




Skonsolidowane wyniki finansowe PKN ORLEN 4 kwartał 2020r.

4 lutego 2021r.

 [#ORLEN4Q20@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 2020



- EBITDA LIFO: 12,1 mld PLN*
- Pogorszenie makro: spadek marży downstream o (-) 3,4 USD/bbl (r/r) tj. (-) 32%
- Przerób ropy: 29,5 mt tj. 84% wykorzystania mocy
- Sprzedaż: 38,3 mt tj. spadek o (-) 12% (r/r)
- Przepływy z działalności operacyjnej: 7,6 mld PLN / Nakłady inwestycyjne: 9,0 mld PLN
- Dług netto: 13,1 mld PLN / Wskaźnik Dług netto/EBITDA: 1,32x
- Dywidenda: wypłata 0,4 mld PLN (1,00 PLN/akcję) za 2019r.
- 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 oraz emisję 5 letnich obligacji korporacyjnych powiązaną z ratingiem ESG o wartości 1 mld PLN.



- Akwizycje: Grupa LOTOS – uzyskanie warunkowej zgody KE na przejęcie. Obecnie trwają rozmowy z potencjalnymi partnerami oraz wewnętrzne prace nad wydzieleniem aktywów Grupy LOTOS w ramach środków zaradczych / Grupa ENERGA – nabycie 90,92% akcji / Grupa PGNiG – podpisanie listu intencyjnego ze Skarbem Państwa. Obecnie trwa due diligence oraz przygotowanie wniosku koncentracyjnego do KE / RUCH – nabycie 65% akcji i przejęcie kontroli
- Inwestycje: Budowa instalacji Visbreakingu w Płocku / Budowa instalacji glikolu propylenowego w ORLEN Południe / Projekt modernizacji instalacji Hydrokrakingu oraz HON w Płocku / Podpisanie umowy na zakup licencji i projektu bazowego dla modernizacji instalacji HOG oraz dla rozbudowy zdolności produkcyjnych fenolu / Zakończenie budowy instalacji Polietylenu w Czechach / Rozbudowa zdolności produkcyjnych nawozów w Anwilu / Złożenie raportu środowiskowego, wybór projektanta oraz rozpoczęcie badań geologicznych na trasie przyłącza dla morskiej farmy wiatrowej na Bałtyku / Analiza budowy 20 biogazowni w ORLEN Południe / Budowa bloku parowo-gazowego CCGT w Ostrołęce wraz z PGNiG oraz CCGT w Gdańsku wraz z Grupą ENERGA i Grupą LOTOS / Proces wyboru wykonawcy hub'u wodorowego we Włocławku
- Detal: Ekspansja segmentu detalicznego na Litwie i w Niemczech oraz rozwój sieci stacji paliw na Słowacji / Wprowadzanie marki ORLEN na zagranicznych stacjach koncernu w ramach cobrandingu / Uruchomienie kolejnej stacji w formacie drive-through w Polsce (najnowocześniejszy format w Europie) / Rozwój sieci stacji pod kątem dostępności paliw alternatywnych / Konsekwentne wspieranie polskiej gospodarki poprzez rozwój współpracy z polskimi przedsiębiorstwami / Rozwój aplikacji ORLEN Pay / ORLEN najbardziej rozpoznawalną marką stacji paliw w Polsce (Instytutu Badań Rynkowych i Społecznych)
- ESG: Neutralność emisyjna w 2050r. (PKN ORLEN pierwszym koncernem paliwowym z Europy Środkowej deklarującym tak ambitny cel) / 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 / Złoty Listek CSR Polityki (ranking działających w Polsce firm najbardziej zaangażowanych społecznie) / Zaangażowanie w walkę z COVID-19

* Wynik przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych w wysokości (-) 626 mln PLN uwzględniający zysk na okazjnym nabyciu akcji ENERGA w wysokości 4 062 mln PLN



Najważniejsze liczby i wydarzenia



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



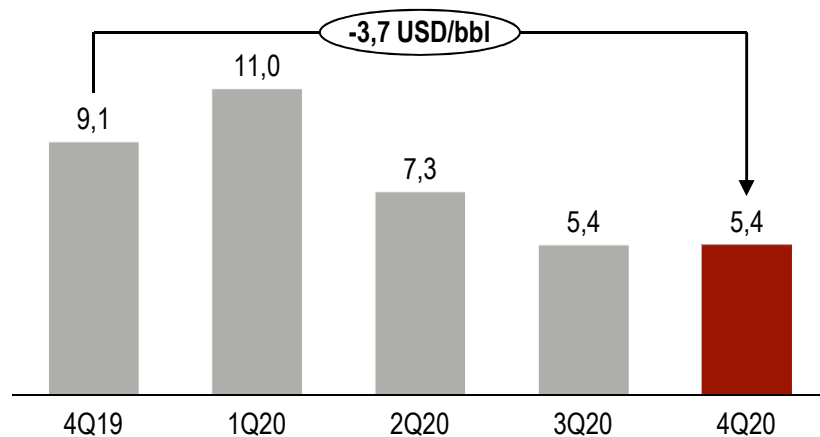
Perspektywy rynkowe

Otoczenie makroekonomiczne 4Q20



Modelowa marża downstream

USD/bbl



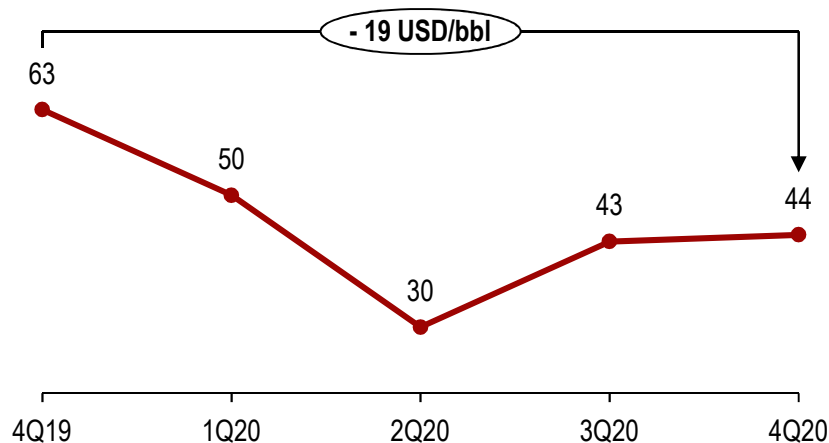
Struktura produktowa marży downstream

Marże (crack) z notowań

Produkty rafineryjne (USD/t)	4Q19	3Q20	4Q20	Δ (r/r)
ON	113	33	33	-71%
Benzyna	127	78	71	-44%
Ciężki olej opałowy	-252	-86	-80	68%
SN 150	75	100	261	248%
Produkty petrochemiczne (EUR/t)				
Etylen	543	499	502	-8%
Propylen	421	444	445	6%
Benzen	188	90	150	-20%
PX	328	235	236	-28%

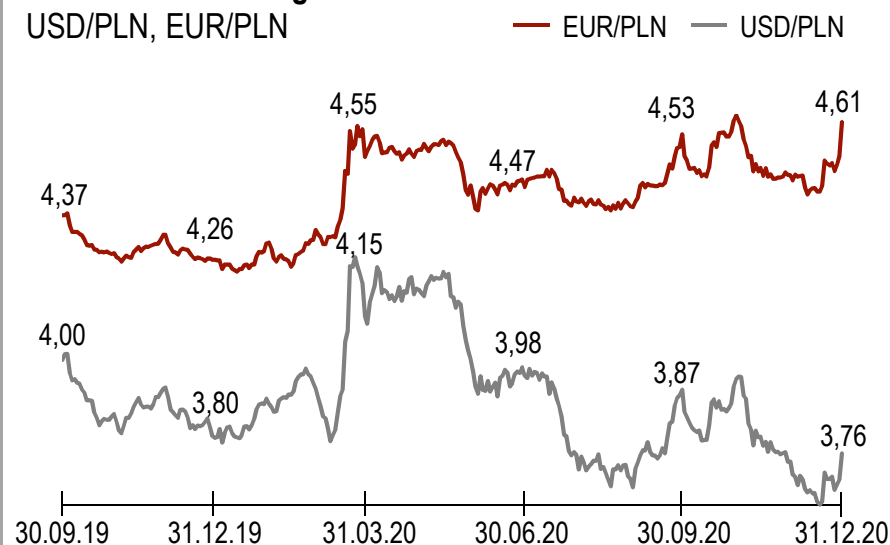
Średnia cena ropy Brent

USD/bbl



Średni kurs PLN wzg. USD i EUR

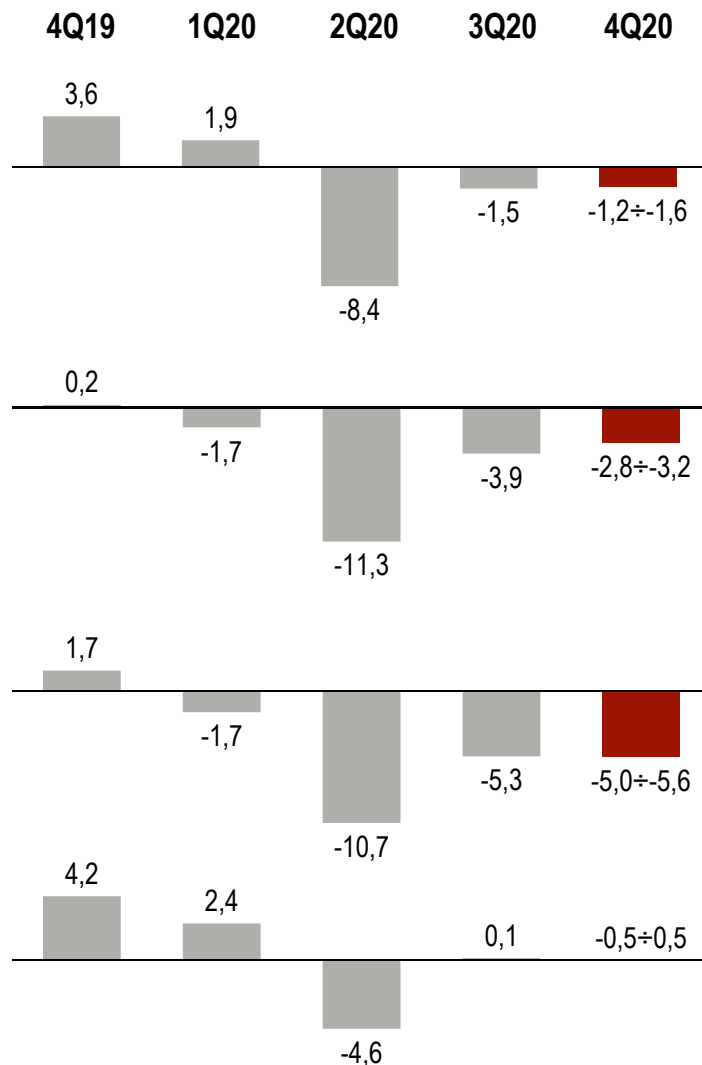
USD/PLN, EUR/PLN



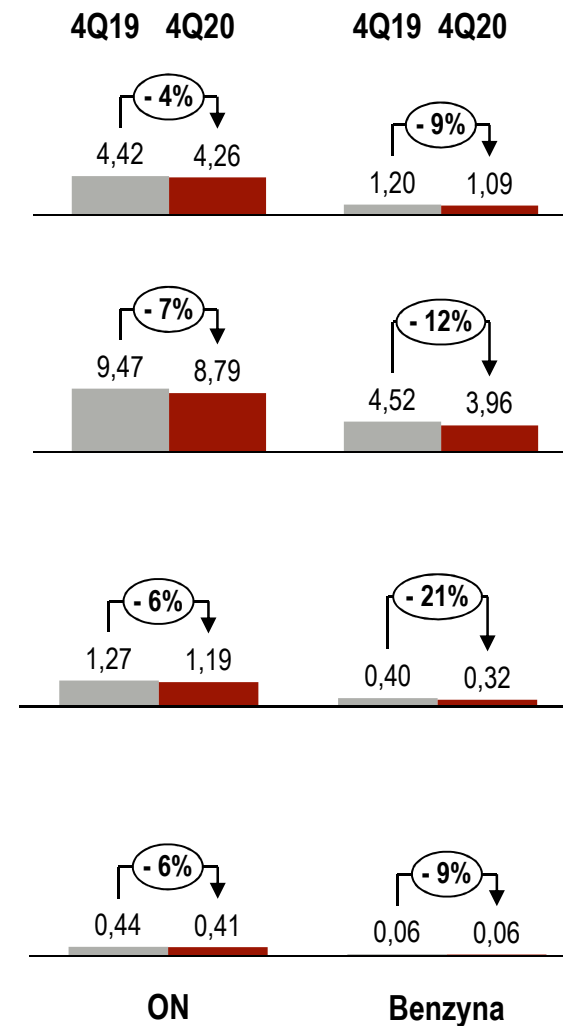
Spadek popytu na paliwa (wpływ COVID-19)



Wzrost PKB¹
Zmiana % (r/r)



Konsumpcja paliw (ON, Benzyna)²
mt



¹ 4Q20 – szacunki: Polska (Polityka Insight), Niemcy (Continuum Economics), Czechy (CNB), Litwa – szacunki własne

² 4Q20 – 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

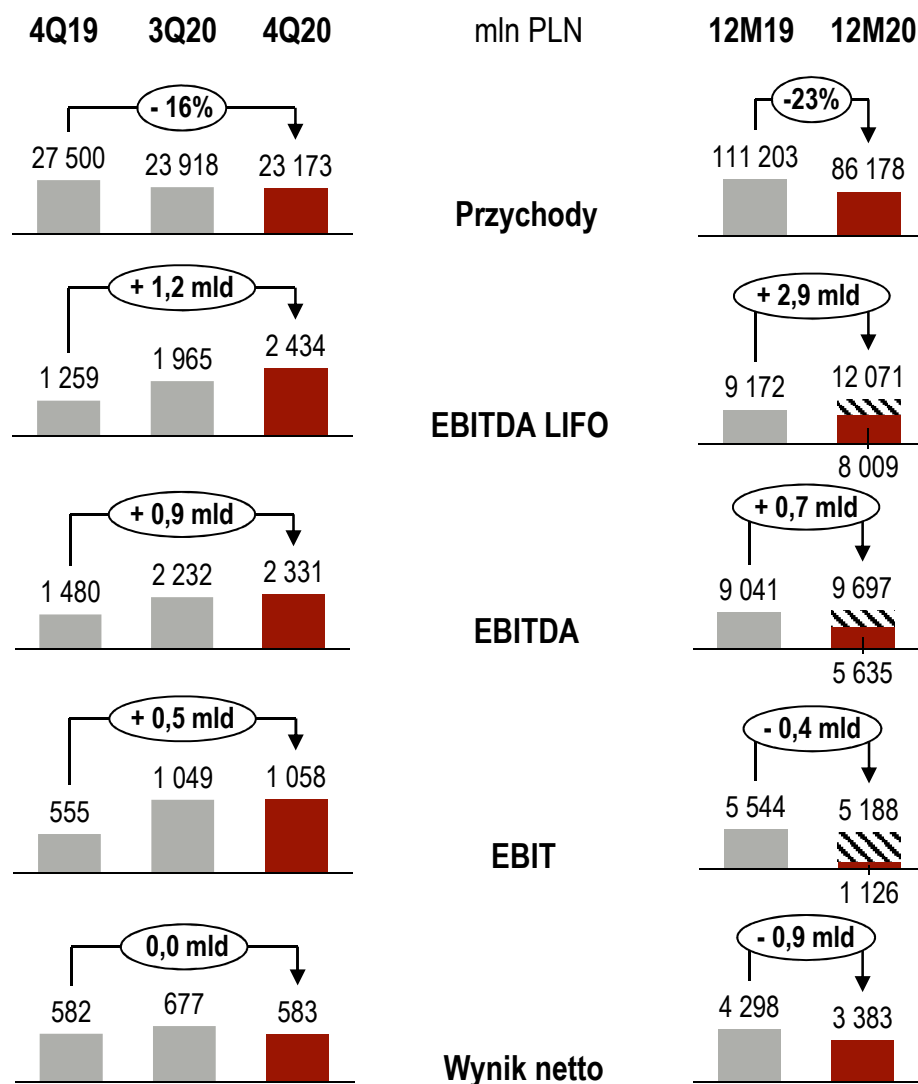


Płynność i inwestycje



Perspektywy rynkowe

Wyniki finansowe



Przychody: spadek o (-) 16% (r/r) w efekcie niższych notowań produktów rafineryjnych i petrochemicznych na skutek spadku cen ropy oraz spadku wolumenów sprzedaży.

EBITDA LIFO: wzrost o 1,2 mld PLN (r/r) głównie w efekcie dodatniego wpływu wyższych marż paliwowych w detalu, odwrócenia odpisów na zapasach (NRV), braku rezerwy na niedobory inwentaryzacyjne z 4Q19, konsolidacji wyników Grupy ENERGA oraz jednorazowego efektu rozliczenia kontraktów terminowych CO2. Powyższe dodatnie efekty zostały częściowo ograniczone ujemnym wpływem makro, niższych wolumenów sprzedaży oraz wyższych kosztów stałych i kosztów pracy.

Efekt LIFO: (-) 0,1 mld PLN wpływu zmian cen ropy naftowej na wycenę zapasów.

Wynik na działalności finansowej: (-) 0,3 mld PLN w efekcie nadwyżki ujemnych różnic kursowych, ujemnego wpływu rozliczenia i wyceny pochodnych instrumentów finansowych oraz kosztów odsetkowych.

Wynik netto: porównywalny wynik (r/r) w efekcie: wzrostu EBITDA LIFO o 1,2 mld PLN, niższego odpisu na aktywach o 0,1 mld PLN, niższego efekt LIFO o (-) 0,3 mld PLN, wyższej amortyzacji o (-) 0,3 mld PLN, niższego wyniku na działalności finansowej o (-) 0,5 mld PLN oraz wyższego podatku dochodowego o (-) 0,1 mld PLN.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q20 16 mln PLN / 3Q20 8 mln PLN / 4Q19 (-) 79 mln PLN / 12M20 (-) 626 mln PLN / 12M19 (-) 179 mln PLN
 NRV: 4Q20 358 mln PLN / 3Q20 (-) 66 mln PLN / 4Q19 (-) 45 mln PLN / 12M20 (-) 109 mln PLN / 12M19 15 mln PLN

Wyniki 12M20 uwzględniają zysk na okazjnym nabyciu akcji ENERGA rozpoznany w 2Q20 w wysokości 4 062 mln PLN

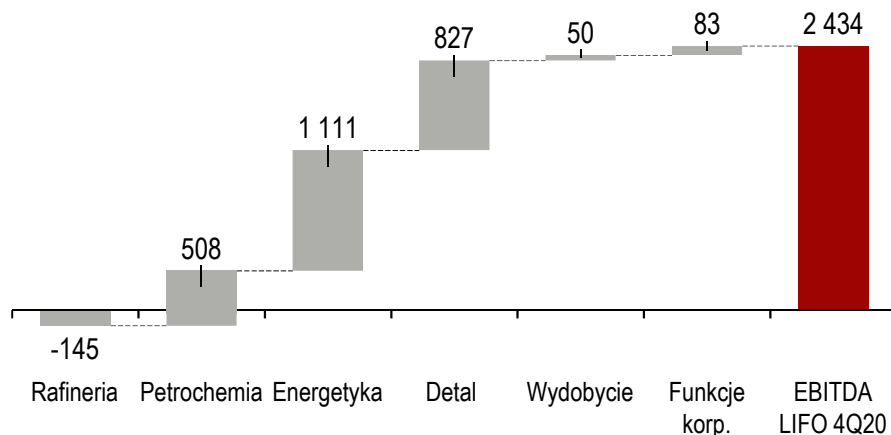
„Grupa ORLEN jest w trakcie weryfikacji utraty wartości aktywów na dzień 31 grudnia 2020 z uwzględnieniem założeń Planu Finansowego 2021 i Strategii 2030. Wyniki zostaną zaprezentowane w Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy ORLEN za rok zakończony 31 grudnia 2020 roku.”

EBITDA LIFO



Wyniki segmentów

mln PLN



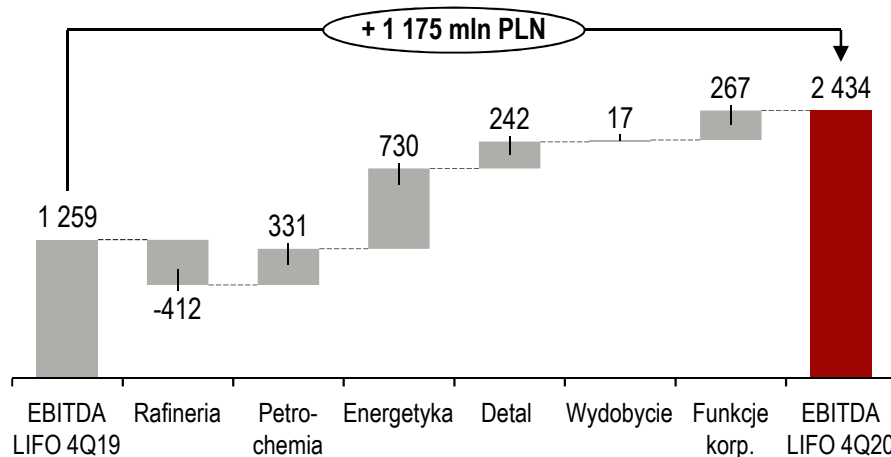
Rafineria: spadek o (-) 412 mln PLN (r/r) głównie w efekcie ujemnego wpływu makro oraz niższych wolumenów sprzedaży, ograniczonego dodatnim wpływem odwrócenia odpisów na zapasach (NRV) oraz braku rezerwy na niedobory inwentaryzacyjne z 4Q19.

Petrochemia: wzrost o 331 mln PLN (r/r) głównie w efekcie dodatniego wpływu makro oraz wyższych wolumenów sprzedaży.

Energetyka: wzrost o 730 mln PLN (r/r) głównie w efekcie dodatniego wpływu konsolidacji wyników Grupy ENERGA, kary otrzymanej od GE za nie wywiązanie się z umowy (CCGT Włocławek) oraz pozytywnego wpływu makro i wolumenów sprzedaży.

Zmiana wyników segmentów (r/r)

mln PLN



Detal: wzrost o 242 mln PLN (r/r) głównie w efekcie dodatniego wpływu wyższych marż paliwowych ograniczonego ujemnym wpływem niższych wolumenów sprzedaży oraz niższych marż pozapaliwowych.

Wydobywanie: wzrost o 17 mln PLN (r/r) głównie w efekcie braku utworzonej w 4Q19 rezerwy na zobowiązania podatkowe oraz oszczędności w kosztach ogólnych przy ujemnym wpływie makro oraz niższych wolumenów sprzedaży.

Funkcje korporacyjne: wzrost o 267 mln PLN (r/r) głównie dzięki jednorazowemu efektowi rozliczenia kontraktów terminowych CO2 w kwiecie 382 mln PLN przy wyższych kosztach pracy oraz wydatkach na ograniczenie skutków pandemii COVID-19.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q20 16 mln PLN / 4Q19 (-) 79 mln PLN
 NRV: 4Q20 358 mln PLN / 4Q19 (-) 45 mln PLN

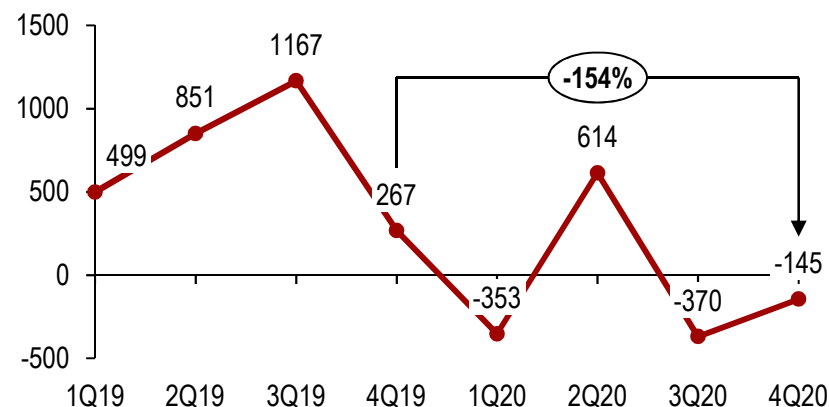
Rafineria – EBITDA LIFO

Ujemny wpływ makro i niższych wolumenów sprzedaży



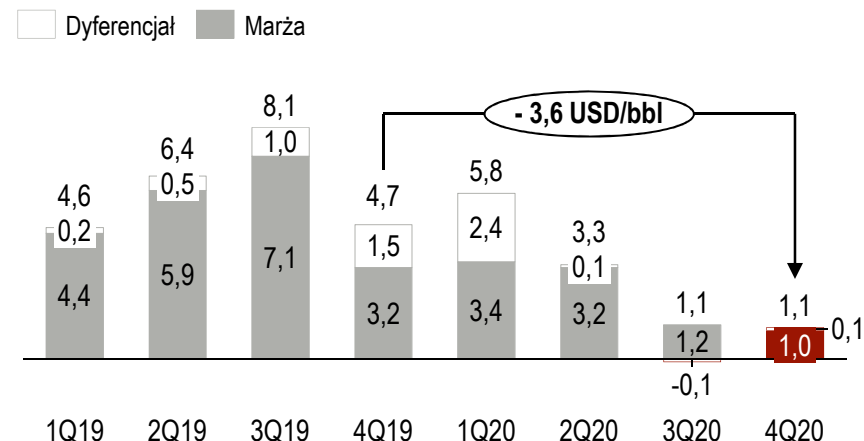
EBITDA LIFO

mln PLN



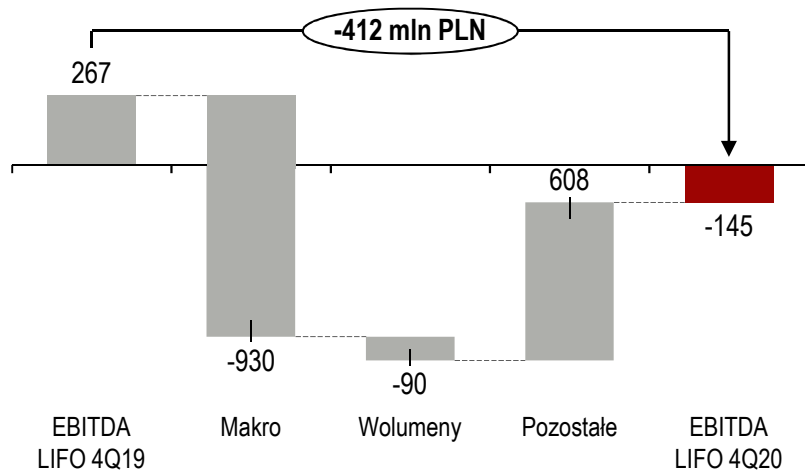
Modelowa marża rafineryjna i dyferencjał Brent/Ural

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 (-) 1,4 USD/bbl, umocnienia PLN względem USD oraz ujemnego wpływu transakcji zabezpieczających przepływy pieniężne realizowanych na zakupach ropy naftowej i sprzedaży produktów. Powyższe ujemne efekty zostały częściowo ograniczone dodatnim wpływem wyższych marż na ciężkich frakcjach rafineryjnych oraz niższych kosztów zużyciu własnych w wyniku spadku cen ropy o (-) 19 USD/bbl.
- Spadek wolumenów sprzedaży o (-) 12% (r/r), w tym: benzyny o (-) 16%, oleju napędowego o (-) 7%, LPG o (-) 15%, JET o (-) 68%, COO o (-) 27%.
- Pozostałe obejmują głównie:
 - 0,4 mld PLN (r/r) odwrócenia odpisów na zapasach (NRV)
 - 0,2 mld PLN (r/r) brak rezerwy na niedobory inwentaryzacyjne z 4Q19

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q20 27 mln PLN / 4Q19 (-) 1 mln PLN
 Makro: marże (-) 439 mln PLN, dyferencjał B/U (-) 271 mln PLN, kurs (-) 52 mln PLN, hedging (-) 168 mln PLN

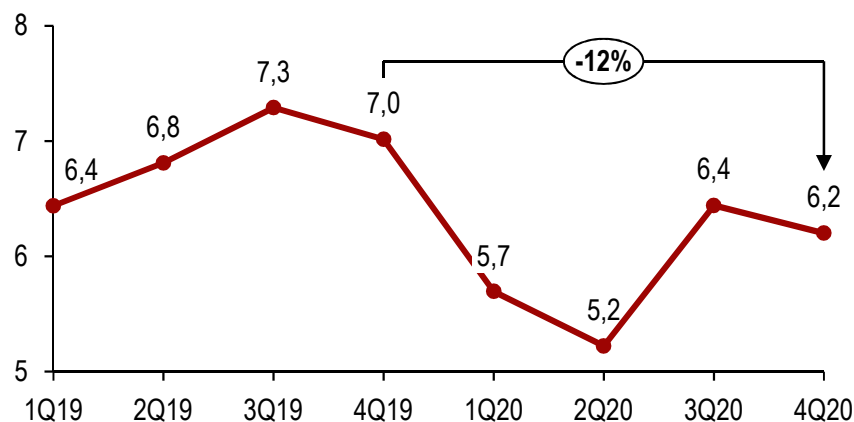
Rafineria – dane operacyjne

Przerób dostosowany do warunków makro oraz popytu na paliwa



Wolumeny sprzedaży

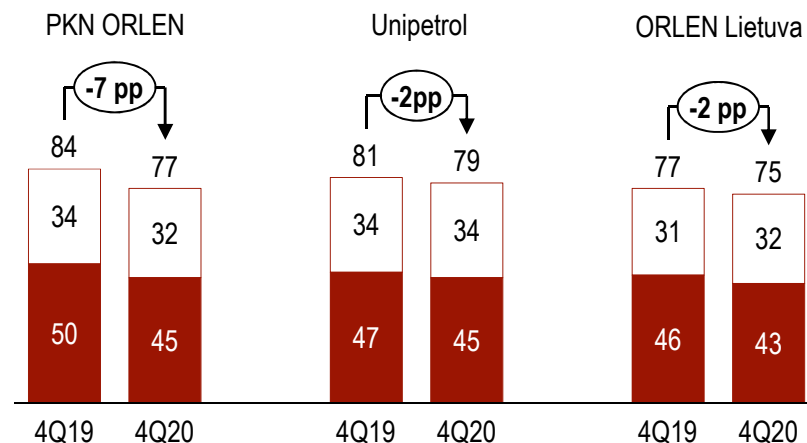
mt



Uzysk paliw

%

□ Uzysk lekkich destylatów ■ Uzysk średnich destylatów



Przerób ropy i wykorzystanie mocy

mt, %

Przerób (mt)	4Q19	3Q20	4Q20	Δ (r/r)
PKN ORLEN	4,0	4,2	3,7	-0,3
Unipetrol	2,0	1,9	1,7	-0,3
ORLEN Lietuva	2,3	2,1	1,9	-0,4
RAZEM	8,4	8,2	7,4	-1,0

Wykorzystanie mocy (%)	4Q19	3Q20	4Q20	Δ (r/r)
PKN ORLEN	97%	103%	90%	-7 pp
Unipetrol	91%	88%	80%	-11 pp
ORLEN Lietuva	89%	81%	75%	-14 pp
RAZEM	94%	93%	84%	-10 pp

Przerób ropy wyniósł 7,4 mt tj. spadek o (-)1,0 mt (r/r), w tym:

- PKN ORLEN – spadek o (-) 0,3 mt (r/r) głównie w efekcie postojów instalacji DRW VI, Hydrokrakingu, Wytwórni Wodoru, HOG oraz obniżenia wykorzystania mocy instalacji FKKII, HOG i HON.
- Unipetrol – spadek o (-) 0,3 mt (r/r) w efekcie niższego popytu na średnie destylaty oraz postojów instalacji CDU, Visbreaking, FKK i PE3.
- ORLEN Lietuva – spadek o (-) 0,4 mt (r/r) w efekcie dostosowania przerobu do sytuacji makro.
- Niższy uzysk paliw we wszystkich rafineriach w efekcie postojów remontowych instalacji produkcyjnych oraz gorszej struktury przerabianych rop.

Sprzedaż wyniosła 6,2 mt tj. spadek o (-) 12% (r/r), w tym: Polska o (-) 7%, Czechy o (-) 18%, ORLEN Lietuva o (-) 15%. Niższa sprzedaż na wszystkich rynkach w efekcie ograniczeń rynkowych (wpływ COVID-19).

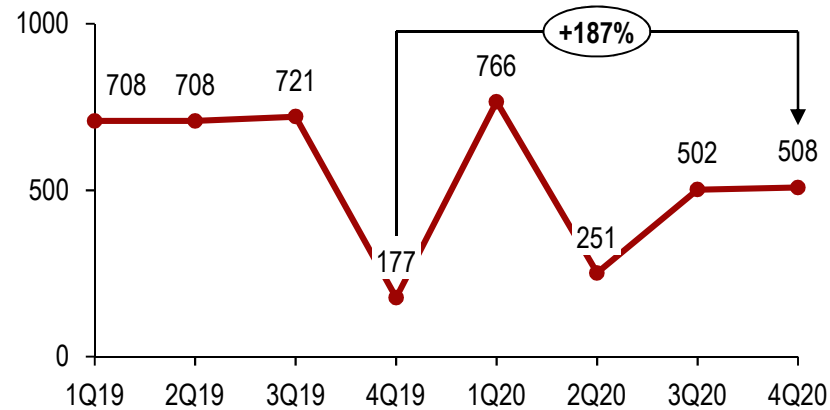
Petrochemia – EBITDA LIFO

Dodatni wpływ makro i wyższych wolumenów sprzedaży



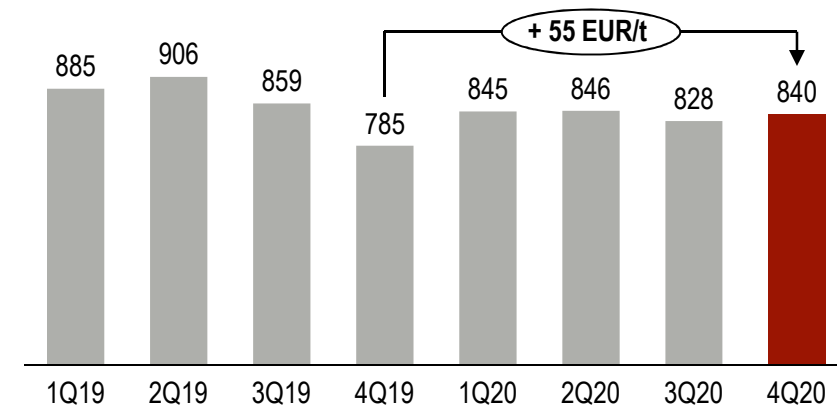
EBITDA LIFO

mln PLN



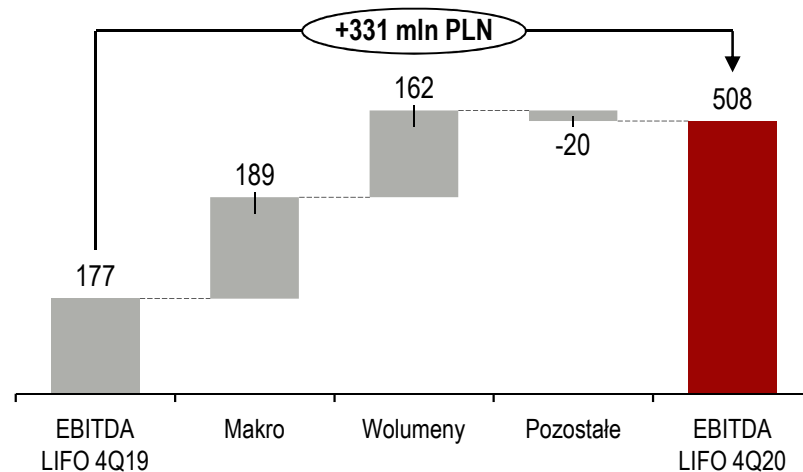
Modelowa marża petrochemiczna

EUR/t



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Dodatni wpływ makro (r/r) w efekcie wzrostu marż na propylenie i poliolefinach oraz osłabienia PLN względem EUR. Powyższe dodatnie efekty zostały częściowo ograniczone ujemnym wpływem niższych marż na etylenie oraz ujemnym wpływem transakcji zabezpieczających przepływy pieniężne realizowanych na sprzedaży produktów.
- Wzrost wolumenów sprzedaży o 17% (r/r), w tym: poliolefin o 47%, nawozów o 12%, PCW o 115% oraz PTA o 15% przy porównywalnej sprzedaży olefin.
- EBITDA LIFO 4Q20 w wysokości 508 mln PLN zawiera:
 - 85 mln PLN wyniku Anwil, tj. wzrost o 57 mln PLN (r/r).
 - 99 mln PLN wyniku PTA, tj. wzrost o 35 mln PLN (r/r).

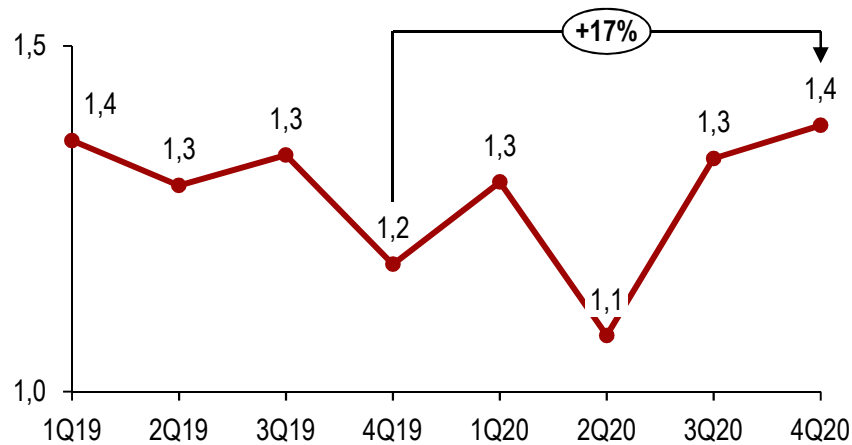
Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q20 0 mln PLN / 4Q19 (-) 28 mln PLN
 Makro: marże 45 mln PLN, kurs 193 mln PLN, hedging (-) 49 mln PLN

Petrochemia – dane operacyjne

Wzrost wolumenów sprzedaży o 17% (r/r)



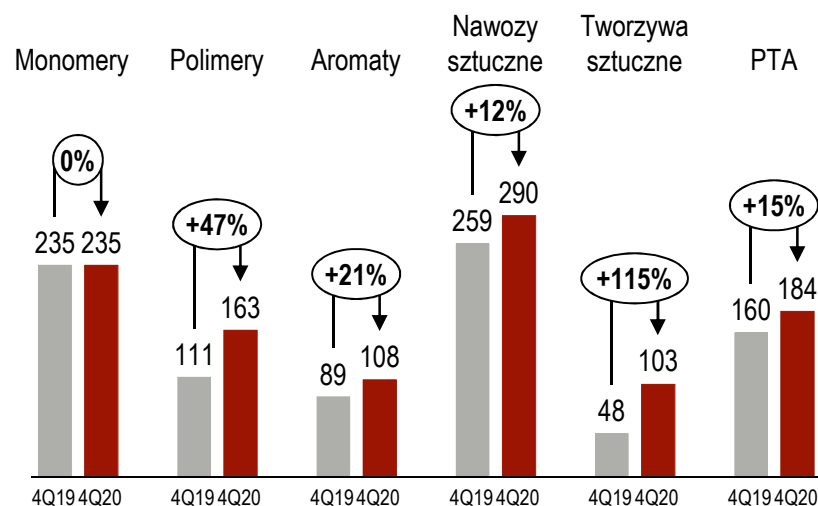
Wolumeny sprzedaży mt



Wykorzystanie mocy %

Instalacje petrochemiczne	4Q19	3Q20	4Q20	Δ (r/r)
Olefiny (Płock)	74%	85%	80%	6 pp
BOP (Płock)	73%	79%	73%	0 pp
Metateza (Płock)	90%	88%	79%	-11 pp
Nawozy (Włocławek)	89%	86%	66%	-23 pp
PCW (Włocławek)	27%	78%	81%	54 pp
PTA (Włocławek)	89%	83%	98%	9 pp
Olefiny (Unipetrol)	68%	83%	83%	15 pp
PPF Splitter (ORLEN Lietuva)	93%	90%	87%	-6 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 Anwil w 4Q19.
- Unipetrol – wyższe wykorzystanie mocy (r/r) dzięki uruchomieniu instalacji PE3 w Litwinowie.
- ANWIL – niższe wykorzystanie mocy instalacji nawozowych (r/r) w związku z postojami remontowymi w 4Q20
- ORLEN Lietuva – praca instalacji bez istotnych postojów, niższy przerób ropy w 4Q20 z uwagi na warunki makroekonomiczne

Sprzedaż wyniosła 1,4 mt tj. wzrost o 17% (r/r), w tym:

- Polska – wzrost o 13% (r/r) w efekcie wyższej sprzedaży etylenu, PTA, nawozów i PCW.
- Czechy – wzrost o 22% (r/r) w związku z wyższą sprzedażą polietylenu (uruchomienie PE3), polipropylenu oraz PCW.
- ORLEN Lietuva – wzrost o 200% (r/r) w efekcie wyższej sprzedaży zewnętrznej propylenu (w zeszłym roku wyższy był udział transferów wewnętrznych)

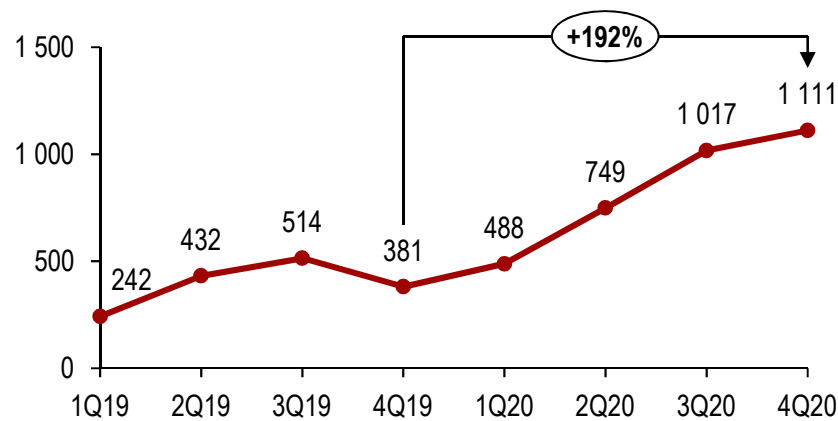
Energetyka – EBITDA LIFO

Dodatni wpływ konsolidacji wyników Grupy ENERGA



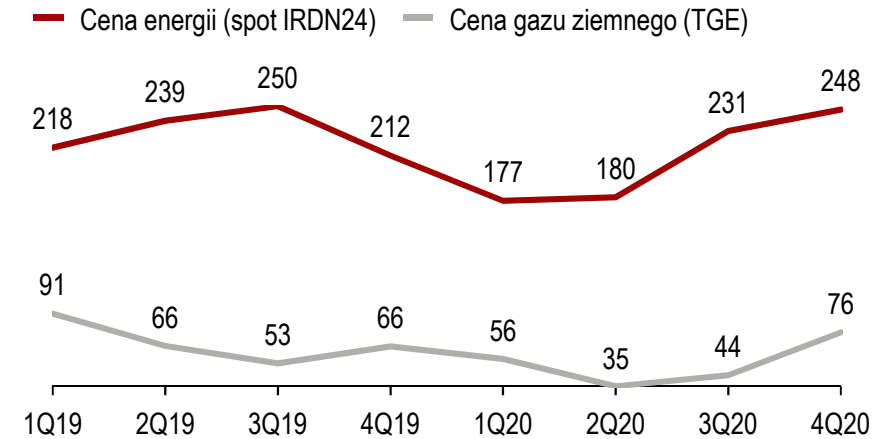
EBITDA LIFO

mln PLN



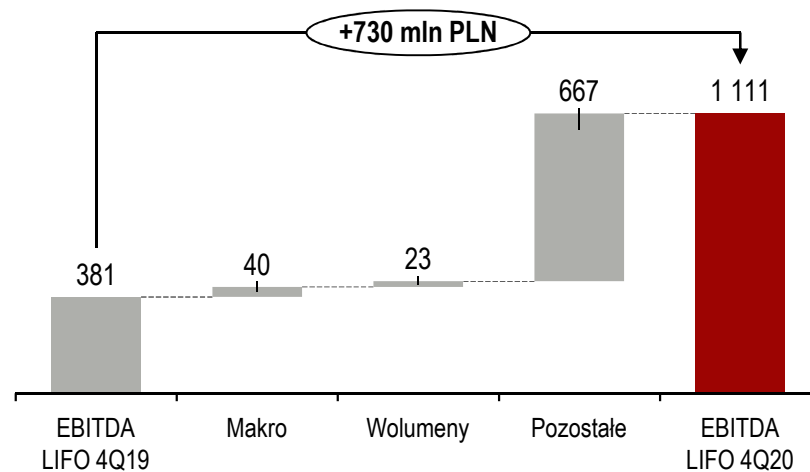
Cena energii i gazu (notowania rynkowe)

PLN/MWh



EBITDA LIFO – wpływ czynników*

mln PLN



- Dodatni wpływ makro (r/r) w efekcie szybszego wzrostu cen energii elektrycznej w porównaniu do cen gazu.
- Wyższa sprzedaż energii elektrycznej w Grupie ORLEN (r/r).
- Pozostałe obejmują głównie:
 - 0,5 mld PLN (r/r) konsolidacji wyniku Grupy ENERGA
 - 0,2 mld PLN (r/r) kary otrzymanej od GE za nie wywiązanie się z umowy (CCGT Włocławek) oraz niższe koszty zmienne (tańszy gaz).

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q20 2 mln PLN / 4Q19 (-) 2 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

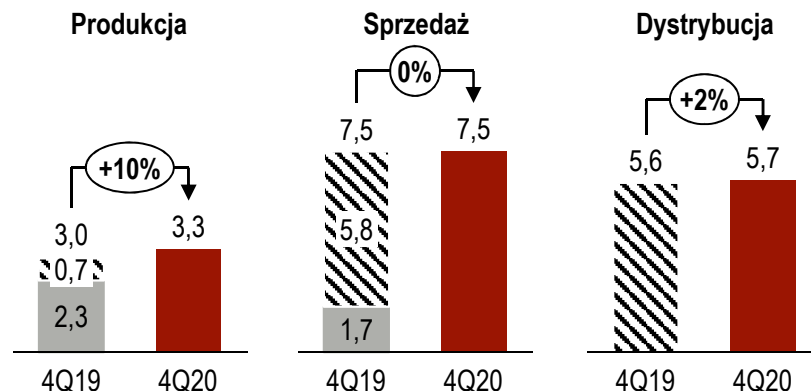
Ponad 70% produkcji energii el. ze źródeł zero i niskoemisyjnych



Wolumeny

TWh

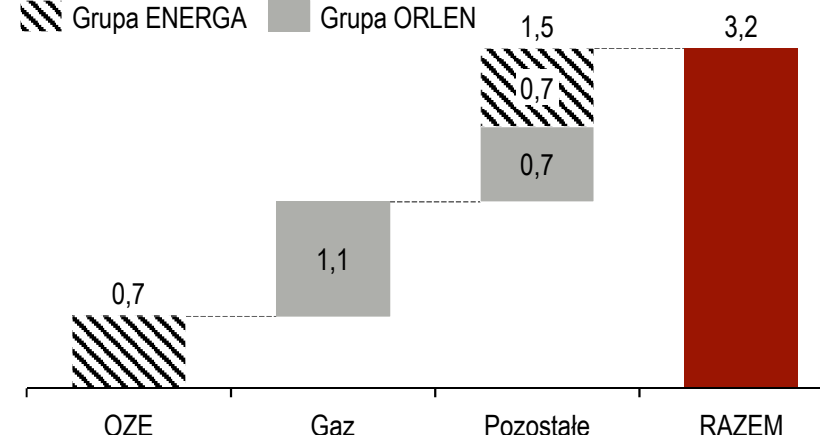
Grupa ENERGA Grupa ORLEN



Moc zainstalowana

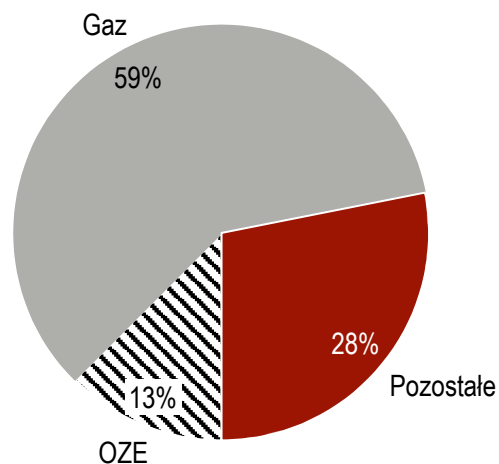
GWe

Grupa ENERGA Grupa ORLEN



Produkcja energii elektrycznej – źródła wytwarzania

%



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

- Moc zainstalowana: 3,2 GWe (energia elektryczna) / 6,0 GWt (ciepło).
- Produkcja: 3,3 TWh (energia elektryczna) / 12,1 PJ (ciepło).
- Produkcja energii elektrycznej wzrosła o 10% (r/r) głównie w efekcie korzystnych warunków makro dla bloków gazowych, elektrowni wodnych (lepsze warunki hydrometeorologiczne), wiatru (lepsze warunki wietrzności i oddana w czerwcu 2020 nowa farma wiatrowa o mocy ok. 31 MW) oraz mniejszy wolumen ze spalania biomasy (rezygnacja ze współspalania w Ostrołęce). W energetyce konwencjonalnej odnotowaliśmy głównie wzrost produkcji (r/r) w Ostrołęce w efekcie wyższego zapotrzebowania ze strony PSE.
- Sprzedaż energii elektrycznej na porównywalnym poziomie (r/r).
- Dystrybucja energii elektrycznej (w pełni realizowana przez Energa Operator) wzrosła o 1% (r/r) głównie w efekcie lockdownu gospodarki i związanego z tym zwiększenia pracy zdalnej. Zauważalna jest ogólna tendencja do przyrostu mocy przyłączonych do sieci Energa Operator.
- Wolumen emisji CO₂ segmentu Energetyki Grupy ORLEN (bez ENERGA) wyniósł 1,9 mln t.

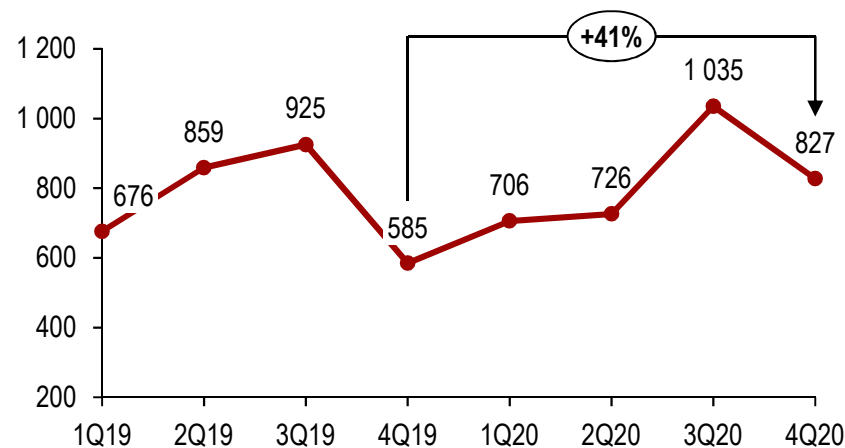
Detal – EBITDA LIFO

Wzrost marż paliwowych ograniczony spadkiem sprzedaży



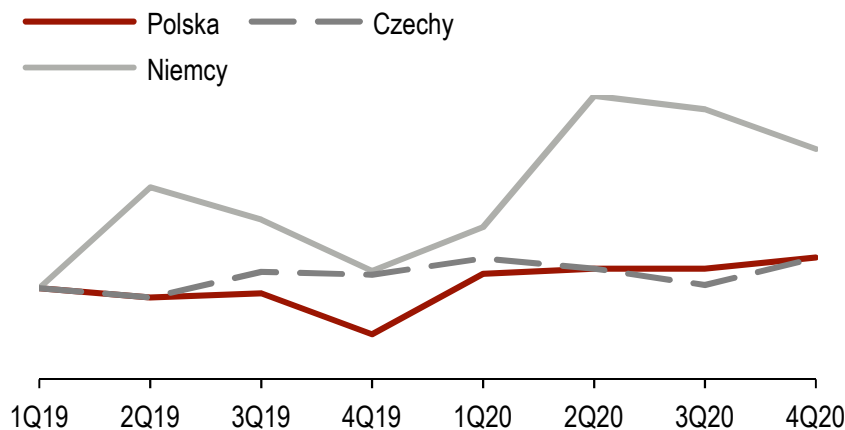
EBITDA LIFO

mln PLN



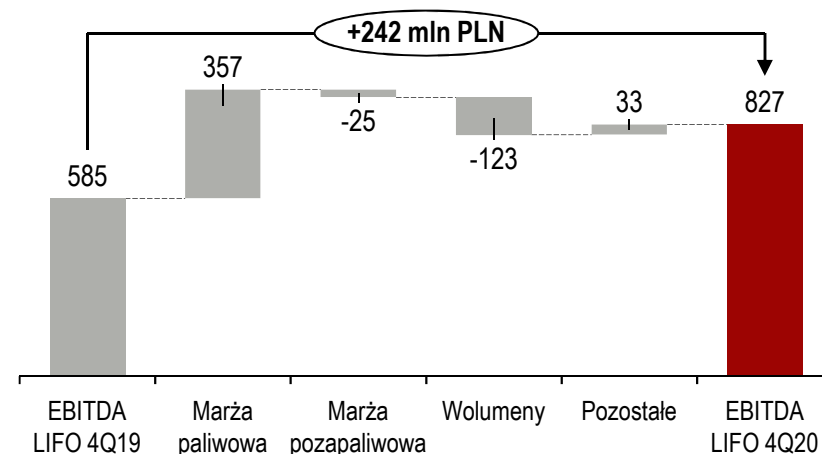
Marża paliwowa

% (kw/kw)



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Spadek wolumenów sprzedaży o (-) 14% (r/r), w tym: benzyna o (-) 13%, olej napędowy o (-) 14% i LPG o (-) 21%.
- Wzrost marż paliwowych na rynku polskim i niemieckim przy porównywalnym poziomie marż na rynku czeskim i litewskim (r/r).
- Spadek marż pozapaliwowych na rynku polskim i czeskim przy wyższych marżach na rynku niemieckim i porównywalnym poziomie marż na rynku litewskim (r/r).
- Wzrost liczby punktów gastronomicznych Stop Cafe/Star Connect (włączając sklepy convenience) o 145 (r/r).
- Wzrost liczby punktów alternatywnego tankowania o 104 (r/r). Obecnie posiadamy 212 punktów alternatywnego tankowania, w tym: 167 punktów ładowania samochodów elektrycznych, 2 stacje wodorowe oraz 43 stacje CNG.
- Pozostałe obejmują głównie dodatni wpływ zmiany salda na pozostałej działalności operacyjnej (rezerwy na ryzyka gospodarcze oraz sprzedaż majątku).

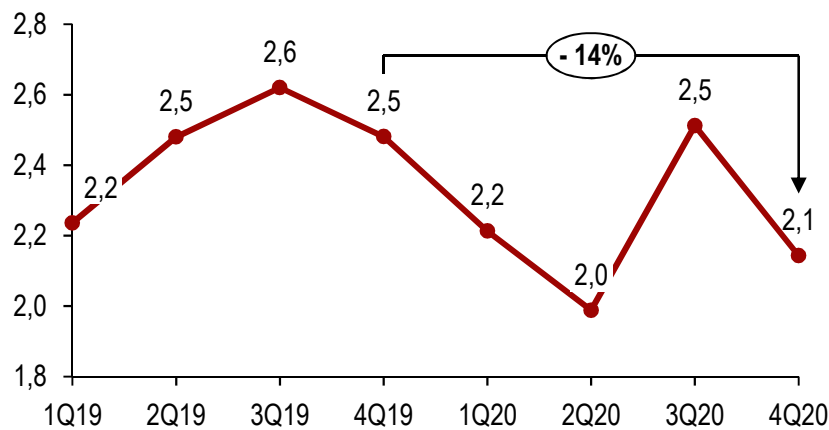
Detal – dane operacyjne

Ponad 80% stacji wyposażona w koncept pozapaliwowy



Wolumeny sprzedaży

mt



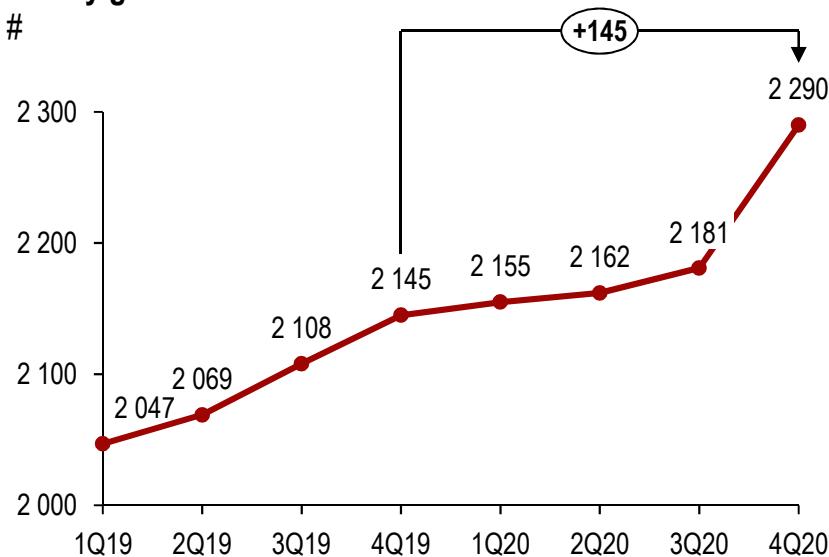
Liczba stacji i udziały rynkowe (wolumenowe)

#, %

	# stacji	Δ r/r	% rynku	Δ r/r
Polska	1 811	11	33,7	-0,4 pp
Niemcy	583	-2	6,6	0,0 pp
Czechy	419	3	25,0	0,3 pp
Litwa	29	4	4,5	-0,2 pp
Słowacja	13*	3	0,6	0,4 pp

Punkty gastronomiczne

#



- Spadek sprzedaży o (-) 14% (r/r), w tym: w Polsce o (-) 16%, w Czechach (-) 8%, w Niemczech o (-) 11%** i na Litwie o (-) 7%.
- 2855 stacji paliw, tj. wzrost o 19 (r/r), w tym: w Polsce o 11, w Czechach o 3, na Litwie o 4 i na Słowacji o 3 przy spadku liczby stacji w Niemczech o 2.
- Wzrost udziałów rynkowych (r/r) w Czechach i na Słowacji przy spadku udziałów w Polsce i na Litwie oraz porównywalnych udziałach w Niemczech.
- 2290 punktów gastronomicznych, w tym: 1725 Stop Cafe w Polsce (włączając 662 sklepy convenience), 385 Stop Cafe w Czechach, 139 Star Connect w Niemczech, 28 Stop Cafe na Litwie oraz 13 Stop Cafe na Słowacji. Wzrost o 145 (r/r), w tym: w Polsce o 26, w Czechach o 79, w Niemczech o 22, na Litwie o 5 i na Słowacji o 13.
- 212 punkty alternatywnego tankowania, w tym: 137 w Polsce, 66 w Czechach i 9 w Niemczech. Wzrost o 104 (r/r), w tym: w Polsce o 95, w Czechach o 6 i w Niemczech o 3.

* Na Słowacji posiadamy 20 stacji, z czego 13 funkcjonuje a reszta zostanie włączona do sieci w 2021r.

** Obejmuje również sprzedaż paliw poza siecią stacji własnych. Spadek sprzedaży wolumenowej na stacjach paliw ORLEN Deutschland o (-) 12,5% (r/r).

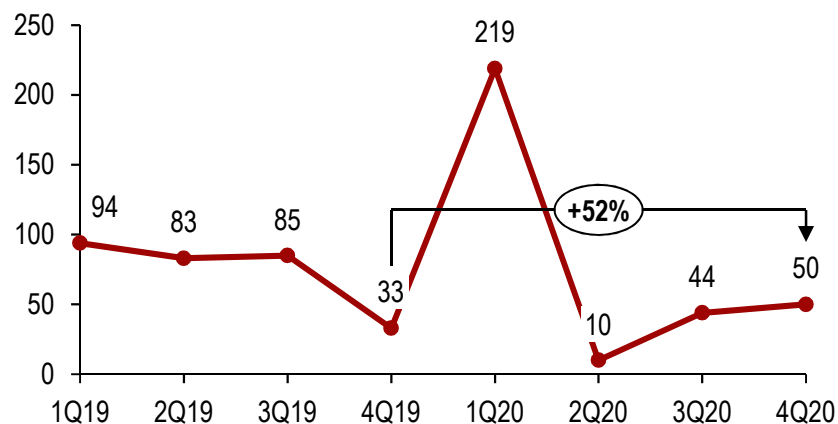
Wydobycie – EBITDA LIFO

Ujemny wpływ makro i niższych wolumenów sprzedaży



EBITDA LIFO

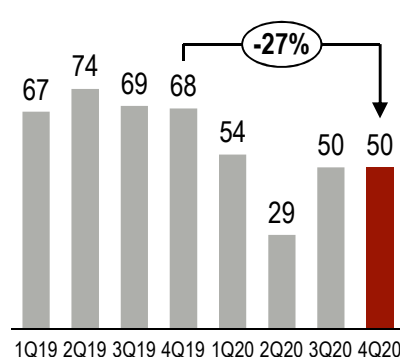
mln PLN



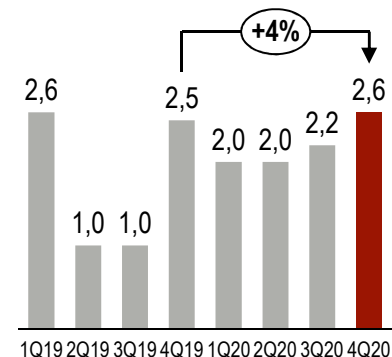
Cena ropy Canadian Light Sweet (CLS) i gazu AECO

CAD/bbl, CAD/mcf

Cena ropy CLS

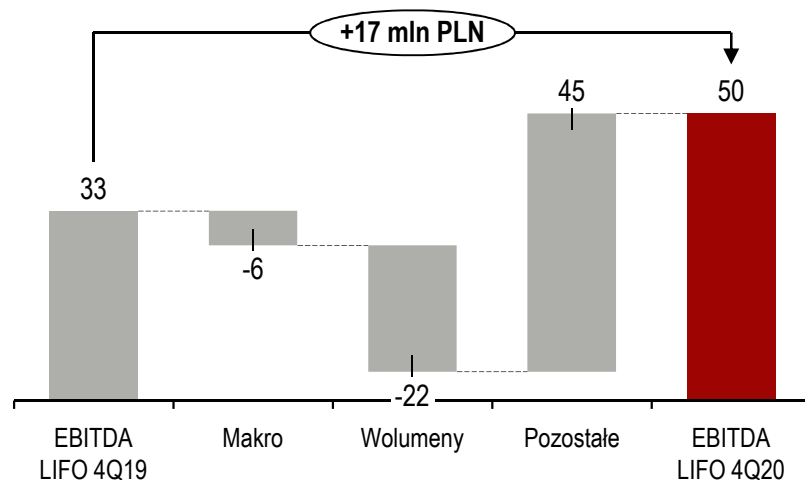


Cena gazu AECO



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 (-) 12% (r/r) w efekcie spadku średniego wydobycia o (-) 2,5 tys. boe/d (r/r), w tym: w Polsce o (-) 0,2 tys. boe/d i w Kanadzie o (-) 2,3 tys. boe/d.
- Pozostałe obejmują głównie brak utworzonej w 4Q19 rezerwy na zobowiązania podatkowe oraz oszczędności w kosztach ogólnych.

Wydobycie – dane operacyjne

Spadek średniego wydobycia o (-) 2,5 tys. boe/d (r/r)



Polska



Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

10,1 mln boe* (5% węglowodory ciekłe, 95% gaz)

4Q20

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

EBITDA: (-) 1 mln PLN** / CAPEX: 42 mln PLN

12M20

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

EBITDA: 35 mln PLN** / CAPEX: 147 mln PLN

4Q20

- Kontynuowano prace nad zagospodarowaniem złoża gazu ziemnego Bystrowice (projekt Miocen) w formule Generalnego Realizatora Inwestycji. W dniu 24.12.2020 r. uruchomiono wydobycie z pierwszego samodzielnego Zakładu Górniczego ORLEN Upstream – Kopalnia Gazu Ziemnego Bystrowice. W ramach zagospodarowania złóż Bajerze i Tuchola (projekt Edge) kontynuowano prace projektowe i formalno-prawne oraz wybrano dostawcę urządzeń i wykonawcę Ośrodków Produkcyjnych. Trwają prace projektowe i formalno-prawne dla zagospodarowania złoża gazu ziemnego Chwałęciny (projekt Płotki) oraz prace administracyjno-przetargowe związane z zagospodarowaniem odwiertu Sieraków-2H (projekt Sieraków).
- Zrealizowano z wynikiem pozytywnym wiercenie otworu Grodzewo-1 (projekt Płotki) oraz przeprowadzono testy wydobywcze. Trwa analiza pozyskanych danych. W projektach Miocen, Edge i Płotki prowadzono prace projektowe i administracyjne dla przyszłych otworów.
- W ramach prac sejsmicznych kontynuowano interpretację danych sejsmicznych Wilcze 3D (projekt Edge) oraz zakończono interpretację danych Brzezie-Gołuchów 3D (projekt Płotki). Trwa przetwarzanie regionalnych profili sejsmicznych 2D (projekt Karpaty). Wybrany został wykonawca processingu dla nowo pozyskanych danych sejsmicznych Koczala-Miastko 3D (projektu Edge).

Kanada



Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

180,1 mln boe* (60% węglowodory ciekłe, 40% gaz)

4Q20

Średnie wydobycie: 15,2 tys. boe/d (42% węglowodory ciekłe)

EBITDA: 51 mln PLN** / CAPEX: 93 mln PLN

12M20

Średnie wydobycie: 17,0 tys. boe/d (46% węglowodory ciekłe)

EBITDA: 288 mln PLN** / CAPEX: 253 mln PLN

4Q20

- Wznowiono prace inwestycyjne związane z zagospodarowaniem posiadanych aktywów, w tym m.in.: rozpoczęto wiercenie 3 otworów (3,0 netto) na obszarze Ferrier oraz 1 otworu (1,00 netto) na obszarze Kakwa. Po przeprowadzeniu zabiegu szczelinowania na 2 odwiertach (1,75 netto) w obszarze Kakwa, odwierty zostały podłączone do wydobycia.
- Prowadzone były zadania związane z optymalizacją wydobycia oraz instalacją wyposażenia wglębnego otworów w kluczowych obszarach działalności w Kanadzie.
- Realizowano proces technicznej konsolidacji aktywów wydobywczych Ferrier i Strachan w ramach jednego obszaru operacyjnego Ferrier (obniżenie kosztów operacyjnych poprzez przerób węglowodorów przez własną infrastrukturę).
- 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, regularne inspekcje i dostosowanie infrastruktury oraz modernizację silników i innych urządzeń wpływających na wielkość emisji.
- Optymalizacja struktury GK ORLEN Upstream Canada.

* Polska - dane na dzień 31.12.2020 / Kanada - dane na dzień 31.12.2019 pomniejszone o wydobycie w 2020r.

** Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q20 0 mln PLN / 12M20: (-) 619 mln PLN



Najważniejsze liczby i wydarzenia



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



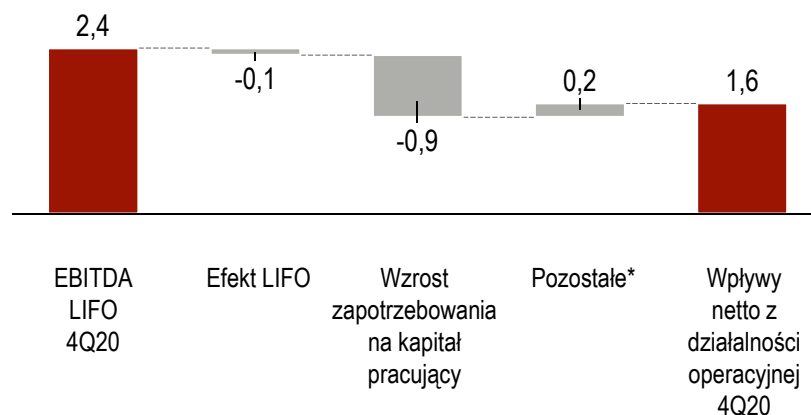
Perspektywy rynkowe

Przepływy pieniężne



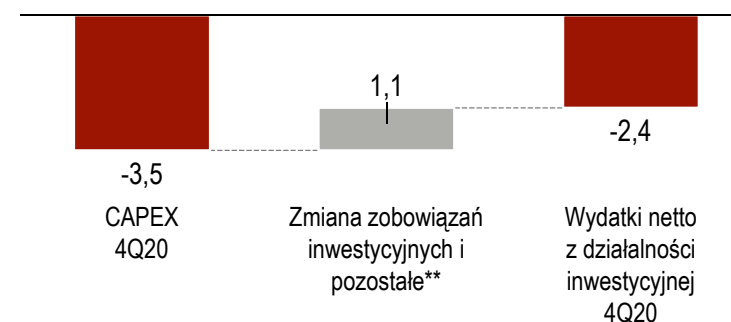
Przepływy z działalności operacyjnej 4Q20

mld PLN



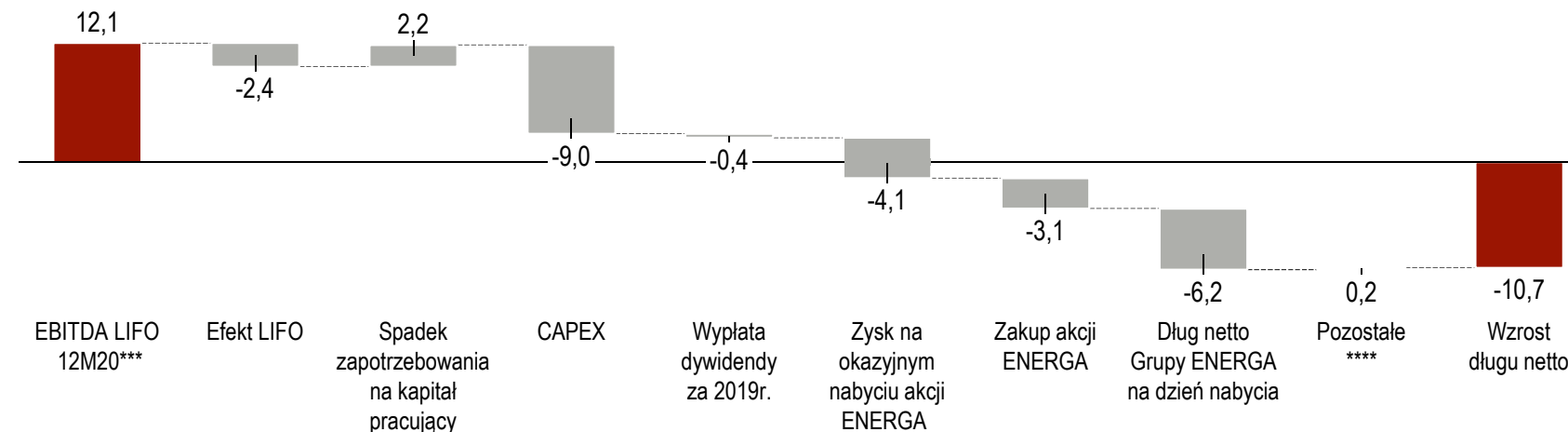
Przepływy z działalności inwestycyjnej 4Q20

mld PLN



Wolne przepływy pieniężne 12M20

mld PLN



* Głównie korekta z tytułu zmiany stanu rezerw 0,4 mld PLN, strata z działalności inwestycyjnej w wysokości 0,3 mld PLN dotycząca głównie rozliczenia i wyceny pochodnych instrumentów finansowych, nieodpłatnie otrzymane prawa majątkowe (-) 0,2 mld PLN, depozyty zabezpieczające (-) 0,2 mld PLN oraz zapłacony podatek dochodowy (-) 0,1 mld PLN.

** W tym: nabycie akcji Energa (-) 0,4 mld PLN, przepływy netto z tytułu pożyczek 0,2 mld PLN, rozpoznanie prawa do użytkowania 0,5 mld PLN, zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych 0,6 mld PLN

*** W tym: (-) 0,1 mld PLN ujemnego wpływu z tytułu przeceny zapasów (NRV) oraz 4,1 mld PLN zysku na okazjnym nabyciu akcji ENERGA.

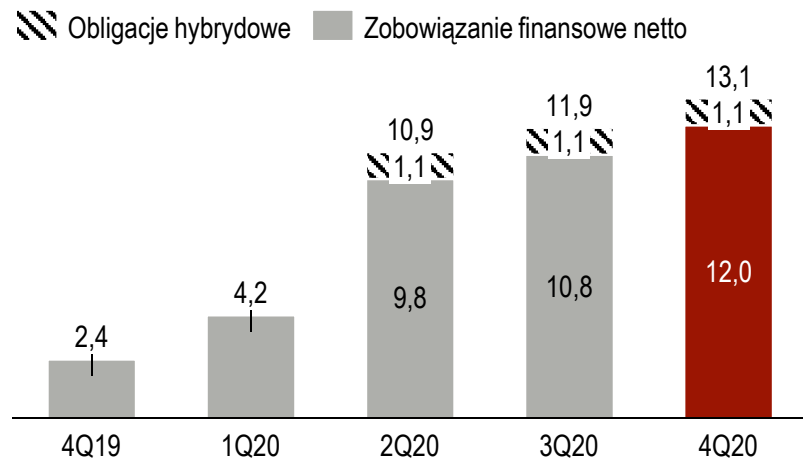
**** Głównie zapłacony podatek dochodowy (-) 0,7 mld PLN oraz zapłacone odsetki (-) 0,4 mld PLN oraz rozpoznanie prawa do użytkowania 1,1 mld PLN

Siła finansowa

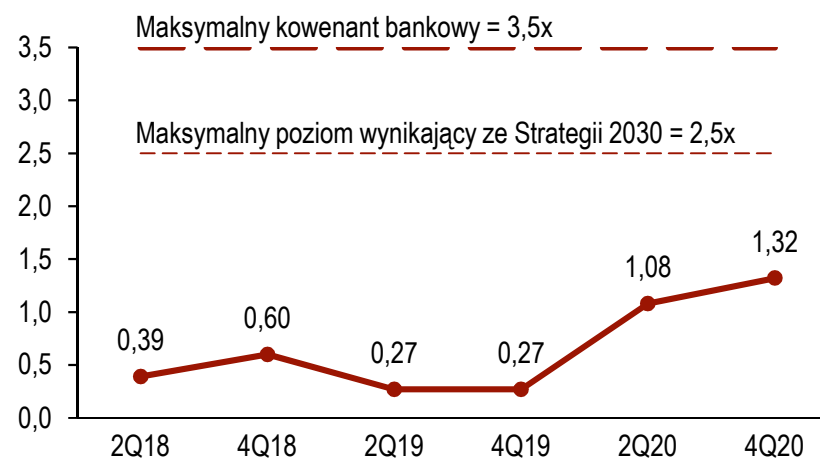


Dług netto

mld PLN

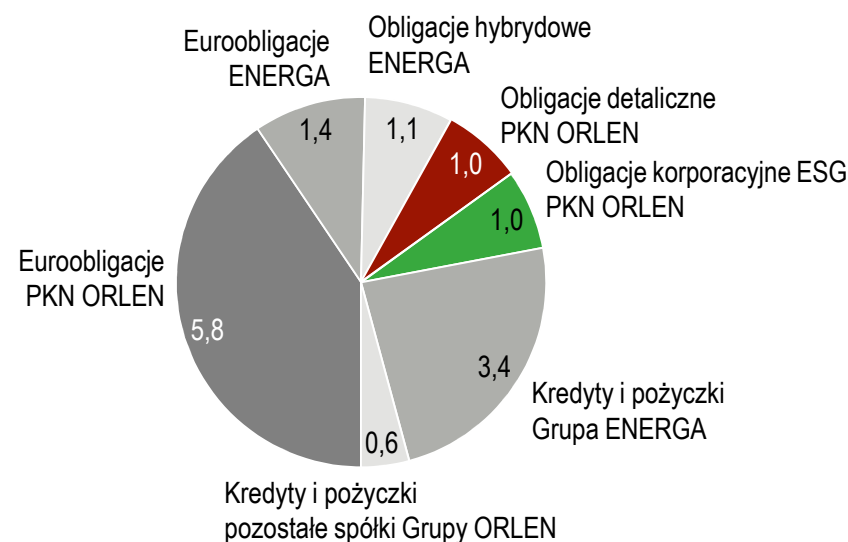


Dług netto/EBITDA*



Dług brutto – źródła finansowania

mld PLN



- Struktura walutowa długu brutto: EUR 58%, PLN 38%, CZK 4%
- Średni termin zapadalności zadłużenia: 2023r.
- Rating inwestycyjny: BBB- perspektywa stabilna (Fitch), Baa2 perspektywa pozytywna (Moody's).
- Pierwsza w Europie Centralnej emisja obligacji korporacyjnych opartych o rating ESG MSCI (wartość emisji: 1 mld PLN; tenor: 5 lat).
- Wzrost zadłużenia netto o 1,2 mld PLN (kw/kw) głównie w efekcie wydatków inwestycyjnych na poziomie (-) 2,5 mld PLN, zakup akcji ENERGA w ramach drugiego wezwania (-) 0,4 mld PLN, płatności zobowiązań z tytułu leasingu w wysokości (-) 0,2 mld PLN przy dodatnich przepływach z działalności operacyjnej w wysokości 1,6 mld PLN.
- Zapasy obowiązkowe w bilansie na koniec 4Q20 wyniosły 4,7 mld PLN, z czego w Polsce 4,2 mld PLN.

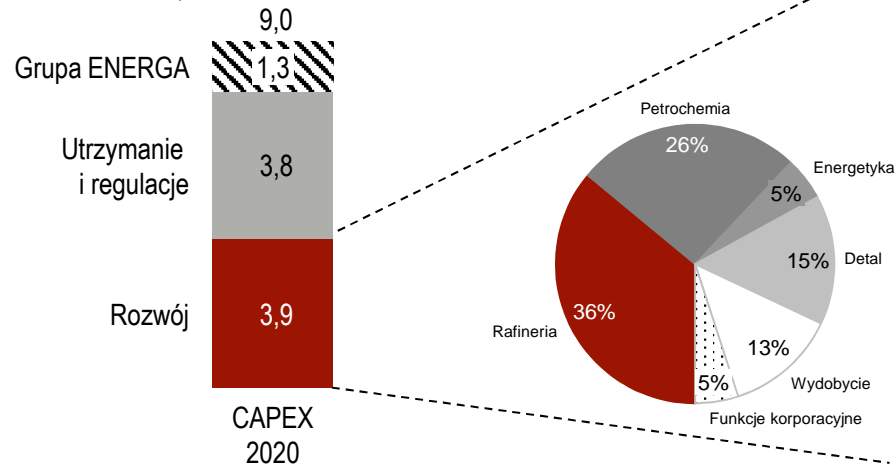
* Poziom długu netto przyjęty do obliczenia wskaźnika nie uwzględnia zadłużenia z tytułu project finance bez regresu i emisji obligacji hybrydowych

Nakłady inwestycyjne



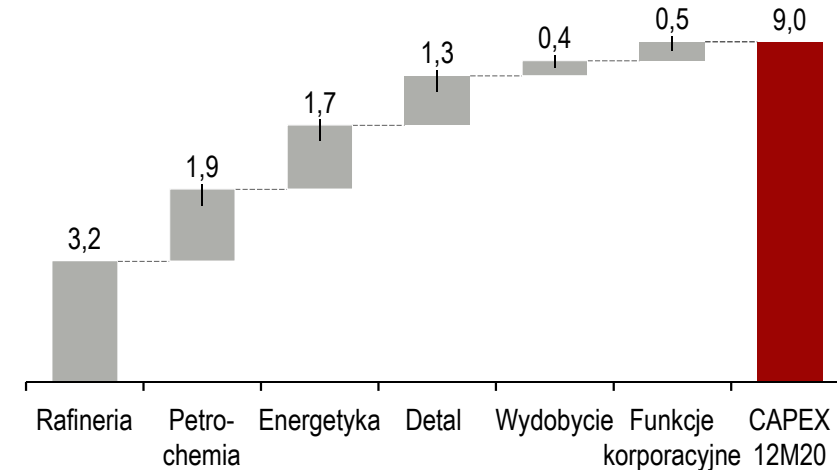
Planowany CAPEX 2020

mld PLN, %



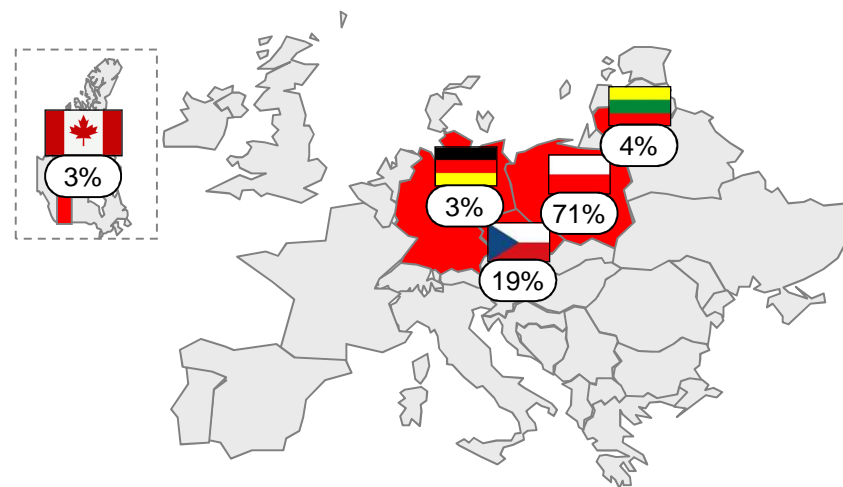
Zrealizowany CAPEX 12M20* – podział na segmenty

mld PLN



Zrealizowany CAPEX 12M20 – podział wg krajów

%



Główne projekty rozwojowe realizowane w 4Q20

Rafineria

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

Petrochemia

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

Energetyka

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

Detal

- Otwarto łącznie 26 stacji paliw, zamknięto/zakończono współpracę na 11 stacjach, 6 stacji zostało zmodernizowanych
- Otwarto 109 punktów Stop Cafe/Star Connect (włączając sklepy convenience)

Wydobycie

- Kanada – 93 mln PLN / Polska – 42 mln PLN

* CAPEX 4Q20 wyniósł 3 519 mln PLN: rafineria 1 176 mln PLN, petrochemia 749 mln PLN, energetyka 749 mln PLN, detal 477 mln PLN, wydobycie 135 mln PLN, FK 233 mln PLN.



Najważniejsze liczby i wydarzenia



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



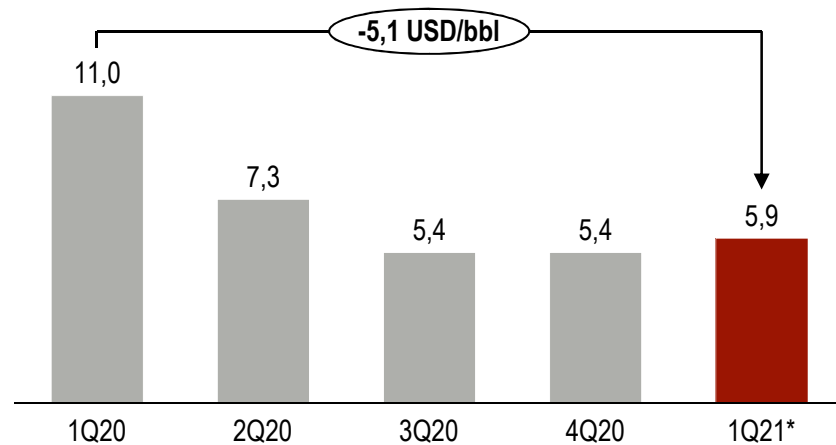
Perspektywy rynkowe

Otoczenie makroekonomiczne 1Q21



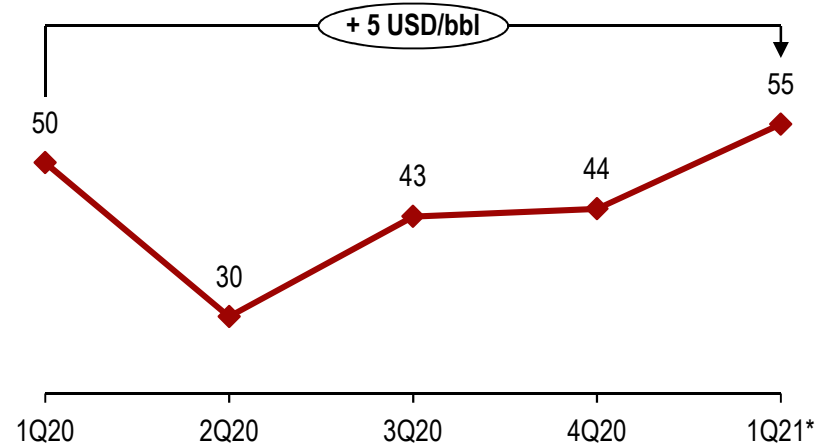
Modelowa marża downstream

USD/bbl



Średnia cena ropy Brent

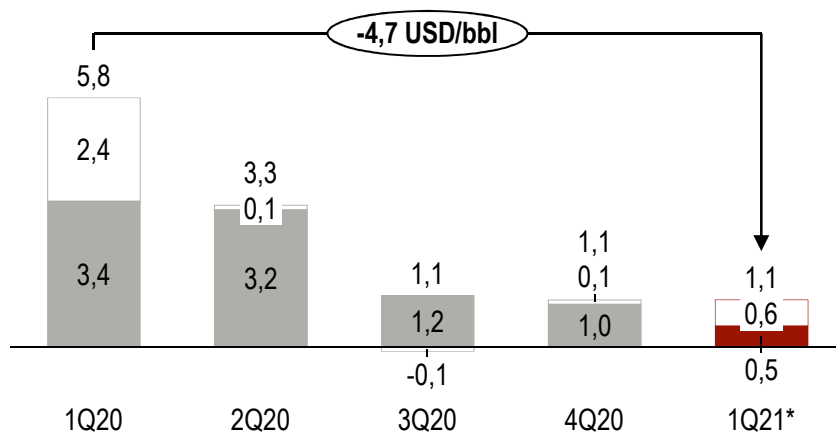
USD/bbl



Modelowa marża rafineryjna i dyferencjał Brent/Ural

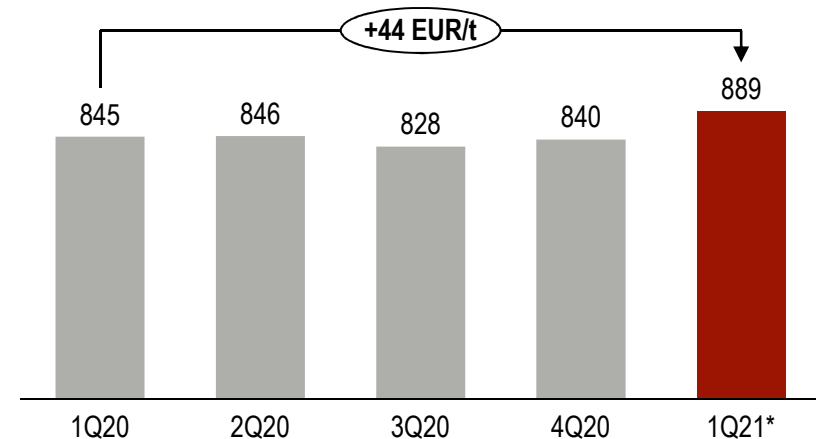
USD/bbl

□ dyferencjał ■ marża



Modelowa marża petrochemiczna

EUR/t



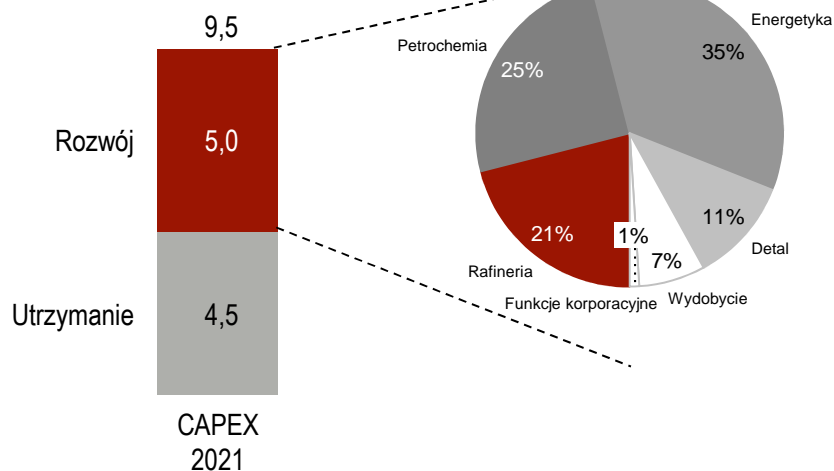
* Dane do dnia 29.01.2021

Nakłady inwestycyjne 2021



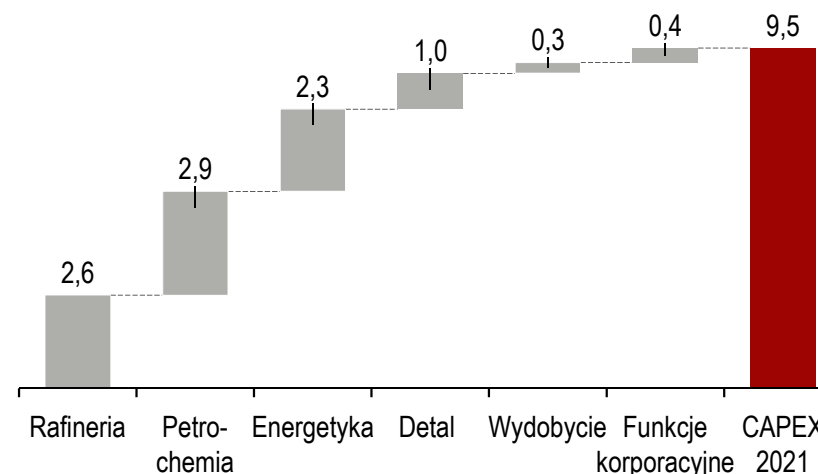
Planowany CAPEX 2021

mld PLN, %



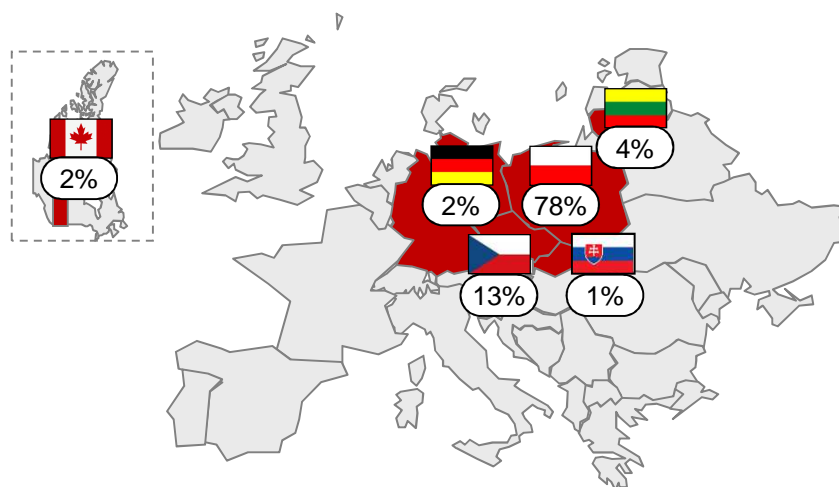
Planowany CAPEX 2021 – podział na segmenty

mld PLN



Planowany CAPEX 2021 – podział wg krajów

%



Główne projekty rozwojowe w 2021

Rafineria

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

Petrochemia

- Projekt rozbudowy zdolności produkcyjnych instalacji olefin w Płocku
- Rozbudowa zdolności produkcyjnych nawozów w Anwilu
- Budowa instalacji DCPD (wsad do produkcji wyspecjalizowanych tworzyw sztucznych) w Unipetrol

Energetyka

- Modernizacja obecnych aktywów oraz przyłączenie nowych odbiorców w GK ENERGA
- Budowa farm fotowoltaicznych w GK ENERGA
- Projekt budowy morskich farm wiatrowych na Bałtyku
- Rozwój sieci ładowania samochodów elektrycznych (70 nowych stacji)

Detal

- Rozwój sieci paliw (50 nowych stacji, w tym 30 własnych)
- Rozwój sieci gastronomicznej (140 nowych punktów Stop Cafe/Star Connect)
- Wprowadzanie nowych usług i produktów

Wydobycie

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



Makro

- Ropa Brent – oczekiwany wzrost cen ropy w porównaniu do średniej z 2020r. głównie w efekcie prognozowanego silnego wzrostu popytu na paliwa w drugiej połowie 2021r. (program szczepień na COVID-19). Od początku roku Arabia Saudyjska zredukowała wydobycie ropy o 1mbd ograniczając znacząco nadwyżkę ropy na rynku. Powyższe czynniki przełożyły się na wzrost oczekiwań co do cen ropy o ok. 10 USD/b. Oczekujemy, że cena ropy w 1Q21 wyniesie ok. 55 USD/b dochodząc do poziomu 60 USD/b pod koniec roku.
- Marża rafineryjna – oczekiwany wzrost marży rafineryjnej w porównaniu do średniej z 2020r., jednakże wzrost ten będzie powolny do czasu redukcji globalnego potencjału produkcyjnego o ok. 3,7 mbd (w tym o ok. 1,7 mbd w Europie), co może potrwać kilka kwartałów.
- 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.
- W krótkich okresach marże rafineryjne i petrochemiczne będą pod wpływem wahań cen ropy naftowej.



Gospodarka

- Prognozy PKB* – Polska 3,1%, Czechy 1,7%, Litwa 1,9%, Niemcy 5,1%.
- Konsumpcja paliw – oczekiwany wzrost popytu na paliwa w efekcie ożywienia gospodarczego po COVID-19



Regulacje

- Narodowy Cel Wskaźnikowy (NCW) – poziom bazowy w 2021r. wynosi 8,7%. PKN ORLEN będzie mógł skorzystać z możliwości redukcji wskaźnika do 5,707%.
- Podatek od przychodów ze sprzedaży detalicznej – wprowadzenie od 1 stycznia 2021r

* Polska (NBP, listopad 2020); Niemcy (CE, grudzień 2020); Czechy (CNB, listopad 2020); Litwa (LB, grudzień 2020)

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

www.orlen.pl



Slajdy pomocnicze

EBITDA LIFO – oczyszczenie wyników o wpływ przeceny zapasów



EBITDA LIFO mln PLN	1Q19	2Q19	3Q19	4Q19	12M19	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	12M20
Rafineria	499	851	1 167	267	2 784	-353	614	-370	-145	-254
w tym NRV	242	-39	-142	-45	16	-1 551	1 169	-65	365	-82
Rafineria bez NRV	257	890	1 309	312	2 768	1 198	-555	-305	-510	-172
Petrochemia	708	708	721	177	2 314	766	251	502	508	2 027
w tym NRV	0	0	-1	0	-1	-58	39	-1	-7	-27
Petrochemia bez NRV	708	708	722	177	2 315	824	212	503	515	2 054
Energetyka	242	432	514	381	1 569	488	749	1 017	1 111	3 365
Detal	676	859	925	585	3 045	706	726	1 035	827	3 294
Wydobycie	94	83	85	33	295	219	10	44	50	323
Funkcje korporacyjne	-205	-201	-245	-184	-835	-219	-347	-263	83	-746
EBITDA LIFO	2 014	2 732	3 167	1 259	9 172	1 607	2 003	1 965	2 434	8 009
w tym NRV	242	-39	-143	-45	15	-1 609	1 208	-66	358	-109
EBITDA LIFO bez NRV	1 772	2 771	3 310	1 304	9 157	3 216	795	2 031	2 076	8 118

Wyniki – podział na kwartały



mln PLN	4Q19	3Q20	4Q20	Δ (r/r)	12M19	12M20	Δ
Przychody	27 500	23 918	23 173	-16%	111 203	86 178	-23%
EBITDA LIFO	1 259	1 965	2 434	93%	9 172	8 009	-13%
efekt LIFO	221	267	-103	-	-131	-2 374	-1712%
EBITDA	1 480	2 232	2 331	58%	9 041	5 635	-38%
Amortyzacja	-925	-1 183	-1 273	-38%	-3 497	-4 509	-29%
EBIT LIFO	334	782	1 161	248%	5 675	3 500	-38%
EBIT	555	1 049	1 058	91%	5 544	1 126	-80%
Wynik netto	582	677	583	0%	4 298	3 383	-21%

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q20 16 mln PLN / 3Q20 8 mln PLN / 4Q19 (-) 79 mln PLN / 12M20 (-) 626 mln PLN / 12M19 (-) 179 mln PLN
 NRV: 4Q20 358 mln PLN / 3Q20 (-) 66 mln PLN / 4Q19 (-) 45 mln PLN / 12M20 (-) 109 mln PLN / 12M19 15 mln PLN
 Wyniki 12M20 nie uwzględniają zysku na okazijnym nabyciu akcji ENERGA rozpoznanego w 2Q20 w wysokości 4 062 mln PLN

Wyniki – podział na segmenty



4Q20 mln PLN	Rafineria	Petrochemia	Energetyka	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	RAZEM
EBITDA LIFO	-145	508	1 111	827	50	83	2 434
Efekt LIFO	-77	-26	-	-	-	-	-103
EBITDA	-222	482	1 111	827	50	83	2 331
Amortyzacja	-332	-232	-384	-198	-74	-53	-1 273
EBIT	-554	250	727	629	-24	30	1 058
EBIT LIFO	-477	276	727	629	-24	30	1 161

4Q19 mln PLN	Rafineria	Petrochemia	Energetyka	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	RAZEM
EBITDA LIFO	267	177	381	585	33	-184	1 259
Efekt LIFO	183	38	-	-	-	-	221
EBITDA	450	215	381	585	33	-184	1 480
Amortyzacja	-295	-213	-117	-162	-83	-55	-925
EBIT	155	2	264	423	-50	-239	555
EBIT LIFO	-28	-36	264	423	-50	-239	334

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q20 16 mln PLN / 4Q19 (-) 79 mln PLN
 NRV: 4Q20 358 mln PLN / 4Q19 (-) 45 mln PLN

EBITDA LIFO – podział na segmenty



mln PLN	4Q19	3Q20	3Q20	Δ (r/r)	12M19	12M20	Δ
Rafineria	267	-370	-145	-	2 784	-254	-
Petrochemia	177	502	508	187%	2 314	2 027	-12%
Energetyka	381	1 017	1 111	192%	1 569	3 365	114%
Detal	585	1 035	827	41%	3 045	3 294	8%
Wydobycie	33	44	50	52%	295	323	9%
Funkcje korporacyjne	-184	-263	83	-	-835	-746	11%
EBITDA LIFO	1 259	1 965	2 434	93%	9 172	8 009	-13%

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q20 16 mln PLN / 3Q20 8 mln PLN / 4Q19 (-) 79 mln PLN / 12M20 (-) 626 mln PLN / 12M19 (-) 179 mln PLN
 NRV: 4Q20 358 mln PLN / 3Q20 (-) 66 mln PLN / 4Q19 (-) 45 mln PLN / 12M20 (-) 109 mln PLN / 12M19 15 mln PLN
 Wyniki 12M20 nie uwzględniają zysku na okazijnym nabyciu akcji ENERGA rozpoznanego w 2Q20 w wysokości 4 062 mln PLN

Wyniki – podział na spółki



4Q20 mln PLN	PKN ORLEN	Unipetrol ²	ORLEN Lietuva ²	ENERGA ²	Pozostałe i korekty konsolidacyjne	RAZEM
Przychody	15 000	3 636	2 727	3 259	-1 449	23 173
EBITDA LIFO	1 309	50	72	511	492	2 434
Efekt LIFO ¹	25	-54	-86	-	12	-103
EBITDA	1 334	-4	-14	511	504	2 331
Amortyzacja	496	231	37	264	245	1 273
EBIT	838	-235	-51	247	259	1 058
EBIT LIFO	813	-181	35	247	247	1 161
Przychody finansowe	204	18	-	91	-136	177
Koszty finansowe	-281	-41	-6	-112	5	-435
Wynik netto	633	-213	-29	146	46	583

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, Orlen Lietuva oraz ENERGA wg MSSF przed uwzględnieniem korekt dokonanych na potrzeby konsolidacji Grupy ORLEN

mIn PLN	4Q19	3Q20	4Q20	Δ (r/r)	12M19	12M20	Δ
Przychody	4 949	2 891	2 727	-45%	19 676	10 926	-44%
EBITDA LIFO	-6	-158	72	-	419	-491	-
EBITDA	4	-41	-14	-	426	-590	-
EBIT	-33	-78	-51	-55%	275	-738	-
Wynik netto	17	-54	-29	-	290	-580	-

- 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 (-) 14 pp (r/r) w następstwie utrzymującej się niekorzystnej sytuacji makroekonomicznej oraz zmniejszony uzysk paliw o (-) 2 pp (r/r) w rezultacie wyższego udziału rop zasiarczonych w strukturze przerobu.
- EBITDA LIFO wyższa o 78 mln PLN (r/r) głównie w efekcie dodatniego (r/r) wpływu przeszacowania zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) w wysokości 262 mln PLN (r/r) oraz pozytywnego wpływu wykorzystania historycznych warstw zapasów. Ujemny wpływ parametrów makro obejmujących spadek dyferencjału oraz marż na lekkich i średnich destylatach oraz niższych wolumenów sprzedaży.
- CAPEX 4Q20: 192 mln PLN / 12M20: 339 mln PLN.

mln PLN	4Q19	3Q20	4Q20	Δ (r/r)	12M19	12M20	Δ
Przychody	5 205	3 795	3 636	-30%	21 582	13 979	-35%
EBITDA LIFO	100	-93	50	-50%	975	-46	-
EBITDA	152	31	-4	-	977	-253	-
EBIT	-55	-163	-235	-327%	213	-1 082	-
Wynik netto	-99	-125	-213	-115%	105	-899	-

- Spadek przychodów ze sprzedaży w efekcie niższych notowań produktów rafineryjnych i petrochemicznych oraz niższych wolumenów sprzedaży w rafinerii i detalu.
- Niższy przerób ropy i w efekcie wykorzystanie mocy rafineryjnych o (-) 11 pp (r/r) głównie w rezultacie postojów instalacji CDU, FKK, Visbreaking oraz PE3. Spadek uzysku paliw o (-) 2 pp (r/r) w rezultacie ww. postojów instalacji konwersyjnych oraz wyższego udziału rop zasiarczonych w strukturze przerobu.
- EBITDA LIFO niższa o (-) 50 mln PLN (r/r) głównie w efekcie negatywnego wpływu paramentów makro w rafinerii, niższych wolumenów sprzedaży i niższych marż handlowych (r/r). Dodatni (r/r) wpływ przeszacowania zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) w wysokości 142 mln PLN (r/r) oraz wykorzystania historycznych warstw zapasów (r/r).
- CAPEX 4Q20: 429 mln PLN / 12M20: 1 669 mln PLN.

mln PLN	4Q19	3Q20	4Q20	Δ (r/r)	12M19	12M20	Δ
Przychody	3 107	3 030	3 377	9%	12 172	12 553	3%
EBITDA	297	501	482	62%	2 039	2 038	0%
EBIT	14	238	223	1493%	960	994	4%
Wynik netto	-1 356	85	254	-	-1 001	-428	57%

- Wzrost przychodów ze sprzedaży to efekt wyższych przychodów w Linii Biznesowej Wytwarzanie (wyższy wolumen produkcji energii elektrycznej i cen sprzedaży oraz wyższy obrót energią na rynku hurtowym) oraz Linii Biznesowej Dystrybucja (wyższa o 6% średnia cena usługi dystrybucyjnej).
- EBITDA Grupy Energa wyższa o 185 mln PLN (r/r) z uwagi na wyższe wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja (wyższa marża na usłudze dystrybucyjnej oraz niższy OPEX) oraz Linii Biznesowej Sprzedaż (korzystny efekt zdarzeń o charakterze jednorazowym, w tym zmiany stanu rezerw na umowy rodzące obciążenia, a także rozpoznanie w IV kwartale 2020 roku rekompensat wynikających z finalnego rozliczenia ustawy „prądowej” z 2019 roku) przy porównywalnych wynikach Linii Biznesowej Wytwarzanie.
- CAPEX 4Q20: 466 mln PLN.

Dane produkcyjne



Grupa ORLEN	4Q19	3Q20	4Q20	Δ (r/r)	Δ (kw/kw)	12M19	12M20	Δ
Przerób ropy naftowej (tys.t)	8 352	8 219	7 391	-12%	-10%	33 879	29 485	-13%
Wykorzystanie mocy przerobowych	94%	93%	84%	-10 pp	-9 pp	96%	84%	-12 pp
PKN ORLEN ¹								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	3 996	4 204	3 671	-8%	-13%	16 207	15 306	-6%
Wykorzystanie mocy przerobowych	97%	103%	90%	-7 pp	-13 pp	99%	94%	-5 pp
Uzysk paliw ⁴	84%	83%	77%	-7 pp	-6 pp	84%	82%	-2 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	34%	34%	32%	-2 pp	-2 pp	34%	34%	0 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	50%	49%	45%	-5 pp	-4 pp	50%	48%	-2 pp
Unipetrol ²								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	1 991	1 914	1 739	-13%	-9%	7 854	6 076	-23%
Wykorzystanie mocy przerobowych	91%	88%	80%	-11 pp	-8 pp	90%	70%	-20 pp
Uzysk paliw ⁴	81%	80%	79%	-2 pp	-1 pp	81%	81%	0 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	34%	35%	34%	0 pp	-1 pp	35%	36%	1 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	47%	45%	45%	-2 pp	0 pp	46%	45%	-1 pp
ORLEN Lietuva ³								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	2 285	2 065	1 915	-16%	-7%	9 515	7 847	-18%
Wykorzystanie mocy przerobowych	89%	81%	75%	-14 pp	-6 pp	93%	77%	-16 pp
Uzysk paliw ⁴	77%	75%	75%	-2 pp	0 pp	74%	75%	1 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	31%	31%	32%	1 pp	1 pp	29%	31%	2 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	46%	44%	43%	-3 pp	-1 pp	45%	44%	0 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.

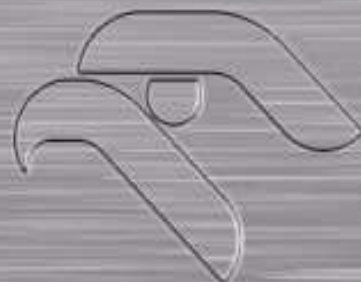
Niniejsza Prezentacja nie zawiera kompletnej ani całościowej analizy finansowej lub handlowej PKN ORLEN ani Grupy PKN ORLEN, jak również nie przedstawia jej pozycji i perspektyw w kompletny ani całościowy sposób. PKN ORLEN przygotował Prezentację z należytą starannością, jednak może ona zawierać pewne 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 jakimkolwiek przedsięwzięciu handlowym. Niniejsza Prezentacja nie stanowi oferty ani zaproszenia do dokonania zakupu bądź zapisu na jakiegokolwiek papierze wartościowym w dowolnej jurysdykcji i żadne postanowienia w niej zawarte nie będą stanowić podstawy żadnej umowy, zobowiązania lub decyzji inwestycyjnej, ani też nie należy na niej polegać w związku z jakąkolwiek umową, zobowiązaniem lub decyzją inwestycyjną.



ORLEN

W 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