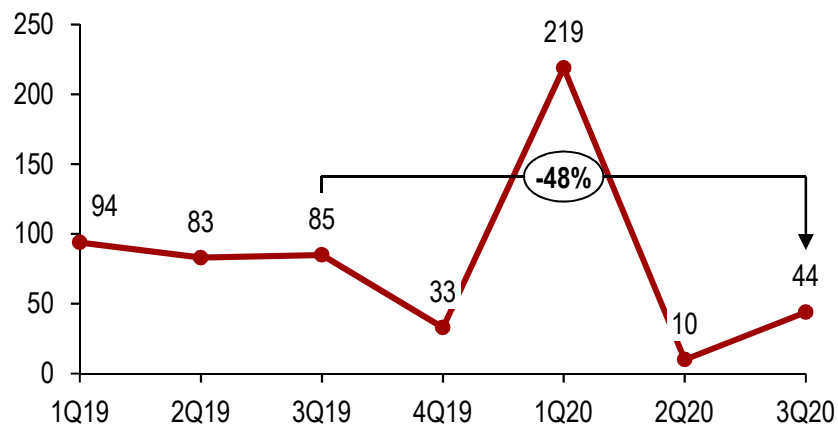
Wydobycie – EBITDA LIFO

Ujemny wpływ makro i niższych wolumenów sprzedaży



EBITDA LIFO

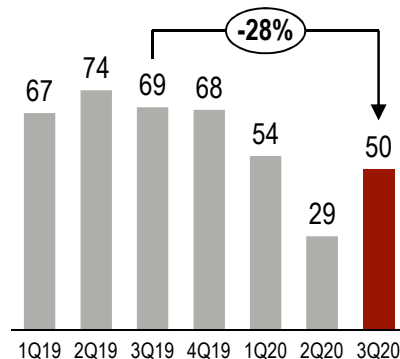
mln PLN



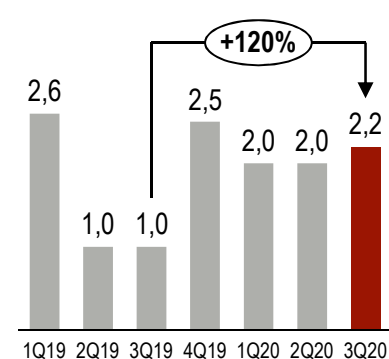
Cena ropy Canadian Light Sweet (CLS) i gazu AECO

CAD/bbl, CAD/mcf

Cena ropy CLS

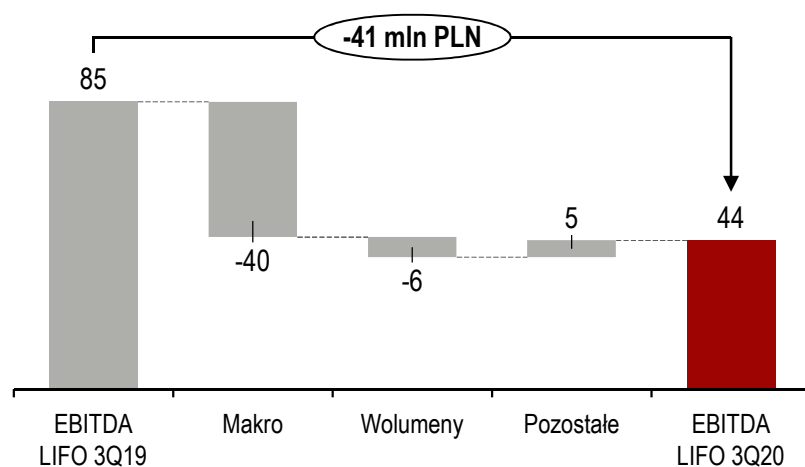


Cena gazu AECO



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Ujemny wpływ makro w efekcie spadku cen ropy i kondensatu gazowego przy wzroście cen gazu (r/r) oraz transakcji zabezpieczających przepływy pieniężne.
- Ujemny wpływ spadku wolumenów sprzedaży o (-) 2% (r/r) w efekcie spadku średniego wydobywania o (-) 0,9 tys. boe/d (r/r), w tym: w Polsce o (-) 0,1 tys. boe/d i w Kanadzie o (-) 0,8 tys. boe/d.
- Pozostałe obejmują głównie oszczędności kosztowe.

Wydobycie – dane operacyjne

Spadek średniego wydobycia o (-) 0,9 tys. boe/d (r/r)



Polska



Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

11,0 mln boe* (5% węglowodory ciekłe, 95% gaz)

3Q20

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

EBITDA: (-) 1 mln PLN** / CAPEX: 35 mln PLN

9M20

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

EBITDA: 36 mln PLN** / CAPEX: 105 mln PLN

3Q20

- Prace nad zagospodarowaniem złoża Bystrowice wkroczyły w fazę budowlano-montażową (projekt Miocen). W ramach zagospodarowania złóż: Bajerze i Tuchola (projekt Edge) kontynuowano prace projektowe i formalno-prawne, uruchomiono także procedury wyboru dostawców urządzeń oraz wykonawców Ośrodków Produkcyjnych.
- Zakończono wiercenie otworu Dylągowa-1 (po wcześniejszej decyzji o wyjściu z projektu Bieszczady), który w wyniku awarii wiertniczej został zlikwidowany. Jednocześnie zrealizowano wiercenie i przeprowadzono krótkotrwałe testy wydobywcze na otworze horyzontalnym realizowanym w ramach projektu Sieraków.
- Z końcem 3Q rozpoczęto wiercenie otworu Grodzewo-1 (projekt Płotki).
- Wykonano prace przygotowawcze i zrealizowano akwizycje danych sejsmicznych Koczała-Miastko 3D w ramach projektu Edge.
- Ponadto rozpoczęto proces interpretacji danych sejsmicznych: Wilcze 3D (projekt Edge) i Brzezie-Gołuchów 3D (projekt Płotki), realizowano również przetwarzanie regionalnych profili sejsmicznych 2D w projekcie Karpaty.

Kanada



Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

186,3 mln boe* (58% węglowodory ciekłe, 42% gaz)

3Q20

Średnie wydobycie: 15,9 tys. boe/d (41% węglowodory ciekłe)

EBITDA: 45 mln PLN** / CAPEX: 16 mln PLN

9M20

Średnie wydobycie: 17,6 tys. boe/d (47% węglowodory ciekłe)

EBITDA: 237 mln PLN** / CAPEX: 160 mln PLN

3Q20

- Program CAPEX w 3Q pozostał na zredukowanym poziomie ze względu na umiarkowane umocnienie się poziomu cen węglowodorów ciekłych.
- W ramach projektów inwestycyjnych związanych z zagospodarowaniem posiadanych aktywów z końcem 3Q przyspieszono przygotowanie i rozpoczęto prace zmierzające do wykonania szczelinowania dwóch otworów w rejonie Kakwa, realizowane były również zadania związane z optymalizacją wydobycia oraz instalacji wyposażenia wgłębnego otworów w kluczowych obszarach działalności.
- Uruchomiono proces technicznej konsolidacji aktywów wydobywczych Ferrier i Strachan w ramach jednego obszaru operacyjnego Ferrier.
- Prowadzone są działania proekologiczne mające na celu redukcję emisji gazów cieplarnianych i spełnienie wszystkich wymagań środowiskowych wprowadzonych przez rząd federalny i prowincjonalny Kanady, m.in. poprzez ograniczenia flarowania, przeciwdziałanie emisji metanu, dostosowania infrastruktury, wykorzystywanie odpowiednich silników i elementów infrastruktury.

* Dane na dzień 31.12.2019

** Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q20 10 mln PLN / 9M20: (-) 619 mln PLN



Najważniejsze liczby i wydarzenia



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



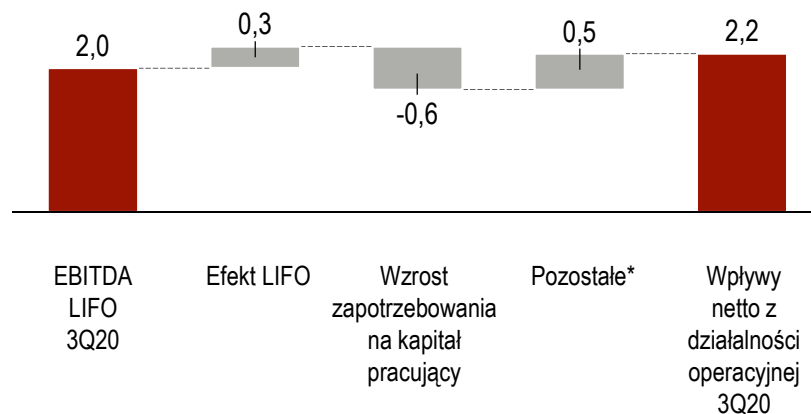
Perspektywy rynkowe

Przepływy pieniężne



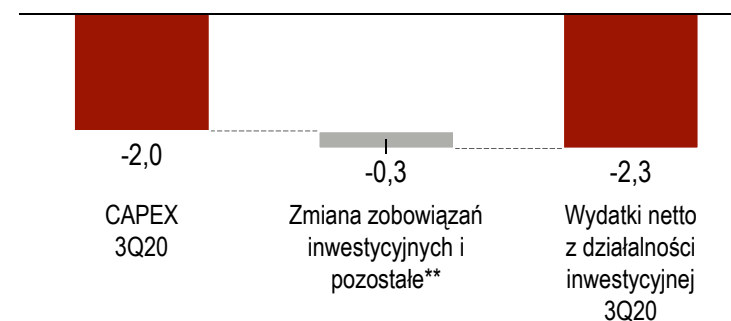
Przepływy z działalności operacyjnej 3Q20

mld PLN



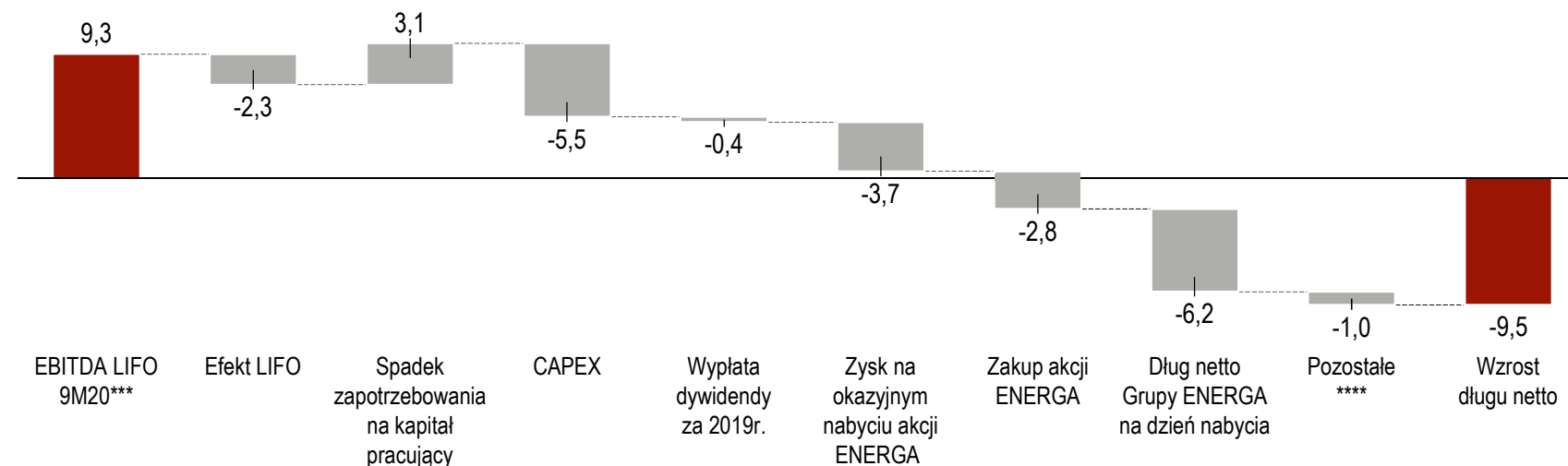
Przepływy z działalności inwestycyjnej 3Q20

mld PLN



Wolne przepływy pieniężne 9M20

mld PLN



* Głównie korekta z tytułu zmiany stanu depozytów 0,2 mld PLN i rezerw 0,5 mld PLN, nieodpłatnie otrzymane prawa majątkowe (-) 0,2 mld PLN oraz zapłacony podatek dochodowy (-) 0,1 mld PLN

** W tym: (-) 0,3 mld PLN rozliczenie instrumentów pochodnych niewyznaczonych dla celów rachunkowości zabezpieczeń

*** W tym: (-) 0,5 mld PLN ujemnego wpływu z tytułu przeceny zapasów (NRV) oraz 3,7 mld PLN zysku na okazajnym nabyciu akcji ENERGA

**** Głównie zapłacony podatek dochodowy (-) 0,6 mld PLN oraz zapłacone odsetki (-) 0,4 mld PLN.

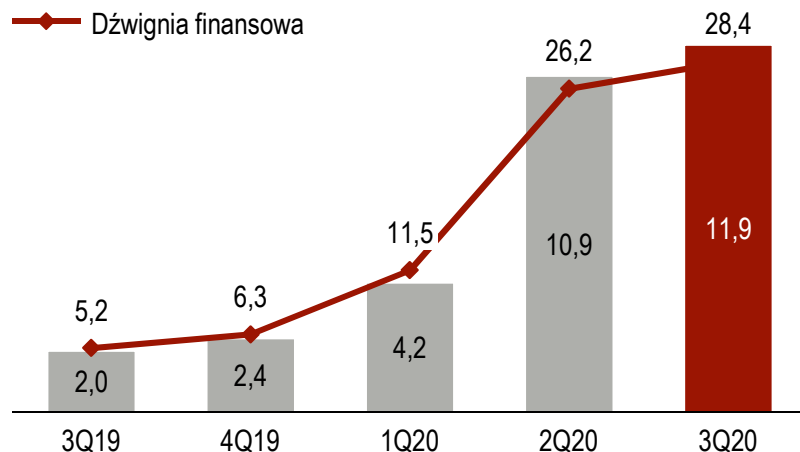
Siła finansowa



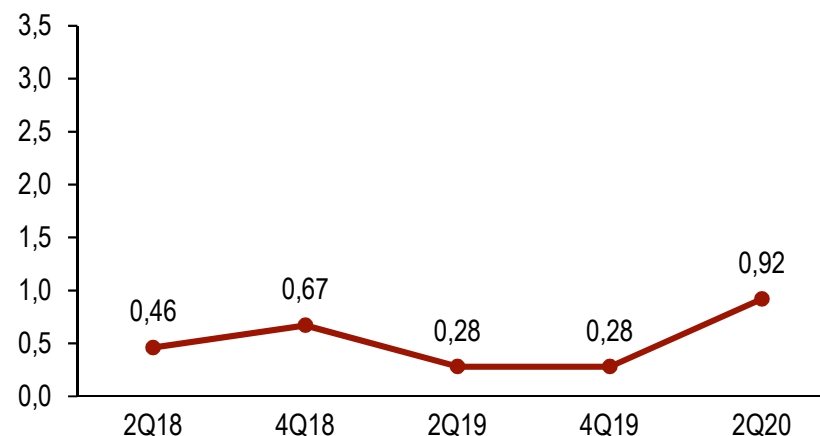
Dług netto i dźwignia finansowa

mld PLN, %

—◆— Dźwignia finansowa

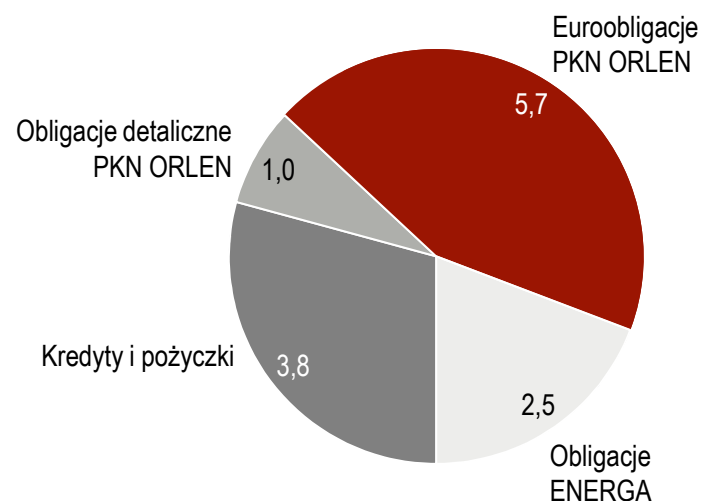


Dług netto/EBITDA LIFO



Dług brutto – źródła finansowania

mld PLN



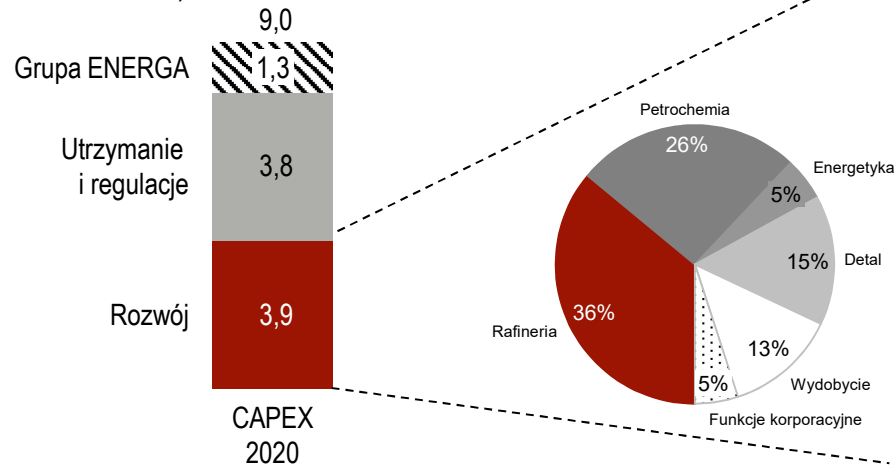
- Struktura walutowa długu brutto: EUR 63%, PLN 36%, CAD 1%
- Średni termin zapadalności zadłużenia: 2023r.
- Rating inwestycyjny: BBB- perspektywa stabilna (Fitch), Baa2 perspektywa pozytywna (Moody's).
- Zabezpieczenie finansowania bieżącej działalności oraz projektów rozwojowych poprzez podpisanie umowy obrotowego kredytu odnawialnego do wysokości 1,75 mld EUR.
- W ramach obecnego Programu Emisji Obligacji PKN ORLEN planuje przeprowadzić emisję 5 letnich obligacji o wartości do 1 mld PLN jeszcze w 2020r.
- Wzrost zadłużenia netto o 1,0 mld PLN (kw/kw) w efekcie wydatków inwestycyjnych na poziomie (-) 2,3 mld PLN, wypłaconej dywidendy (-) 0,4 mld PLN, płatności zobowiązań z tytułu leasingu w wysokości (-) 0,2 mld PLN oraz zapłaconych odsetek w kwocie (-) 0,1 mld PLN przy dodatnich przepływach z działalności operacyjnej w wysokości 2,2 mld PLN.
- Zapasy obowiązkowe w bilansie na koniec 3Q20 wyniosły 4,6 mld PLN, z czego w Polsce 4,2 mld PLN.

Nakłady inwestycyjne



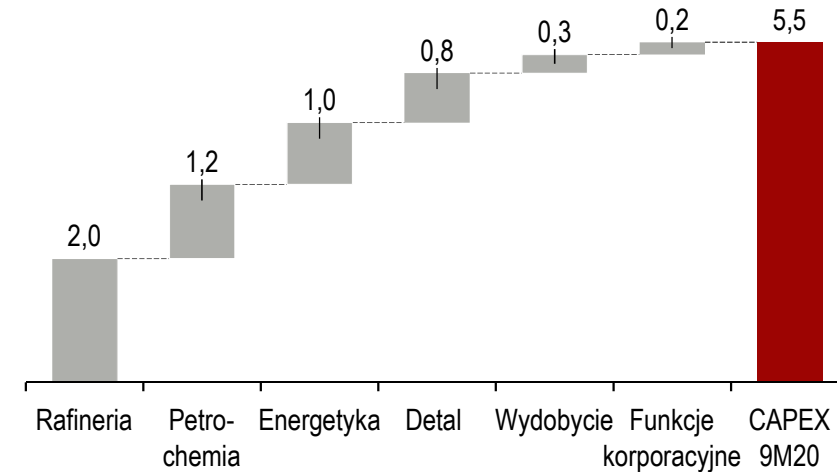
Planowany CAPEX 2020

mld PLN, %



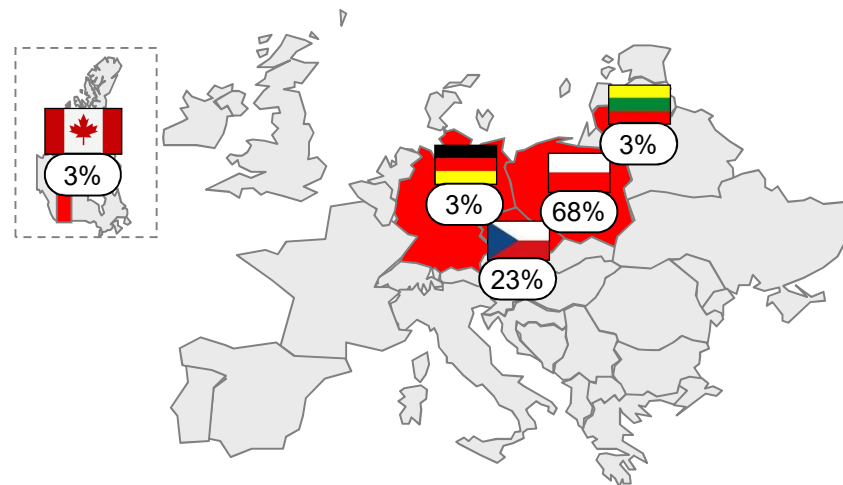
Zrealizowany CAPEX 9M20* – podział na segmenty

mld PLN



Zrealizowany CAPEX 9M20* – podział wg krajów

%



Główne projekty rozwojowe realizowane w 3Q20

Rafineria

- Budowa instalacji glikolu propylenowego w ORLEN Południe
- Budowa instalacji Visbreakingu w Płocku

Petrochemia

- Rozbudowa zdolności produkcyjnych nawozów w Anwilu
- Budowa instalacji w ramach Programu Rozwoju Petrochemii

Energetyka

- Modernizacja turbozespołu TG1 Elektrociepłowni w Płocku
- Projekty w Grupie ENERGA ukierunkowane na wytwarzanie i dystrybucję
- Projekt przygotowawczy do budowy morskich farm wiatrowych na Bałtyku

Detal

- Otwarto łącznie 14 stacji paliw, zamknięto/zakończono współpracę na 5 stacjach, 2 stacje zostały zmodernizowane
- Otwarto 19 punktów Stop Cafe/Star Connect (włączając sklepy convenience)

Wydobycie

- Kanada – 16 mln PLN / Polska – 35 mln PLN

* CAPEX 3Q20 wyniósł 2030 mln PLN: rafineria 727 mln PLN, petrochemia 343 mln PLN, energetyka 506 mln PLN, detal 309 mln PLN, wydobycie 51 mln PLN, FK 94 mln PLN.



Najważniejsze liczby i wydarzenia



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



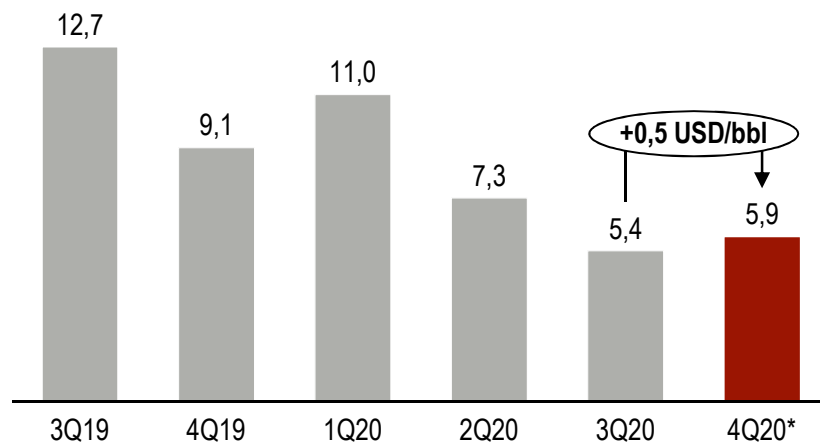
Perspektywy rynkowe

Otoczenie makroekonomiczne w 4Q20



Modelowa marża downstream

USD/bbl



Struktura produktowa marży downstream

Marże (crack) z notowań

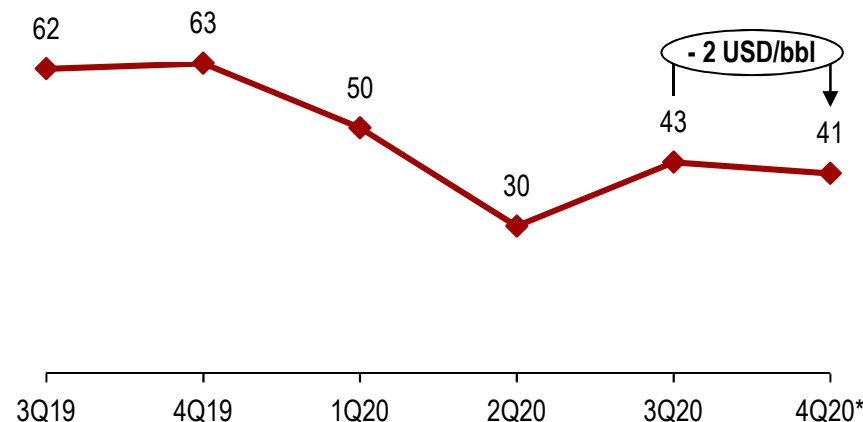
| Prod. rafineryjne (USD/t) | 4Q19 | 3Q20 | 4Q20* | Δ kw/kw | Δ r/r |
|-------------------------------------|------|------|-------|---------|-------|
| ON | 113 | 33 | 28 | -15% | -75% |
| Benzyna | 127 | 78 | 93 | 19% | -27% |
| Ciężki olej opałowy | -252 | -86 | -74 | 14% | 71% |
| SN 150 | 75 | 100 | 180 | 80% | 140% |
| Prod. petrochemiczne (EUR/t) | | | | | |
| Etylen | 543 | 499 | 511 | 2% | -6% |
| Propylen | 421 | 444 | 456 | 3% | 8% |
| Benzen | 188 | 90 | 89 | -1% | -53% |
| PX | 328 | 235 | 251 | 7% | -23% |



* Dane do dnia 23.10.2020

Średnia cena ropy Brent

USD/bbl



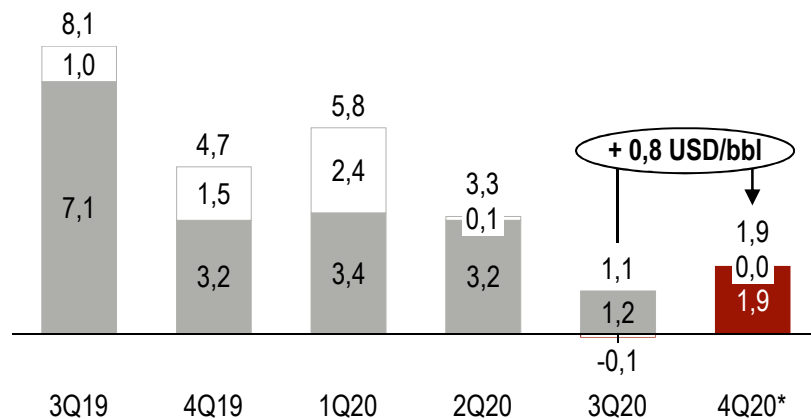
Otoczenie makroekonomiczne w 4Q20



Modelowa marża rafineryjna i dyferencjał Brent/Ural

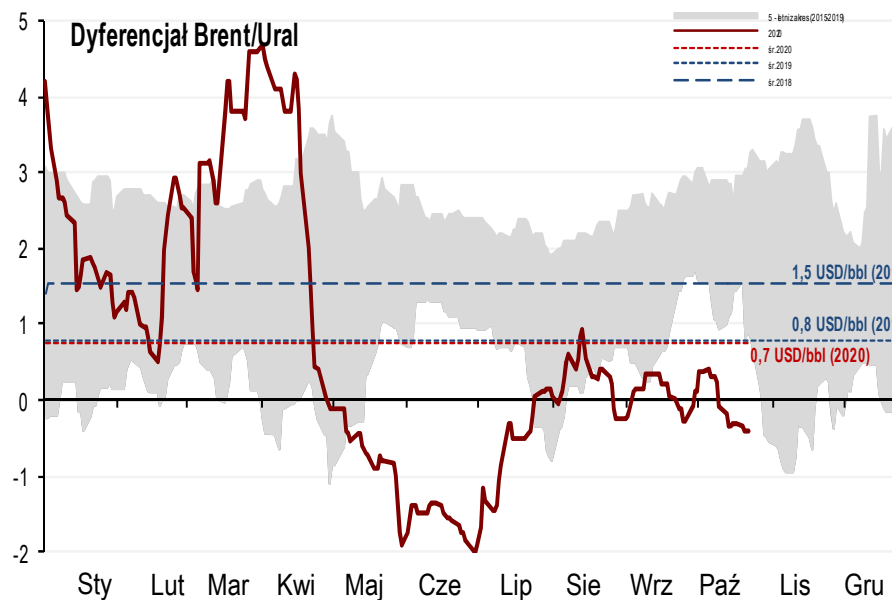
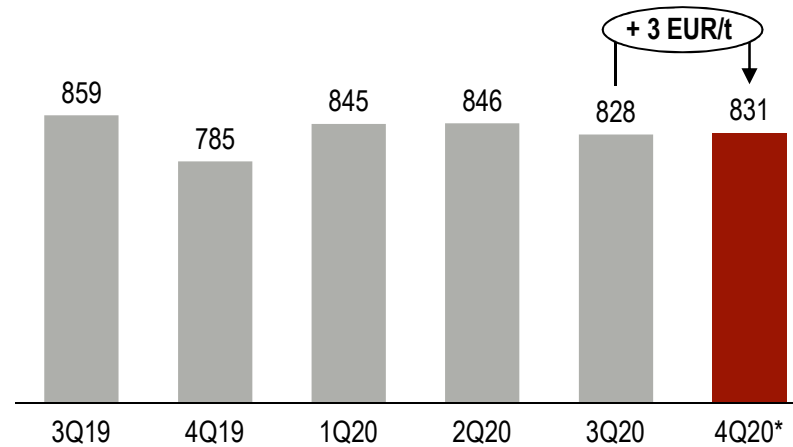
USD/bbl

□ Dyferencjał ■ Marża



Modelowa marża petrochemiczna

EUR/t



* Dane do dnia 23.10.2020



Makro

- Ropa Brent – oczekujemy, że cena ropy do końca 2021r. utrzyma się w przedziale 40-50 USD/bbl (wzrost ceny ropy ponad 40 USD/bbl powoduje wzrost wydobycia w USA, a tym samym osłabia chęć OPEC+ do redukcji wydobycia. Wzrost wydobycia przy stabilnym popycie doprowadzi do wzrostu zapasów ropy i spadku cen).
- Marża rafineryjna – w przemyśle rafineryjnym muszą nastąpić dostosowania do znacznie niższego popytu, analogiczne do tych, które nastąpiły na rynku ropy. Na rynku produktów rafineryjnych nastąpiła redukcja podaży, ale moce przerobowe nie uległy redukcji. Marże rafineryjne mogą być pod presją do czasu redukcji globalnego potencjału produkcyjnego o ok. 3 mbd, co może potrwać kilka kwartałów. Trwała restrukturyzacja przemysłu rafineryjnego wydaje się być nieuchronna, a na znaczeniu powinny zyskiwać biopaliwa oraz integracja z petrochemią.
- Marża petrochemiczna – oczekujemy, że marże petrochemiczne utrzymają się na poziomie ok. 800 EUR/t. Petrochemia jest zależna od aktywności gospodarczej, która silnie spadła, jednakże w Europie, która jest importerem wielu bazowych petrochemikaliów otworzyły się możliwości zbytu produkcji lokalnej z powodu załamania importu.



Gospodarka

- Prognozy PKB* – Polska (-) 3,1%, Czechy (-) 5,0%, Litwa (-) 2,0%, Niemcy (-) 6,0%.
- Konsumpcja paliw – oczekiwany spadek popytu na paliwa w efekcie drugiej fali COVID-19

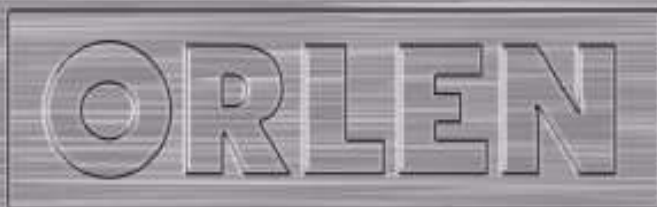


Regulacje

- Narodowy Cel Wskaźnikowy (NCW) – poziom bazowy w 2020r. wynosi 8,5%. PKN ORLEN będzie mógł skorzystać z możliwości redukcji wskaźnika do 5,576%.
- Podatek detaliczny – z powodu COVID-19 wprowadzenie podatku detalicznego zostało przesunięte z 1 lipca 2020r. na 1 stycznia 2021r.

* Polska (NBP, wrzesień 2020); Niemcy (CE, wrzesień 2020); Czechy (CE, wrzesień 2020); Litwa (LB, wrzesień 2020)

Dziękujemy za uwagę



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

www.orlen.pl



Slajdy pomocnicze

EBITDA LIFO – oczyszczenie wyników o wpływ przeceny zapasów



| EBITDA LIFO mln PLN | 1Q19 | 2Q19 | 3Q19 | 4Q19 | 1Q20 | 2Q20 | 3Q20 |
|--------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Rafineria | 499 | 851 | 1 167 | 267 | -353 | 614 | -370 |
| w tym NRV | 241 | -39 | -142 | -45 | -1 551 | 1 168 | -65 |
| Rafineria bez NRV | 258 | 890 | 1 309 | 312 | 1 198 | -554 | -305 |
| Petrochemia | 708 | 708 | 721 | 177 | 766 | 251 | 502 |
| w tym NRV | 0 | 0 | -1 | 0 | -58 | 39 | -1 |
| Petrochemia bez NRV | 708 | 708 | 722 | 177 | 824 | 212 | 503 |
| Energetyka | 242 | 432 | 514 | 381 | 488 | 749 | 1 017 |
| Detal | 676 | 859 | 925 | 585 | 706 | 726 | 1 035 |
| Wydobycie | 94 | 83 | 85 | 33 | 219 | 10 | 44 |
| Funkcje korporacyjne | -205 | -201 | -245 | -184 | -219 | -347 | -263 |
| EBITDA LIFO | 2 014 | 2 732 | 3 167 | 1 259 | 1 607 | 2 003 | 1 965 |
| w tym NRV | 241 | -39 | -143 | -45 | -1 609 | 1 207 | -66 |
| EBITDA LIFO bez NRV | 1 773 | 2 771 | 3 310 | 1 304 | 3 216 | 796 | 2 031 |

Wyniki – podział na kwartały



| mln PLN | 3Q19 | 2Q20 | 3Q20 | Δ (r/r) | 9M19 | 9M20 | Δ |
|-------------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|-------|
| Przychody | 29 229 | 17 010 | 23 918 | -18% | 83 703 | 63 005 | -25% |
| EBITDA LIFO | 3 167 | 2 003 | 1 965 | -38% | 7 913 | 5 575 | -30% |
| efekt LIFO | -394 | -466 | 267 | - | -352 | -2 271 | -545% |
| EBITDA | 2 773 | 1 537 | 2 232 | -20% | 7 561 | 3 304 | -56% |
| Amortyzacja | -893 | -1 118 | -1 183 | -32% | -2 572 | -3 236 | -26% |
| EBIT LIFO | 2 274 | 885 | 782 | -66% | 5 341 | 2 339 | -56% |
| EBIT | 1 880 | 419 | 1 049 | -44% | 4 989 | 68 | -99% |
| Wynik netto | 1 266 | 3 985 | 688 | -46% | 3 716 | 2 428 | -35% |

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q20 8 mln PLN / 2Q20 (-) 146 mln PLN / 3Q19 (-) 73 mln PLN / 9M19 (-) 100 mln PLN / 9M20 (-) 642 mln PLN
 NRV: 3Q20 (-) 66 mln PLN / 2Q20 1.207 mln PLN / 3Q19 (-) 143 mln PLN / 9M19 59 mln PLN / 9M20 (-) 468 mln PLN
 Wyniki 2Q20 i 9M20 nie uwzględniają zysku na okazijnym nabyciu akcji ENERGA rozpoznanego w 2Q20 w wysokości 3.690 mln PLN

Wyniki – podział na segmenty



| 3Q20 mln PLN | Rafineria | Petrochemia | Energetyka | Detal | Wydobycie | Funkcje korporacyjne | RAZEM |
|-----------------|-----------|-------------|------------|-------|-----------|----------------------|--------|
| EBITDA LIFO | -370 | 502 | 1 017 | 1 035 | 44 | -263 | 1 965 |
| Efekt LIFO | 270 | -3 | - | - | - | - | 267 |
| EBITDA | -100 | 499 | 1 017 | 1 035 | 44 | -263 | 2 232 |
| Amortyzacja | -285 | -224 | -372 | -176 | -72 | -54 | -1 183 |
| EBIT | -385 | 275 | 645 | 859 | -28 | -317 | 1 049 |
| EBIT LIFO | -655 | 278 | 645 | 859 | -28 | -317 | 782 |

| 3Q19 mln PLN | Rafineria | Petrochemia | Energetyka | Detal | Wydobycie | Funkcje korporacyjne | RAZEM |
|-----------------|-----------|-------------|------------|-------|-----------|----------------------|-------|
| EBITDA LIFO | 1 167 | 721 | 514 | 925 | 85 | -245 | 3 167 |
| Efekt LIFO | -362 | -32 | - | - | - | - | -394 |
| EBITDA | 805 | 689 | 514 | 925 | 85 | -245 | 2 773 |
| Amortyzacja | -282 | -205 | -108 | -158 | -100 | -40 | -893 |
| EBIT | 523 | 484 | 406 | 767 | -15 | -285 | 1 880 |
| EBIT LIFO | 885 | 516 | 406 | 767 | -15 | -285 | 2 274 |

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q20 8 mln PLN / 3Q19 (-) 73 mln PLN
 NRV: 3Q20 (-) 66 mln PLN / 3Q19 (-) 143 mln PLN

EBITDA LIFO – podział na segmenty



| mln PLN | 3Q19 | 2Q20 | 3Q20 | Δ (r/r) | 9M19 | 9M20 | Δ |
|----------------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|-------------|
| Rafineria | 1 167 | 614 | -370 | - | 2 517 | -109 | - |
| Petrochemia | 721 | 251 | 502 | -30% | 2 137 | 1 519 | -29% |
| Energetyka | 514 | 749 | 1 017 | 98% | 1 188 | 2 254 | 90% |
| Detal | 925 | 726 | 1 035 | 12% | 2 460 | 2 467 | 0% |
| Wydobycie | 85 | 10 | 44 | -48% | 262 | 273 | 4% |
| Funkcje korporacyjne | -245 | -347 | -263 | -7% | -651 | -829 | -27% |
| EBITDA LIFO | 3 167 | 2 003 | 1 965 | -38% | 7 913 | 5 575 | -30% |

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q20 8 mln PLN / 2Q20 (-) 146 mln PLN / 3Q19 (-) 73 mln PLN / 9M19 (-) 100 mln PLN / 9M20 (-) 642 mln PLN
 NRV: 3Q20 (-) 66 mln PLN / 2Q20 1.207 mln PLN / 3Q19 (-) 143 mln PLN / 9M19 59 mln PLN / 9M20 (-) 468 mln PLN
 Wyniki 2Q20 i 9M20 nie uwzględniają zysku na okazijnym nabyciu akcji ENERGGA rozpoznanego w 2Q20 w wysokości 3.690 mln PLN

Wyniki – podział na spółki



| 3Q20 mln PLN | PKN ORLEN | Unipetrol ² | ORLEN Lietuva ² | ENERGA ² | Pozostałe i korekty konsolidacyjne | RAZEM |
|-------------------------|-----------|------------------------|----------------------------|---------------------|--|--------|
| Przychody | 15 684 | 3 795 | 2 891 | 3 030 | -1 482 | 23 918 |
| EBITDA LIFO | 1 169 | -93 | -158 | 486 | 561 | 1 965 |
| Efekt LIFO ¹ | 19 | 124 | 117 | - | 7 | 267 |
| EBITDA | 1 188 | 31 | -41 | 486 | 568 | 2 232 |
| Amortyzacja | 481 | 194 | 37 | 255 | 216 | 1 183 |
| EBIT | 707 | -163 | -78 | 231 | 352 | 1 049 |
| EBIT LIFO | 688 | -287 | -195 | 231 | 345 | 782 |
| Przychody finansowe | 91 | 37 | 1 | 5 | -25 | 109 |
| Koszty finansowe | 275 | 25 | 2 | 61 | -31 | 331 |
| Wynik netto | 427 | -125 | -54 | 124 | 316 | 688 |

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

² Prezentowane dane przedstawiają wyniki Grupy Unipetrol oraz Orlen Lietuva wg MSSF przed uwzględnieniem korekt dokonanych na potrzeby konsolidacji PKN ORLEN

| mln PLN | 3Q19 | 2Q20 | 3Q20 | Δ (r/r) | 9M19 | 9M20 | Δ |
|-------------|-------|-------|-------|----------------|--------|-------|----------|
| Przychody | 5 061 | 2 173 | 2 891 | -43% | 14 728 | 8 200 | -44% |
| EBITDA LIFO | 176 | 348 | -158 | - | 425 | -563 | - |
| EBITDA | 164 | 161 | -41 | - | 422 | -576 | - |
| EBIT | 125 | 121 | -78 | - | 308 | -687 | - |
| Wynik netto | 98 | 111 | -54 | - | 273 | -551 | - |

- Spadek przychodów ze sprzedaży w efekcie niższych (r/r) notowań produktów rafineryjnych i petrochemicznych oraz zmniejszenia wolumenów rafineryjnych, przy wyższych wolumenach petrochemicznych.
- Spadek wykorzystania mocy rafineryjnych o (-) 20 pp (r/r) w następstwie niekorzystnej sytuacji makroekonomicznej. Wzrost uzysku paliw o 3 p.p. (r/r) w rezultacie wyższego udziału rop niskosiarkowych w strukturze przerobu.
- EBITDA LIFO niższa o (-) 334 mln PLN (r/r) głównie w efekcie ujemnego wpływu (r/r) parametrów makroekonomicznych (spadek dyferencjału i marż na lekkich i średnich destylatach) oraz ujemnego wpływu (r/r) przeszacowania zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) w wysokości (-) 31 mln PLN (r/r). Pozytywny wpływ wyższych wolumenów petrochemicznych, ograniczenia sprzedaży ciężkich frakcji rafineryjnych w strukturze sprzedaży oraz marż handlowych.
- CAPEX 3Q20: 46 mln PLN.

| mln PLN | 3Q19 | 2Q20 | 3Q20 | Δ (r/r) | 9M19 | 9M20 | Δ |
|-------------|-------|-------|-------|----------------|--------|--------|----------|
| Przychody | 5 842 | 2 494 | 3 795 | -35% | 16 377 | 10 343 | -37% |
| EBITDA LIFO | 425 | 97 | -93 | - | 875 | -96 | - |
| EBITDA | 381 | -22 | 31 | -92% | 825 | -249 | - |
| EBIT | 195 | -227 | -163 | - | 268 | -847 | - |
| Wynik netto | 174 | -198 | -125 | - | 204 | -686 | - |

- Spadek przychodów ze sprzedaży w efekcie spadku notowań produktów rafineryjnych i petrochemicznych oraz niższych wolumenów rafineryjnych i petrochemicznych przy wyższej sprzedaży paliw w segmencie detalicznym.
- Niższy przerób ropy i w efekcie wykorzystanie mocy rafineryjnych o (-) 9 pp (r/r) w efekcie obniżonego popytu rynkowego na średnie destylaty. Uzysk paliw na porównywalnym poziomie (r/r).
- EBITDA LIFO niższa o (-) 518 mln PLN (r/r) głównie w efekcie negatywnego wpływu paramentów makro w rafinerii i petrochemii, niższych wolumenów sprzedaży w rezultacie wpływu COVID-19 oraz negatywnego wpływu wykorzystania historycznych warstw zapasów (postoje instalacji petrochemicznych). Pozytywny wpływ marż handlowych w rafinerii i petrochemii, marż pozapaliwowych w detalu oraz dodatni (r/r) wpływ przeszacowania zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) w wysokości 108 mln PLN (r/r).
- CAPEX 3Q20: 246 mln PLN.

| mln PLN | 3Q19 | 2Q20 | 3Q20 | Δ (r/r) | 9M19 | 9M20 | Δ |
|-------------|-------|-------|-------|---------|-------|-------|------|
| Przychody | 3 035 | 2 856 | 3 030 | 0% | 9 065 | 9 175 | 1% |
| EBITDA | 484 | 487 | 501 | 4% | 1 742 | 1 556 | -11% |
| EBIT | 223 | 229 | 238 | 7% | 946 | 771 | -18% |
| Wynik netto | 103 | -878 | 85 | -17% | 355 | -682 | - |

- Przychody ze sprzedaży na porównywalnym poziomie (r/r).
- EBITDA wyższa o 17 mln PLN (r/r) z uwagi na wyższe wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja (wyższa marża na usłudze dystrybucyjnej oraz niższy OPEX) przy niższych wynikach Linii Biznesowej Sprzedaż (niekorzystna taryfa dla gospodarstw domowych na 2020 rok oraz niższe marże w segmencie klientów biznesowych) oraz Linii Biznesowej Wytwarzanie (niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, sprzedaży i dystrybucji ciepła oraz usług systemowych świadczonych na rzecz PSE, przy niższych kosztach zmiennych).
- CAPEX 3Q20: 374 mln PLN.

Dane produkcyjne



| | 3Q19 | 2Q20 | 3Q20 | Δ (r/r) | Δ (kw/kw) | 9M19 | 9M20 | Δ |
|---|-------|-------|-------|---------|-----------|--------|--------|--------|
| Przerób ropy - Grupa ORLEN (tys.t) | 9 013 | 6 192 | 8 219 | -9% | 33% | 25 527 | 22 094 | -13% |
| Wykorzystanie mocy przerobowych | 102% | 71% | 93% | -9 pp | 22 pp | 97% | 84% | -13 pp |
| PKN ORLEN ¹ | | | | | | | | |
| Przerób ropy naftowej (tys.t) | 4 196 | 3 505 | 4 204 | 0% | 20% | 12 211 | 11 635 | -5% |
| Wykorzystanie mocy przerobowych | 102% | 86% | 103% | 1 pp | 17 pp | 100% | 95% | -5 pp |
| Uzysk paliw ⁴ | 81% | 84% | 83% | 2 pp | -1 pp | 83% | 84% | 1 pp |
| Uzysk lekkich destylatów ⁵ | 32% | 35% | 34% | 2 pp | -1 pp | 33% | 35% | 2 pp |
| Uzysk średnich destylatów ⁶ | 49% | 49% | 49% | 0 pp | 0 pp | 50% | 49% | -1 pp |
| Unipetrol ² | | | | | | | | |
| Przerób ropy naftowej (tys.t) | 2 133 | 777 | 1 914 | -10% | 146% | 5 863 | 4 337 | -26% |
| Wykorzystanie mocy przerobowych | 97% | 36% | 88% | -9 pp | 52 pp | 90% | 67% | -23 pp |
| Uzysk paliw ⁴ | 80% | 87% | 80% | 0 pp | -7 pp | 81% | 82% | 1 pp |
| Uzysk lekkich destylatów ⁵ | 33% | 43% | 35% | 2 pp | -8 pp | 35% | 36% | 1 pp |
| Uzysk średnich destylatów ⁶ | 47% | 44% | 45% | -2 pp | 1 pp | 46% | 46% | 0 pp |
| ORLEN Lietuva ³ | | | | | | | | |
| Przerób ropy naftowej (tys.t) | 2 597 | 1 839 | 2 065 | -20% | 12% | 7 230 | 5 932 | -18% |
| Wykorzystanie mocy przerobowych | 101% | 73% | 81% | -20 pp | 8 pp | 95% | 78% | -17 pp |
| Uzysk paliw ⁴ | 72% | 78% | 75% | 3 pp | -3 pp | 74% | 76% | 2 pp |
| Uzysk lekkich destylatów ⁵ | 29% | 32% | 31% | 2 pp | -1 pp | 30% | 31% | 1 pp |
| Uzysk średnich destylatów ⁶ | 43% | 46% | 44% | 1 pp | -2 pp | 44% | 45% | 1 pp |

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

² Moce przerobowe Unipetrol wynoszą 8,7 mt/r [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. Niewielkie różnice mogą występować w wyniku zaokrągleń

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

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

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.

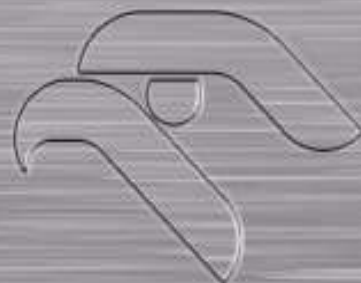
Niniejsza Prezentacja nie zawiera kompletnej ani całościowej analizy finansowej lub handlowej PKN ORLEN ani Grupy PKN ORLEN, jak również nie przedstawia jej pozycji i perspektyw w kompletny ani całościowy sposób. PKN ORLEN przygotował Prezentację z należytą starannością, jednak może ona zawierać pewne 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 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.



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

www.orlen.pl