


Skonsolidowane wyniki finansowe PKN ORLEN 2 kwartał 2017r.



21 lipca 2017r.

 [#ORLEN2Q17@PKN_ORLEN](https://twitter.com/PKN_ORLEN)



Najważniejsze wydarzenia 2Q17



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



Perspektywy na 2017r.



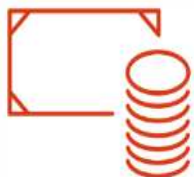
Budowa wartości

- EBITDA LIFO: 3,1 mld PLN
- Pozytywny wpływ regulacji ograniczających szarą strefę w Polsce
- Wzrost wolumenów sprzedaży o 10% (r/r)
- Uruchomienie usługi carsharingu
- Uruchomienie CCGT we Włocławku



Ludzie

- Powołanie Zarządu PKN ORLEN na kolejną trzyletnią kadencję
- Nagrody IR Magazine „Best in Central & Eastern Europe” za najlepsze Relacje Inwestorskie w regionie oraz „Best ESG communications” dla PKN ORLEN
- ORLEN Warsaw Marathon



Siła finansowa

- Przepływy z działalności operacyjnej: 3,5 mld PLN
- Dźwignia finansowa: 3,7 %
- Dywidenda za 2016r.: 3,00 PLN na akcję
- Wykup obligacji detalicznych Serii A i B w wys. 400 mln PLN



Najważniejsze wydarzenia 2Q17



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



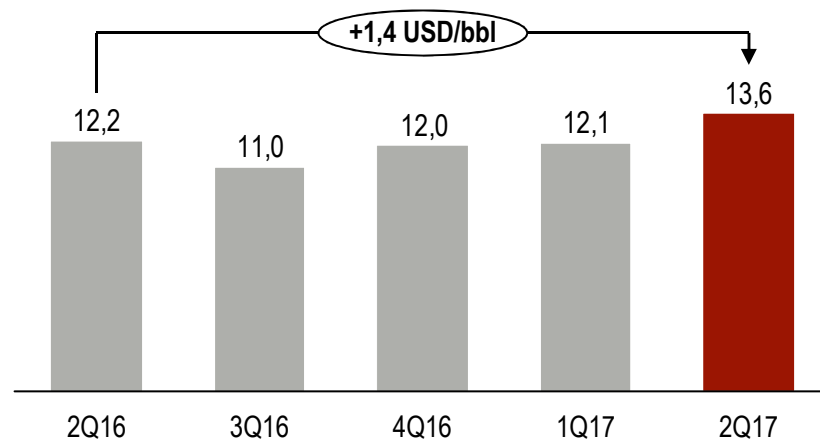
Perspektywy na 2017r.

Otoczenie makroekonomiczne w 2Q17 (r/r)



Wzrost marży downstream

Modelowa marża downstream, USD/bbl



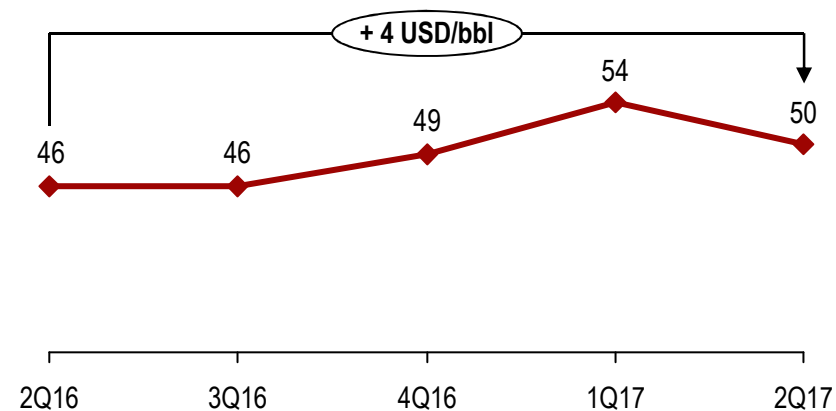
Struktura produktowa marży downstream

Marże (crack) z notowań

Produkty rafineryjne (USD/t)	2Q16	1Q17	2Q17	Δ r/r
ON	71	77	79	11%
Benzyna	170	142	161	-5%
Ciężki olej opałowy	-147	-118	-99	33%
SN 150	108	151	359	232%
Produkty petrochemiczne (EUR/t)				
Etylen	605	637	689	14%
Propylen	334	442	517	55%
Benzen	293	513	402	37%
PX	438	461	459	5%

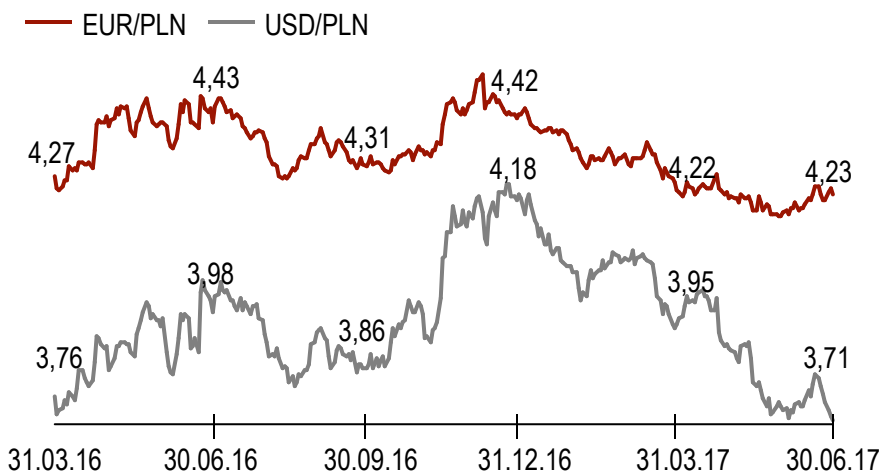
Wzrost ceny ropy

Średnia cena ropy Brent, USD/bbl



Umocnienie średniego kursu PLN wzg. USD i EUR

Kurs walutowy USD/PLN i EUR/PLN



Wzrost konsumpcji oleju napędowego (r/r)

Pozytywny wpływ regulacji ograniczających szarą strefę w Polsce



Wzrost PKB¹

Zmiana (%) do analogicznego kwartału roku poprz.

2Q16 3Q16 4Q16 1Q17 2Q17



Polska



Niemcy



Czechy

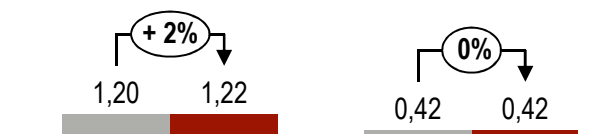
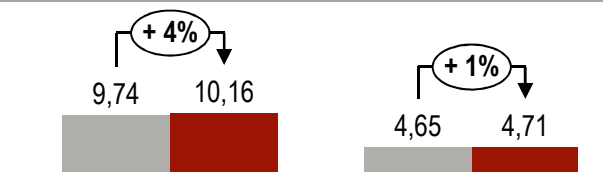
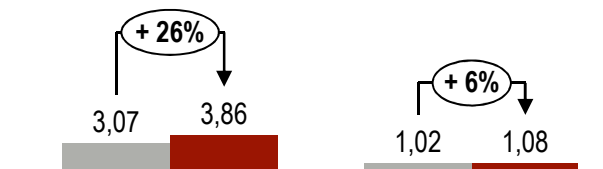


Litwa

Konsumpcja paliw (ON, Benzyna)²

mln ton

2Q16 2Q17 2Q16 2Q17



ON

Benzyna

¹ Polska – GUS / dane nieodsezonowane, (Niemcy, Litwa) – Eurostat / dane nieodsezonowane, Czechy – Czeski Urząd Statystyczny / dane odsezonowane, 2Q17 – szacunki
² 2Q17 – szacunki własne na bazie danych ARE, Litewskiego Urzędu Statystycznego, Czeskiego Urzędu Statystycznego i Niemieckiego Stowarzyszenia Przemysłu Naftowego



Najważniejsze wydarzenia 2Q17



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne

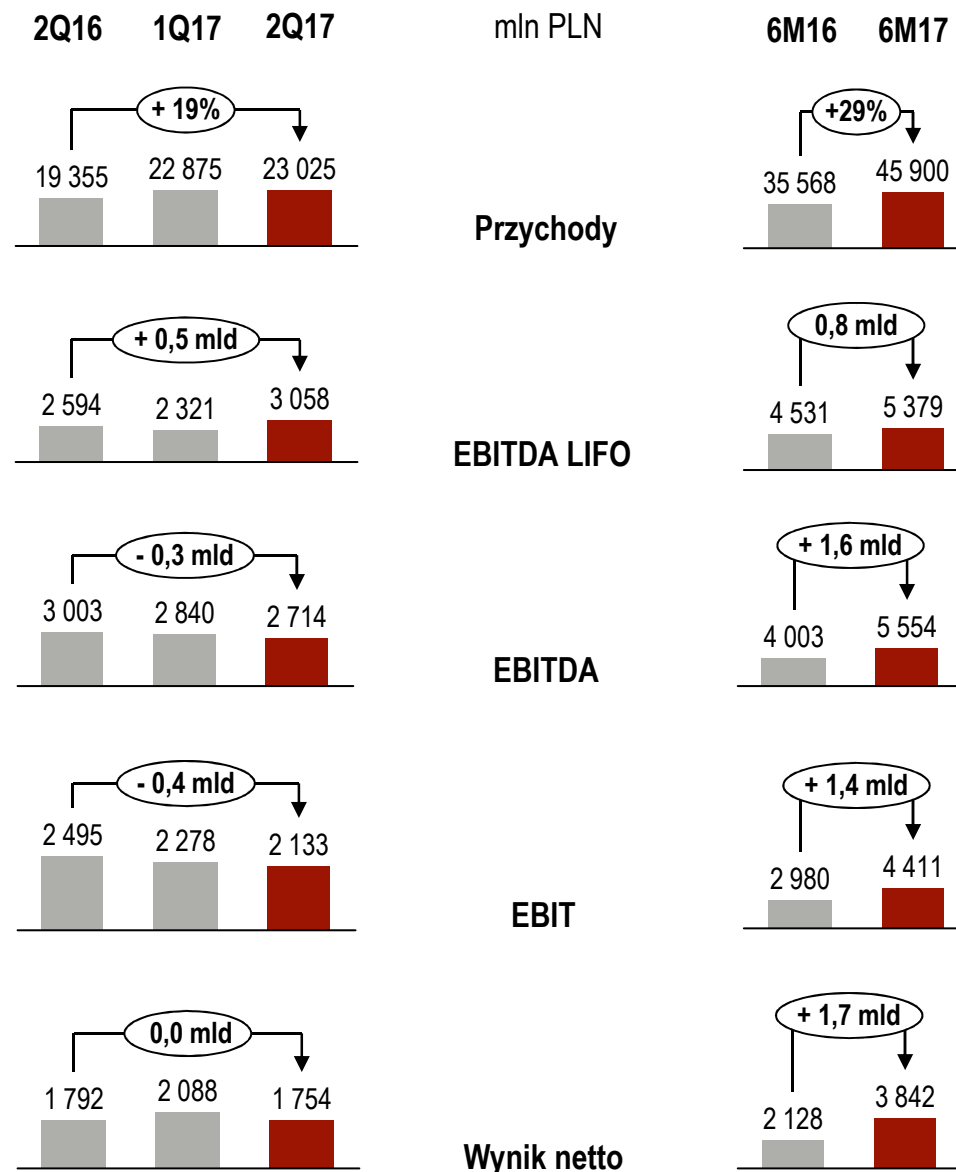


Płynność i inwestycje



Perspektywy na 2017r.

Wyniki finansowe w 2Q17



Przychody: wzrost o 19% (r/r) w efekcie wzrostu ceny ropy i wolumenów sprzedaży

EBITDA LIFO: wzrost o 0,5 mld PLN (r/r) w efekcie wzrostu sprzedaży, poprawy czynników makro oraz wyższych marż paliwowych i pozapaliwowych w detalu ograniczony ujemnym wpływem niższych odszkodowań z tytułu awarii Steam Cracker i FKK w Unipetrol

Efekt LIFO: (-) 0,3 mld PLN w 2Q17 w efekcie spadku ceny ropy w ujęciu złotówkowym

Wynik na działalności finansowej: pozytywny efekt dodatnich różnic kursowych kompensuje ujemny wpływ netto rozliczenia i wyceny instrumentów pochodnych oraz odsetek

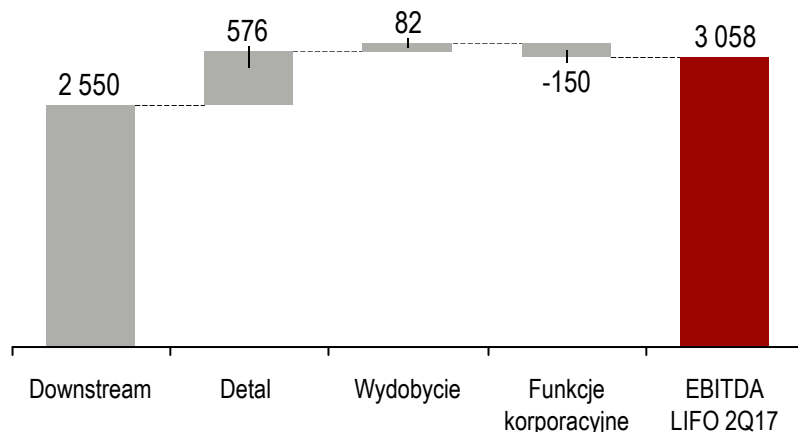
Wynik netto: 1,8 mld PLN zysku w 2Q17

EBITDA LIFO



Wyniki segmentów w 2Q17

mln PLN

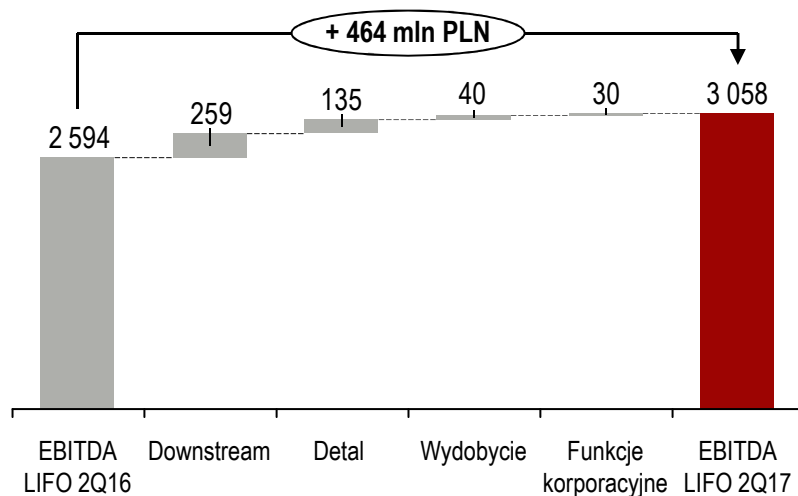


Downstream: pozytywny wpływ wzrostu wolumenów sprzedaży, poprawy czynników makro (r/r) oraz braku ujemnych efektów z 2Q16 związanych ze sprzedażą produktów wytworzonych w poprzednich okresach przy wyższych cenach ropy naftowej. Wpływ powyższych czynników ograniczony przez negatywny efekt przeceny zasobów (NRV) oraz niższych odszkodowań z tytułu awarii Steam Cracker i FKK w Unipetrol (r/r)

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

Zmiana wyników segmentów (r/r)

mln PLN



Wydobycie: pozytywny wpływ wzrostu wolumenów sprzedaży i poprawy czynników makro (r/r)

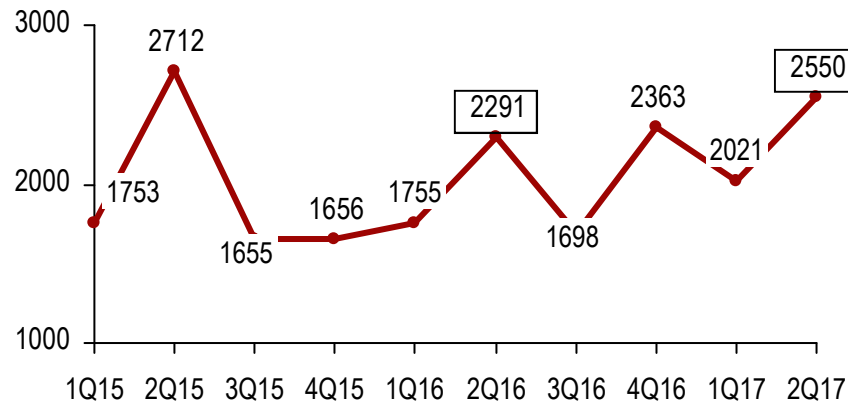
Funkcje korporacyjne: niższe koszty (r/r)

Downstream – EBITDA LIFO

Wzrost sprzedaży i poprawa makro

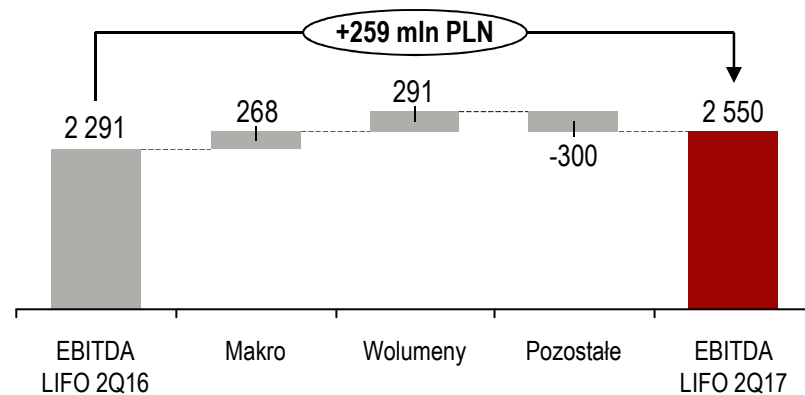
EBITDA LIFO

mIn PLN



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mIn PLN



- Wyższy przerób o 10% (r/r) głównie w efekcie uruchomienia po awarii instalacji Steam Cracker i FKK w Unipetrol w 4Q16
- Wzrost wolumenów sprzedaży o 10% (r/r), w tym:
 - wyższa sprzedaż (r/r): oleju napędowego o 11%, benzyny o 4%, olefin o 8%, poliolefin o 122% oraz nawozów o 12%
 - niższa sprzedaż (r/r): PCW o (-) 12% oraz PTA o (-) 37%
- Poprawa czynników makro (r/r), w tym:
 - wzrost marż na średnich i ciężkich destylatach ograniczony przez niższy dyferencjał B/U
 - wzrost marż na olefinach, PTA, aromatach i PCW ograniczony przez niższe marże na poliolefinach i nawozach

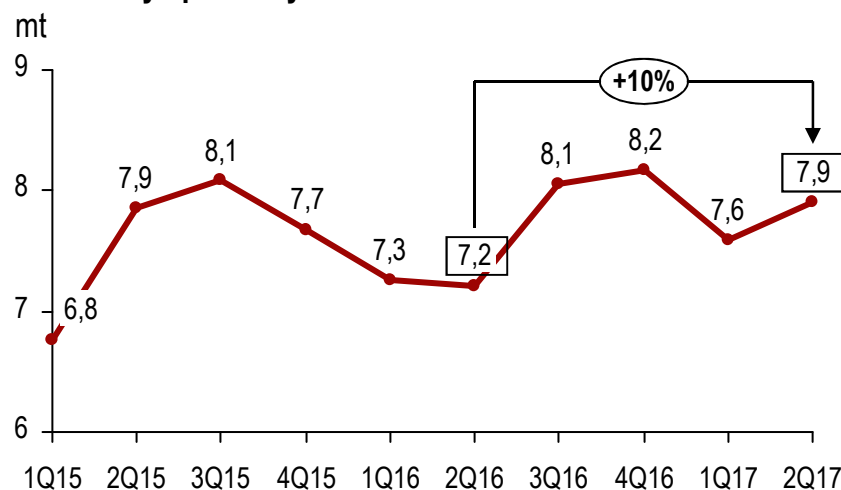
- Pozostałe obejmują ujemny wpływ przeceny zapasów (NRV) oraz niższych odszkodowań z tytułu awarii Steam Cracker i FKK w Unipetrol (r/r) przy braku ujemnych efektów z 2Q16 związanych ze sprzedażą produktów wytworzonych w poprzednich okresach przy wyższych cenach ropy naftowej

Downstream – dane operacyjne

Wyższy przerób ropy oraz wzrost wolumenów sprzedaży



Wolumeny sprzedaży



Wykorzystanie mocy

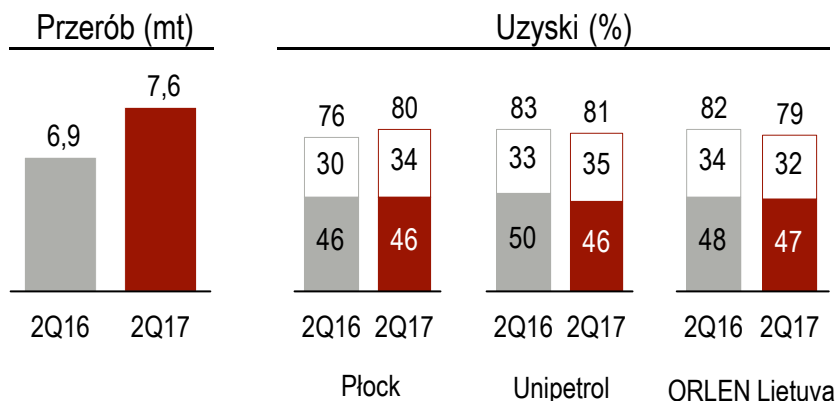
%

Rafinerie	2Q16	1Q17	2Q17	Δ (r/r)
Płock	94%	90%	79%	-15 pp
Unipetrol	46%	88%	96%	50 pp
ORLEN Lietuva	79%	86%	89%	10 pp
Instalacje petrochemiczne				
Olefiny (Płock)	88%	82%	79%	-9 pp
Olefiny (Unipetrol)	0%	66%	89%	89 pp
BOP	86%	81%	67%	-19 pp

Przerób ropy i uzysk paliw

mt, %

□ Uzysk lekkich destylatów ■ Uzysk średnich destylatów



- Wyższy przerób o 10% (r/r) i wykorzystanie mocy o 8pp (r/r), w tym: Płock (-) 15pp na skutek postoju instalacji DRW III, Wytwórni Wodoru i Hydrokrakingu; Unipetrol 50pp dzięki pełnej dostępności instalacji FKK i Steam Cracker oraz ORLEN Lietuva 10pp głównie w efekcie krótszych postojów remontowych (r/r).
- Polska – ograniczenie przerobu na skutek postojów remontowych, wyższa sprzedaż paliw w efekcie wymiany towarów w ramach Grupy ORLEN. Niższe wolumeny petrochemiczne na skutek postojów remontowych instalacji PX/PTA oraz Olefin.
- Czechy – wzrost sprzedaży produktów petrochemicznych w efekcie uruchomienia w 4Q16 instalacji Steam Cracker oraz wyższa sprzedaż paliw dzięki korzystnej sytuacji rynkowej i pełnej dostępności instalacji FKK.
- ORLEN Lietuva – niższa sprzedaż produktów głównie w efekcie ograniczenia sprzedaży drogą morską przy wyższych wolumenach sprzedaży lądowej.

Założenia strategiczne

- Projekty kogeneracji przemysłowej – najwyższa rentowność / najmniejsze ryzyko dzięki gwarancji stałego odbioru pary, który umożliwia osiągnięcie bardzo wysokiej sprawności
- Dobre lokalizacje i synergie energetyki gazowej z pozostałymi segmentami
- Dostosowanie projektów do lokalnych uwarunkowań
- Gaz ziemny paliwem strategicznym dla PKN ORLEN

CCGT Włocławek



463 MWe

417 MWt

CCGT Płock



596 MWe

520 MWt

Budowa CCGT Włocławek

- Zakończono ruch próbny w maju
- Od czerwca CCGT pracuje zgodnie z potrzebami PKN ORLEN i Anwilu
- 19 czerwca podpisano PAC
- CAPEX 1,4 mld PLN

Budowa CCGT Płock

- Pierwsze podanie napięcia z linii 400kV na CCGT
- Trwają próby elektroenergetyczne bloku
- Planowane oddanie do eksploatacji w 4Q17
- CAPEX 1,65 mld PLN

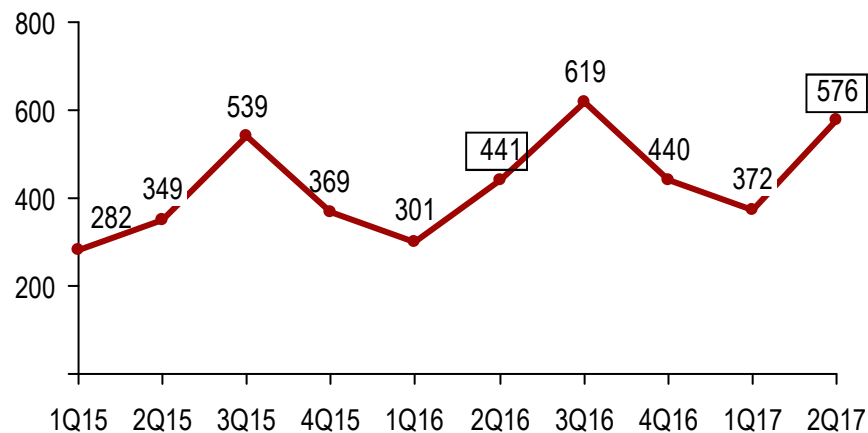
Detal – EBITDA LIFO

Rekordowy wynik za 2 kwartał



EBITDA LIFO

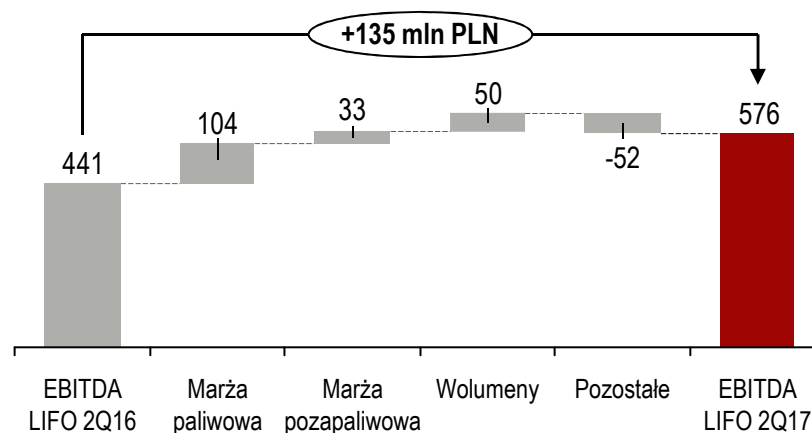
mln PLN



- Wzrost sprzedaży o 10% (r/r)
- Wzrost udziałów rynkowych w Czechach (r/r)
- Wzrost marż paliwowych na rynku polskim i czeskim przy porównywalnych marżach na rynku litewskim oraz niższych marżach na rynku niemieckim (r/r)
- Wzrost marż pozapaliwowych na rynku polskim, czeskim i niemieckim przy porównywalnych marżach na rynku litewskim (r/r)
- 1731 punktów Stop Cafe i Stop Cafe Bistro; wzrost o 109 (r/r)

EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Pozostałe obejmują głównie wyższe koszty funkcjonowania stacji paliw związane ze wzrostem wolumenów sprzedaży (r/r)

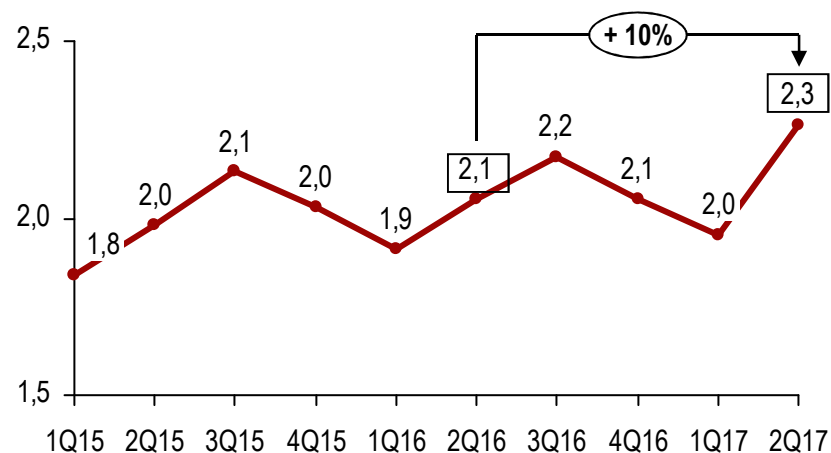
Detal – dane operacyjne

Wzrost sprzedaży oraz marż paliwowych i pozapaliwowych (r/r)



Wolumeny sprzedaży

mt



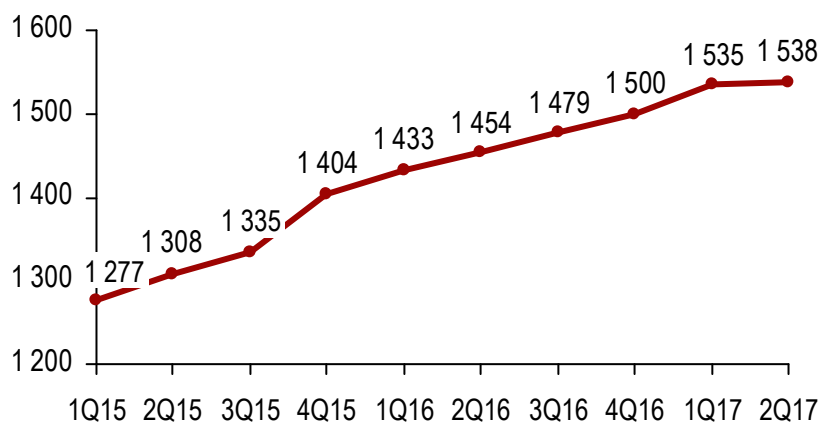
Liczba stacji i udziały w rynku (wolumenowe)

#, %

	# stacji	Δ r/r	% rynku	Δ r/r
PL	1 754	2	34,1%	(-) 0,3 pp
DE	580	6	6,0%	0,0 pp
CZ	385	43	18,7%	1,6 pp
LT	25	0	4,4%	0,0 pp

Stop Cafe i Stop Cafe Bistro w Polsce

#



- Wzrost sprzedaży o 10% (r/r), w tym: wzrost w Polsce o 8%, w Czechach o 20%, na Litwie o 9% i w Niemczech o 7%*
- Wzrost udziałów rynkowych w Czechach o 1,6 pp (r/r)
- 2744 stacji na koniec 2Q17, tj. wzrost liczby stacji o 51 (r/r), w tym: w Polsce o 2, w Niemczech o 6 i w Czechach o 43 stacji
- Dalszy rozwój oferty pozapaliwowej poprzez otwarcie 5 punktów Stop Cafe i Stop Cafe Bistro w 2Q17. Na koniec 2Q17 łącznie funkcjonowało 1731 punktów, w tym: 1538 w Polsce, 170 w Czechach i 23 na Litwie

* Sprzedaż wolumenowa paliw na stacjach ORLEN Deutschland. Po eliminacji transakcji sprzedaży w ramach Grupy ORLEN, łączne wolumeny sprzedaży ORLEN Deutschland zwiększyły się o 13% (r/r)

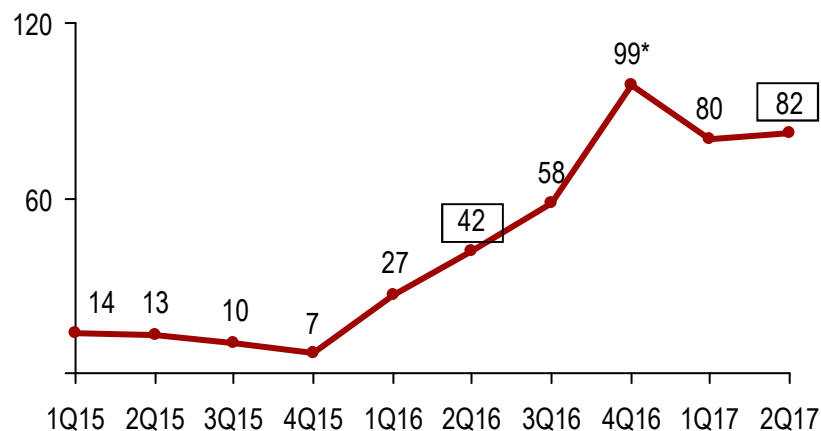
Wydobycie – EBITDA LIFO

Wzrost średniego wydobywania o 17% (r/r)



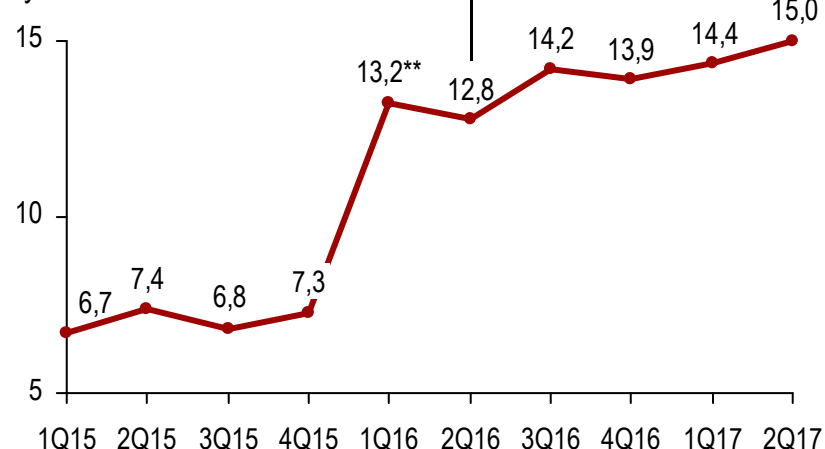
EBITDA LIFO

mln PLN



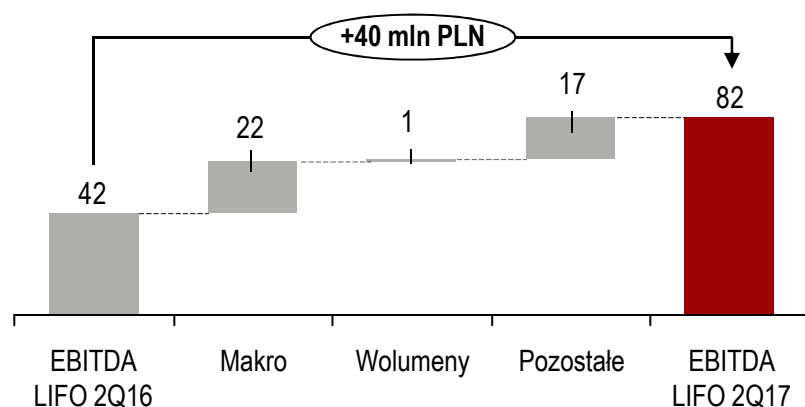
Średnie wydobywanie

tys. boe/d



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Wzrost średniego wydobywania o 2,2 tys. boe/d, w tym: wyższe średnie wydobywanie w Kanadzie o 2,3 tys. boe/d przy niższym średnim wydobywaniu w Polsce o (-) 0,1 tys. boe/d
- Pozytywny wpływ otoczenia makroekonomicznego dzięki wzrostowi cen ropy i gazu (r/r)
- Pozostałe obejmują głównie niższe koszty ogólne i koszty pracy

* Nie zawiera 29 mln PLN z tytułu korekty alokacji ceny nabycia dotyczącej zakupu FX Energy

** Skokowy wzrost produkcji w efekcie nabycia aktywów wydobywczych Kicking Horse Energy i FX Energy

Polska



Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

Ok. 11 mln boe*

2Q17

Średnie wydobywanie: 1,2 tys. boe/d (100% gaz)

EBITDA: 6 mln PLN

CAPEX: 26 mln PLN

6M17

Średnie wydobywanie: 1,3 tys. boe/d (100% gaz)

EBITDA: 16 mln PLN

CAPEX: 68 mln PLN

2Q17

- Wykonano akwizycję danych sejsmicznych 3D na obszarze Płotki
- Kontynuowano analizę danych sejsmicznych 2D i 3D
- Zakończono wiercenie otworu poszukiwawczego na obszarze Płotki, testy produkcyjne potwierdziły parametry gazu kwalifikujące do komercyjnego wykorzystania
- Trwają przygotowania do odwiercenia otworu poszukiwawczego na obszarze Karpaty i na obszarze Edge
- Kontynuowano prace przygotowawcze dla kolejnych otworów i akwizycji danych sejsmicznych planowanych w 2017r.

Kanada



Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

Ok. 103 mln boe* (43% węglowodory ciekłe, 57% gaz)

2Q17

Średnie wydobywanie: 13,8 tys. boe/d (40% węglowodory ciekłe)

EBITDA: 76 mln PLN

CAPEX: 313 mln PLN

6M17

Średnie wydobywanie: 13,4 tys. boe/d (41% węglowodory ciekłe)

EBITDA: 145 mln PLN

CAPEX: 424 mln PLN

2Q17

- 3 odwierty Kakwa (2,3 netto**) poddano zabiegowi szczelinowania
- Do produkcji podłączono 4 otwory: 2 w rejonie Ferrier (1,6 netto**) oraz 2 w rejonie Kakwa (1,5 netto**)
- W rejonie Kakwa zakończono prace związane z budową infrastruktury do oczyszczania gazu zasiarczonego (Amine Skid) oraz kontynuowano projekt instalacji gazodźwigów i kompresora zasilającego na otworach wydobywczych. W rejonie Ferrier trwają prace związane z budową rurociągu do sprzedaży węglowodorów ciekłych

* Dane na dzień 31.12.2016

** Netto - liczba odwiertów pomnożona przez procent udziału w poszczególnym aktywie



Najważniejsze wydarzenia 2Q17



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



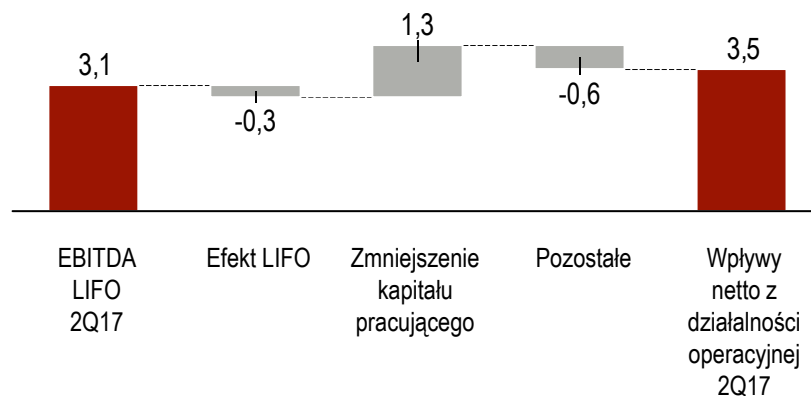
Perspektywy na 2017r.

Przepływy pieniężne



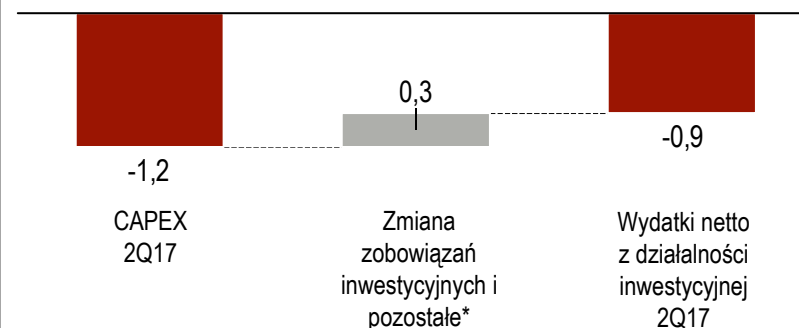
Przepływy z działalności operacyjnej

mld PLN



Przepływy z działalności inwestycyjnej

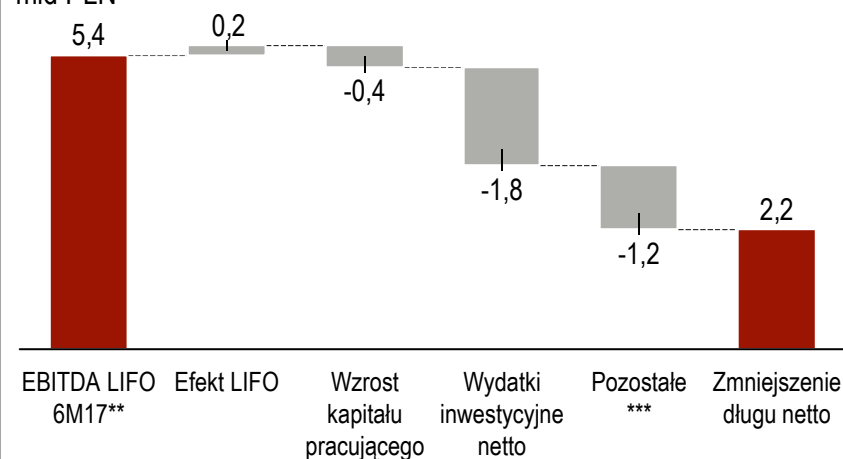
mld PLN



- Zmniejszenie kapitału pracującego w 2Q17 o 1,3 mld PLN głównie w wyniku zmniejszenia wartości i ilości zapasów oraz zwiększenia zobowiązań handlowych
- Pozostałe (-) 0,6 mld PLN obejmują głównie rozpoznane w 2Q17 odszkodowanie z tytułu awarii Steam Cracker oraz FKK w Unipetrol, które gotówkowo wpłynę w 3Q17 oraz zapłacone podatki
- Zapasy obowiązkowe wykazane w bilansie na koniec 2Q17 wyniosły 4,1 mld PLN, z czego w Polsce 3,9 mld PLN

Wolne przepływy pieniężne za 6M17

mld PLN



* głównie otrzymane dywidendy z BOP (spółka konsolidowana metodą praw własności)

** zawiera 0,7 mld PLN odszkodowania z tytułu awarii Steam Cracker oraz FKK w Unipetrol

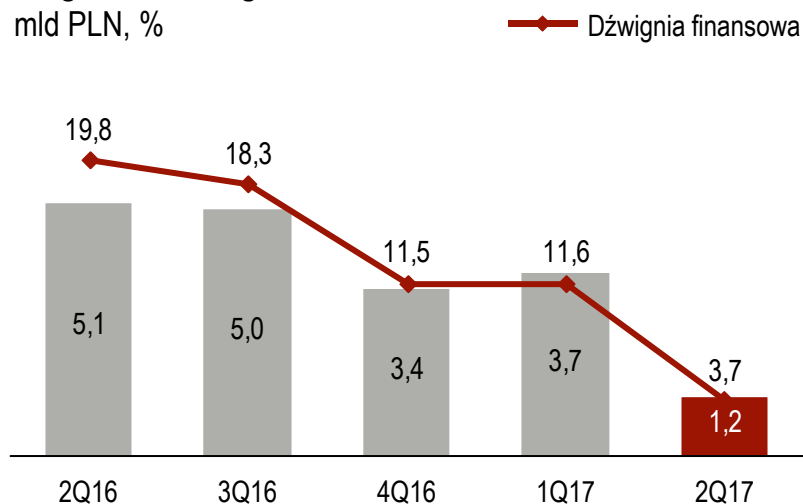
*** głównie efekt netto: zapłacony podatek dochodowy, eliminacja zysków jednostek konsolidowanych metodą praw własności, różnice kursowe, zapłacone odsetki oraz odszkodowanie z tytułu awarii Steam Cracker oraz FKK w Unipetrol

Bezpieczny poziom zadłużenia i dźwigni finansowej

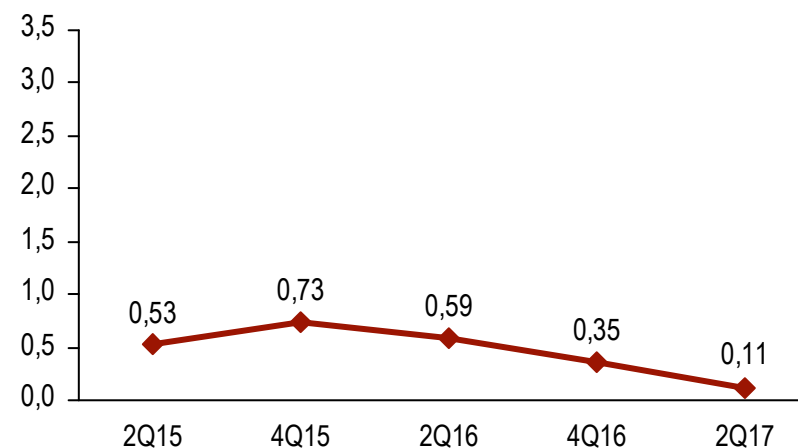


Dług netto i dźwignia finansowa

mld PLN, %

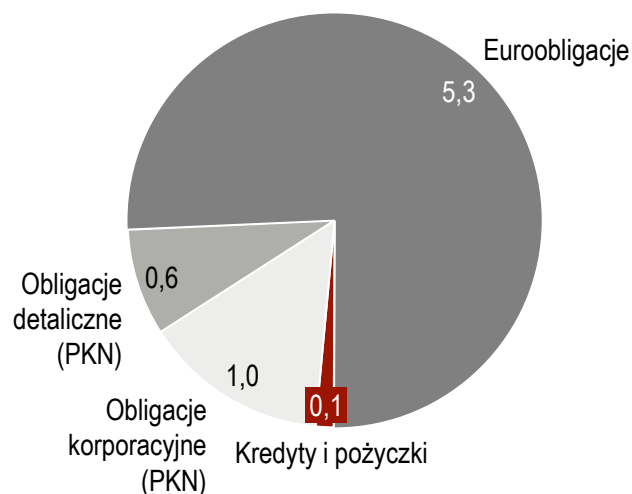


Dług netto/EBITDA LIFO



Zdywersyfikowane źródła finansowania (dług brutto)

mld PLN



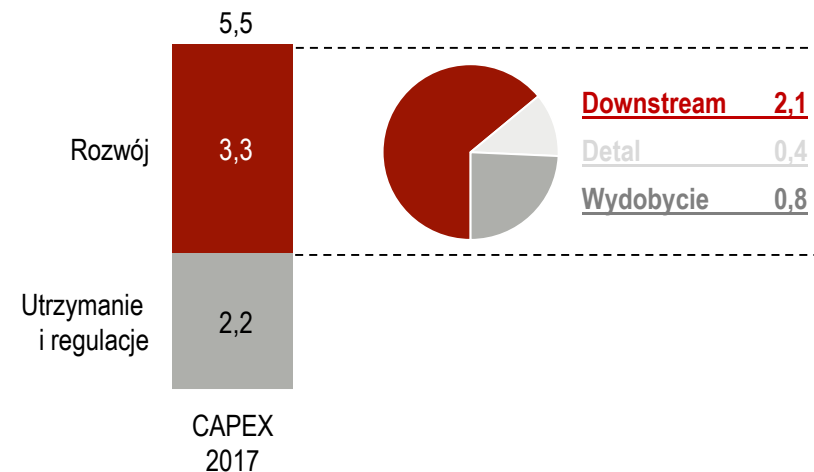
- Struktura walutowa długu brutto:
EUR 75%, PLN 23%, CAD 2%
- Średni termin zapadalności zadłużenia 2021r.
- Rating inwestycyjny: BBB- z perspektywą stabilną (Fitch), Baa2 z perspektywą stabilną (Moody's)
- Zmniejszenie zadłużenia netto o 2,5 mld PLN (kw/kw) w efekcie dodatnich wpływów z działalności operacyjnej 3,5 mld PLN, pomniejszonych o wydatki inwestycyjne (-) 0,9 mld PLN oraz (-) 0,1 mld PLN głównie z tytułu zapłaconych odsetek i wyceny zadłużenia
- Wykup obligacji detalicznych Serii A i B w wysokości 400 mln PLN w 2Q17

Nakłady inwestycyjne



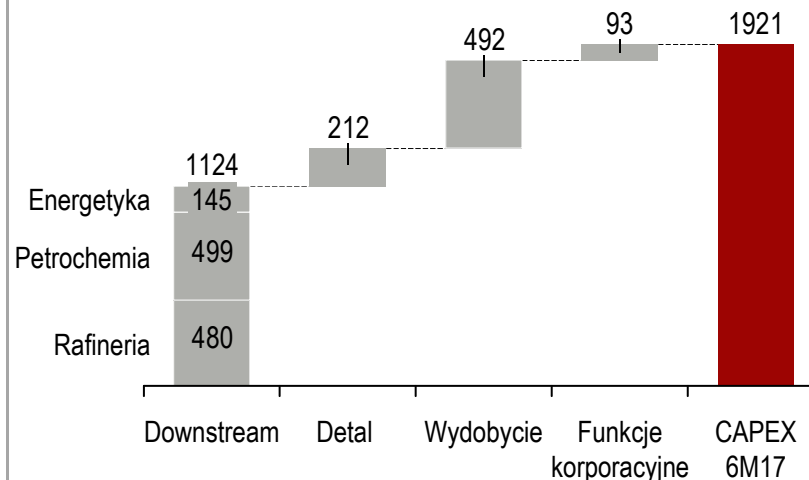
Planowany CAPEX 2017

mld PLN, %



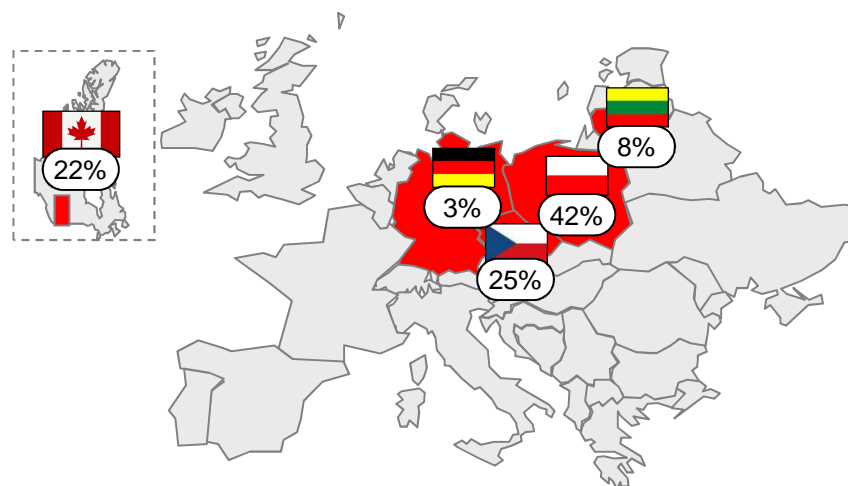
Zrealizowany CAPEX 6M17 – podział na segmenty

mld PLN



Zrealizowany CAPEX 6M17 – podział wg krajów

%



Główne projekty w 2Q17



- Budowa instalacji Polietylenu w Czechach
- Budowa CCGT w Płocku wraz z infrastrukturą
- Budowa instalacji Metatezy w Płocku



- Otwarto 13 stacji (w tym kolejne 5 stacji przejęte od OMV w Czechach oraz 6 stacji w Niemczech), zamknięto 7, zmodernizowano 17
- Otwarto 5 punktów Stop Cafe i Stop Cafe Bistro (w tym 2 Polsce)



- Kanada – 313 mln PLN / Polska – 26 mln PLN

* CAPEX 2Q217 wyniósł 1198 mln PLN: rafineria 292 mln PLN, petrochemia 317 mln PLN, energetyka 69 mln PLN, detal 124 mln PLN, wydobycie 339 mln PLN, FK 57 mln PLN



Najważniejsze wydarzenia 2Q17



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



Perspektywy na 2017r.



Otoczenie makroekonomiczne

- Ropa Brent – oczekiwany wzrost średniorocznego poziomu ceny ropy w porównaniu ze średnią za 2016r. w wyniku ograniczenia podaży na skutek porozumienia producentów ropy (OPEC) przy jednoczesnym wzroście wydobycia w USA oraz wzroście konsumpcji.
- Marża downstream – wysoki poziom marży w 1H17 w efekcie relatywnie niskiej ceny ropy oraz wzrostu konsumpcji paliw i produktów petrochemicznych może znajdować się pod presją w 2H17. Pomimo tego, możliwe jest osiągnięcie średniorocznego poziomu marży powyżej lub na zbliżonym poziomie do średniej za 2016r.



Gospodarka

- Prognozy PKB na 2017r.* – największy wzrost szacowany jest dla Polski rządu 4,0% (r/r). Wzrost PKB na naszych pozostałych rynkach: Czechy 2,9%, Litwa 3,3%, Niemcy 1,6%.
- Konsumpcja paliw – prognozowany wzrost popytu na paliwa w Polsce, Czechach i na Litwie przy stabilizacji konsumpcji w Niemczech. Utrzymanie dynamiki wzrostu w Polsce to efekt ograniczania szarej strefy oraz wzrostu konsumpcji wynikającego ze wzrostu gospodarczego.



Otoczenie regulacyjne

- Szara strefa – wdrożone regulacje ograniczające szarą strefę: pakiet paliwowy (sierpień 2016r.), pakiet energetyczny (wrzesień 2016r.) oraz pakiet transportowy (od 18 kwietnia 2017r.)
- Zapasy obowiązkowe – redukcja zapasów w 2017r. z 60 do 53 dni (ok. 0,3 mt). Obecny poziom wynosi 57 dni. Redukcja do 53 dni od 30 grudnia 2017r.
- NCW – redukcja wskaźnika NCW dla PKN ORLEN w 2017r. z 6,035% do 5,822%.

* Polska (NBP, lipiec 2017); Niemcy (Międzynarodowy Fundusz Walutowy, kwiecień 2017); Czechy (CNB, maj 2017); Litwa (Lietuvos Bankas, czerwiec 2017)

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

Wyniki – podział na kwartały



mIn PLN	2Q16	1Q17	2Q17	Δ (r/r)	6M16	6M17	Δ
Przychody	19 355	22 875	23 025	19%	35 568	45 900	29%
EBITDA LIFO	2 594	2 321	3 058	18%	4 531	5 379	19%
efekt LIFO	409	519	-344	-	-528	175	-
EBITDA	3 003	2 840	2 714	-10%	4 003	5 554	39%
Amortyzacja	-508	-562	-581	-14%	-1 023	-1 143	-12%
EBIT LIFO	2 086	1 759	2 477	19%	3 508	4 236	21%
EBIT	2 495	2 278	2 133	-15%	2 980	4 411	48%
Wynik netto	1 792	2 088	1 754	-2%	2 128	3 842	81%

Wyniki – podział na segmenty



2Q17 mln PLN	Downstream	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	SUMA
EBITDA LIFO	2 550	576	82	-150	3 058
Efekt LIFO	-344	-	-	-	-344
EBITDA	2 206	576	82	-150	2 714
Amortyzacja	-374	-103	-78	-26	-581
EBIT	1 832	473	4	-176	2 133
EBIT LIFO	2 176	473	4	-176	2 477

2Q16 mln PLN	Downstream	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	SUMA
EBITDA LIFO	2 291	441	42	-180	2 594
Efekt LIFO	409	-	-	-	409
EBITDA	2 700	441	42	-180	3 003
Amortyzacja	-312	-99	-72	-25	-508
EBIT	2 388	342	-30	-205	2 495
EBIT LIFO	1 979	342	-30	-205	2 086

EBITDA LIFO – podział na segmenty



mIn PLN	2Q16	1Q17	2Q17	Δ (r/r)	6M16	6M17	Δ
Downstream	2 291	2 021	2 550	11%	4 046	4 571	13%
Detal	441	372	576	31%	742	948	28%
Wydobycie	42	80	82	95%	69	162	135%
Funkcje korporacyjne	-180	-152	-150	17%	-326	-302	7%
EBITDA LIFO	2 594	2 321	3 058	18%	4 531	5 379	19%

Wyniki – podział na spółki



2Q17 mln PLN	PKN ORLEN S.A.	Unipetrol ²⁾	ORLEN Lietuva ²⁾	Pozostałe i korekty konsolidacyjne	Razem
Przychody	16 546	4 953	3 645	-2 119	23 025
EBITDA LIFO	1 368	1 049	217	424	3 058
Efekt LIFO ¹⁾	-249	-78	-12	-5	-344
EBITDA	1 119	971	205	419	2 714
Amortyzacja	-295	-110	-18	-158	-581
EBIT	824	861	187	261	2 133
EBIT LIFO	1 073	939	199	266	2 477
Przychody finansowe	1 115	1	17	-932	201
Koszty finansowe	-94	-112	-21	29	-198
Wynik netto	1 679	579	190	-694	1 754

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

mIn USD	2Q16	1Q17	2Q17	Δ r/r	6M16	6M17	Δ
Przychody	882	1 013	954	8%	1 545	1 967	27%
EBITDA LIFO	72	41	58	-19%	154	99	-36%
EBITDA	85	54	54	-36%	144	108	-25%
EBIT	82	50	49	-40%	137	99	-28%
Wynik netto	77	43	50	-35%	128	93	-27%

- Niższe wolumeny sprzedaży w 2Q17 o (-) 4% (r/r) w rezultacie ograniczenia sprzedaży produktów drogą morską przy wyższych wolumenach sprzedaży lądowej. Wzrost przychodów ze sprzedaży odzwierciedla wzrost notowań produktów w rezultacie wyższych cen ropy naftowej
- Wyższy przerób ropy i wzrost wykorzystania mocy rafineryjnych o 10 pp (r/r) głównie w efekcie krótszych postojów remontowych (r/r). Zmniejszony uzysk paliw o (-) 3pp (r/r) głównie w rezultacie niższego udziału w przerobie wsadów innych niż ropa naftowa tj. kondensat gazowy
- EBITDA LIFO niższa o (-) 14 mln USD (r/r) głównie w efekcie ujemnego wpływu (r/r) odpisów z tytułu przeszacowania zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) w wysokości (-) 32 mln USD przy dodatnim wpływie parametrów makro oraz zmian struktury sprzedaży na skutek maksymalizacji sprzedaży lądowej
- CAPEX 2Q17: 19 mln USD / 6M17: 37 mln USD

* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:
 2Q17: 1 mln USD
 6M17: 1 mln USD

mln CZK	2Q16	1Q17	2Q17	Δ r/r	6M16	6M17	Δ
Przychody	20 551	29 850	31 181	52%	38 237	61 031	60%
EBITDA LIFO	4 588	3 617	6 549	43%	4 938	10 165	106%
EBITDA	4 266	3 971	6 060	42%	4 824	10 031	108%
EBIT	3 798	3 347	5 369	41%	3 920	8 716	122%
Wynik netto	3 124	2 838	3 594	15%	3 113	6 432	107%

- Wzrost sprzedaży w 2Q17 o 32% (r/r) głównie produktów petrochemicznych w rezultacie uruchomienia w 4Q16 instalacji Steam Cracker po awarii z sierpnia 2015r. Wyższe przychody ze sprzedaży produktów odzwierciedlają wzrost wolumenów sprzedaży oraz notowań produktów rafineryjnych i petrochemicznych na skutek wzrostu cen ropy naftowej
- Wzrost wykorzystania mocy rafineryjnych o 50 pp (r/r) w rezultacie wznowienia pracy przez instalację Steam Cracker w 4Q16 i pełnej dostępności instalacji FKK. Niższy uzysk paliw o (-) 2 pp (r/r) wynikający z braku konieczności maksymalnego dociążania instalacji rafineryjnych w okresie postoju instalacji Steam Cracker i możliwość powrotu do optymalnego koszyka produktowego w segmencie Downstream
- EBITDA LIFO w 2Q17 wyższa o 1 961 mln CZK (r/r) w efekcie wyższych wolumenów sprzedaży i pozytywnego wpływu parametrów makroekonomicznych przy ujemnym wpływie (r/r) odpisów z tytułu przeszacowania zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV)
- CAPEX 2Q17: 1 802 mln CZK / 6M17: 3 029 mln CZK

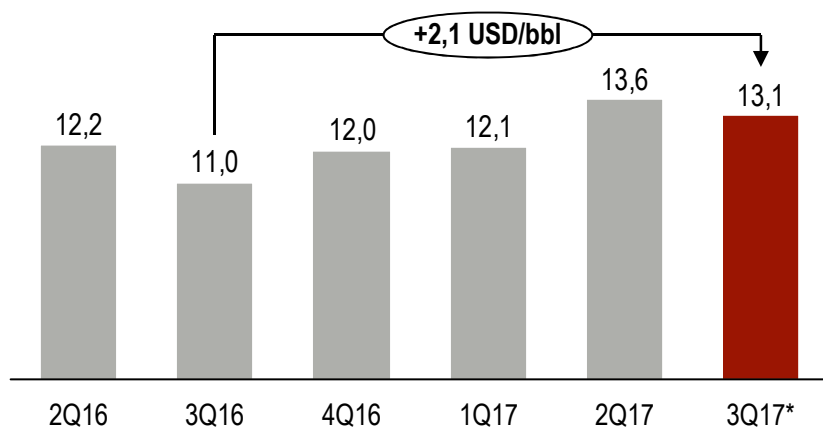
* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:
 2Q16: (-) 6 mln CZK/2Q17: (-) 6 mln CZK
 6M16: (-) 6 mln CZK/6M17: (-) 6 mln CZK

Otoczenie makroekonomiczne w 3kw.2017r.



Wzrost marży downstream

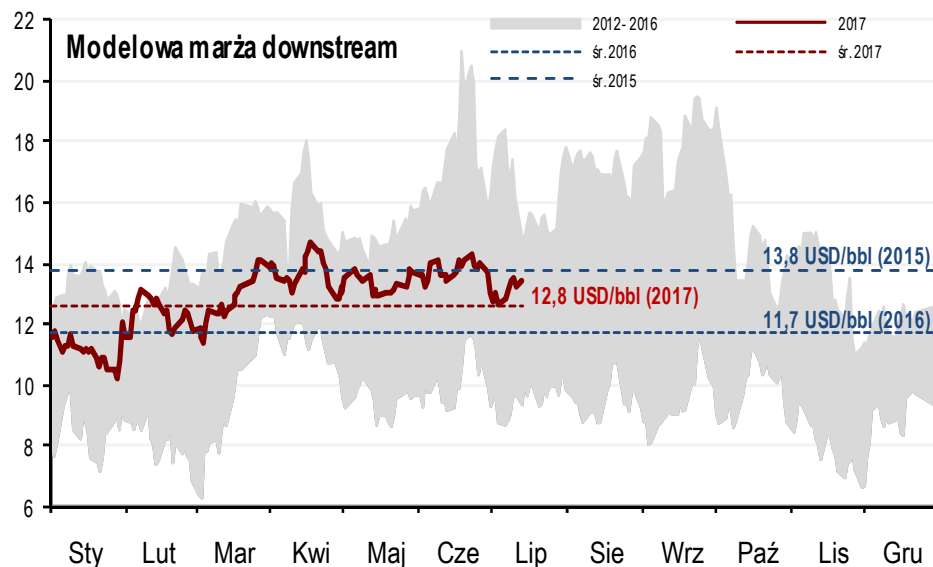
Modelowa marża downstream, USD/bbl



Struktura produktowa marży downstream

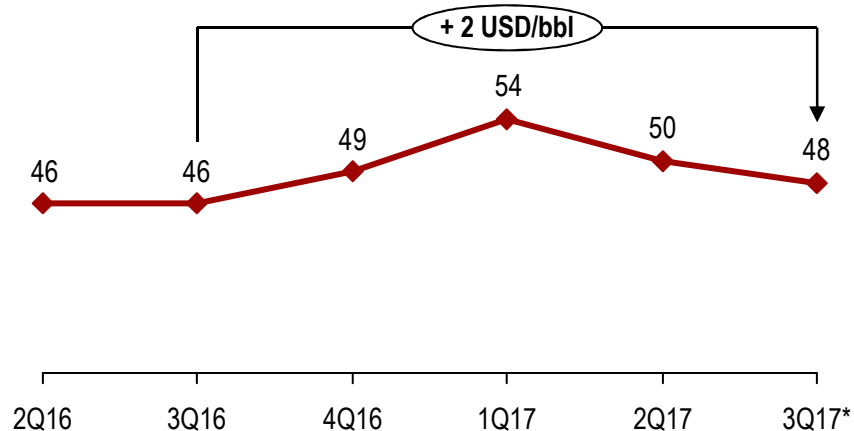
Marże (crack) z notowań

Produkty rafineryjne (USD/t)	3Q16	2Q17	3Q17*	Δ (kw/kw)	Δ (r/r)
ON	66	79	84	6%	27%
Benzyna	125	161	154	-4%	23%
Ciężki olej opałowy	-119	-99	-87	12%	27%
SN 150	106	359	417	16%	293%
Produkty petrochemiczne (EUR/t)					
Etylen	619	689	647	-6%	5%
Propylen	368	517	472	-9%	28%
Benzen	304	402	377	-6%	24%
PX	431	459	397	-14%	-8%



Wzrost ceny ropy

Średnia cena ropy Brent, USD/bbl



* Dane do dnia 14.07.2017

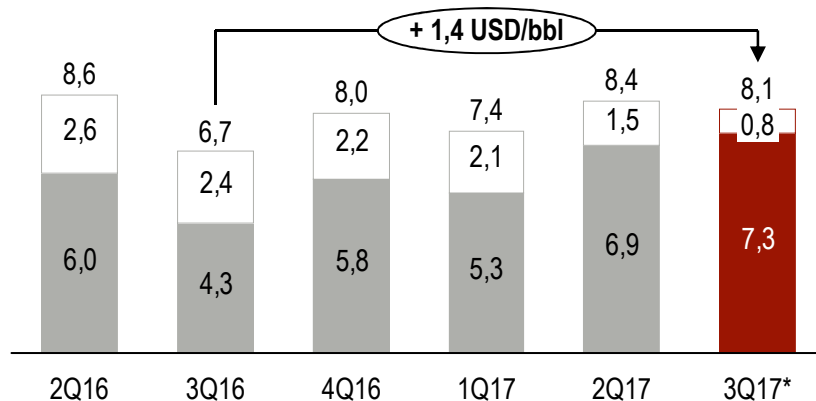
Otoczenie makroekonomiczne w 3kw.2017r.



Wzrost marży rafinerijnej z dyferencjałem B/U

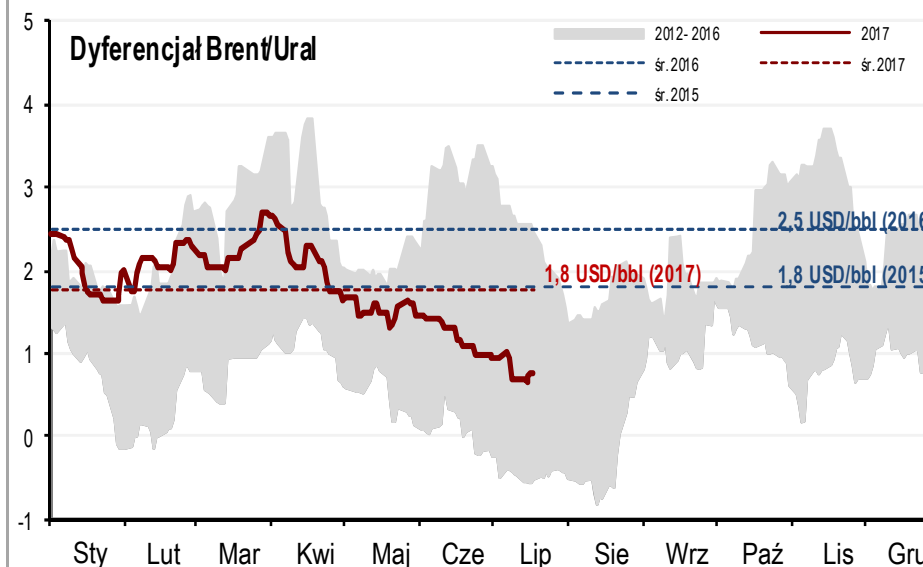
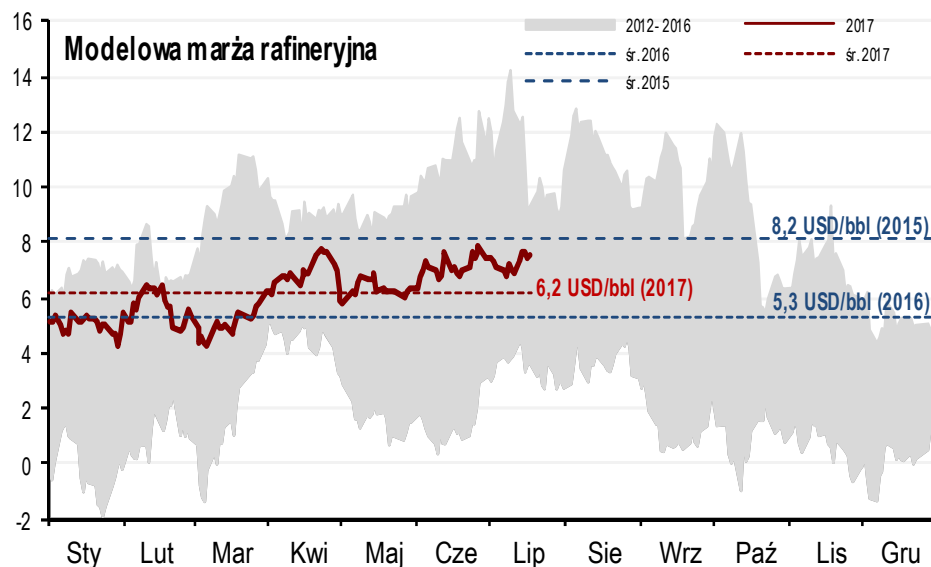
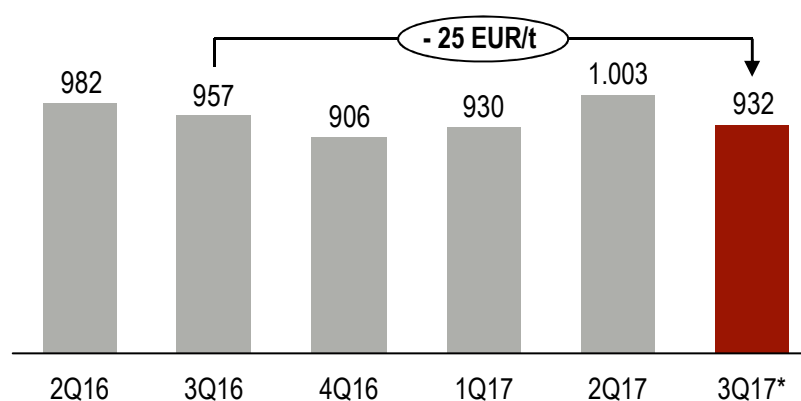
Modelowa marża rafinerijna oraz dyferencjał B/U, USD/bbl

dyferencjał marża



Spadek marży petrochemicznej

Modelowa marża petrochemiczna, EUR/t



* Dane do dnia 14.07.2017

Dane produkcyjne



	2Q16	1Q17	2Q17	Δ (r/r)	Δ (kw/kw)	6M16	6M17	Δ
Przerób ropy w Grupie PKN ORLEN (kt)	6 938	7 894	7 622	10%	-3%	14 307	15 516	8%
Wykorzystanie mocy przerobowych w Grupie	79%	90%	87%	8 pp	-3 pp	82%	88%	6 pp
Rafineria w Polsce ¹								
Przerób ropy naftowej (kt)	3 842	3 684	3 222	-16%	-13%	7 328	6 906	-6%
Wykorzystanie mocy przerobowych	94%	90%	79%	-15 pp	-11 pp	90%	85%	-5 pp
Uzysk paliw ⁴	76%	79%	80%	4 pp	1 pp	78%	80%	1 pp
Uzysk średnich destylatów ⁵	46%	46%	46%	0 pp	0 pp	46%	46%	0 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁶	30%	33%	34%	4 pp	1 pp	32%	34%	2 pp
Rafinerie w Czechach ²								
Przerób ropy naftowej (kt)	998	1 923	2 081	109%	8%	2 427	4 004	65%
Wykorzystanie mocy przerobowych	46%	88%	96%	50 pp	8 pp	56%	92%	36 pp
Uzysk paliw ⁴	83%	80%	81%	-2 pp	1 pp	83%	80%	-3 pp
Uzysk średnich destylatów ⁵	50%	46%	46%	-4 pp	0 pp	47%	46%	-1 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁶	33%	34%	35%	2 pp	1 pp	36%	34%	-2 pp
Rafineria na Litwie ³								
Przerób ropy naftowej (kt)	2 020	2 205	2 257	12%	2%	4 405	4 462	1%
Wykorzystanie mocy przerobowych	79%	86%	89%	10 pp	3 pp	87%	87%	0 pp
Uzysk paliw ⁴	82%	74%	79%	-3 pp	5 pp	77%	76%	-1 pp
Uzysk średnich destylatów ⁵	48%	45%	47%	-1 pp	2 pp	45%	46%	1 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁶	34%	29%	32%	-2 pp	3 pp	32%	30%	-2 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 zaokrąglenia

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

6) Uzysk lekkich destylatów to relacja ilości wyprodukowanej benzyny, nafty i LPG 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)

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.

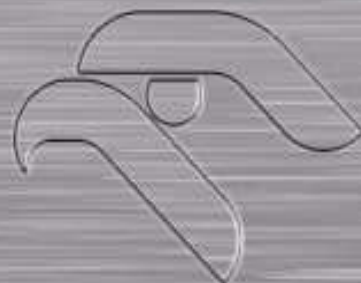
Niniejsza Prezentacja nie zawiera kompletnej ani całościowej analizy finansowej lub handlowej PKN ORLEN ani Grupy PKN ORLEN, jak również nie przedstawia jej pozycji i perspektyw w kompletny ani całościowy sposób. PKN ORLEN przygotował Prezentację z należytą starannością, jednak może ona zawierać pewne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