

Skonsolidowane wyniki finansowe PKN ORLEN 1 kwartał 2015r.



Sławomir Jędrzejczyk, Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
Rafał Warpechowski, Dyrektor Wykonawczy ds. Planowania i Sprawozdawczości
Dariusz Grębosz, Dyrektor Biura Relacji Inwestorskich

23 kwietnia 2015r.

Najważniejsze wydarzenia 1kw.2015r.

Otoczenie makroekonomiczne

Wyniki finansowe i operacyjne

Płynność i inwestycje

Perspektywy na 2015r.

Budowa wartości



- EBITDA LIFO: 1,9 mld PLN
- Planowa realizacja projektów energetycznych
- Racjonalizacja nakładów segmencie wydobywania

Siła finansowa



- Dźwignia finansowa: 28,9%
- Dywidenda: rekomendacja Zarządu 1,65 PLN na akcję
- Dzień dywidendy / wypłaty: 16 czerwca / 8 lipca 2015r.

Ludzie



- The World's Most Ethical Company 2015
- Top Employer Polska 2015
- PKN ORLEN sponsorem Polskiego Komitetu Olimpijskiego



Najważniejsze wydarzenia 1kw.2015r.

Otoczenie makroekonomiczne

Wyniki finansowe i operacyjne

Płynność i inwestycje

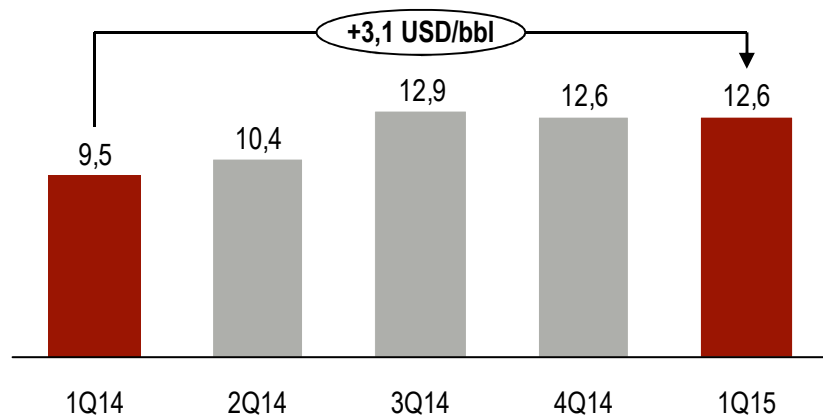
Perspektywy na 2015r.

Otoczenie makroekonomiczne w 1kw.2015r. (r/r)



Wzrost marży downstream

Modelowa marża downstream, USD/bbl



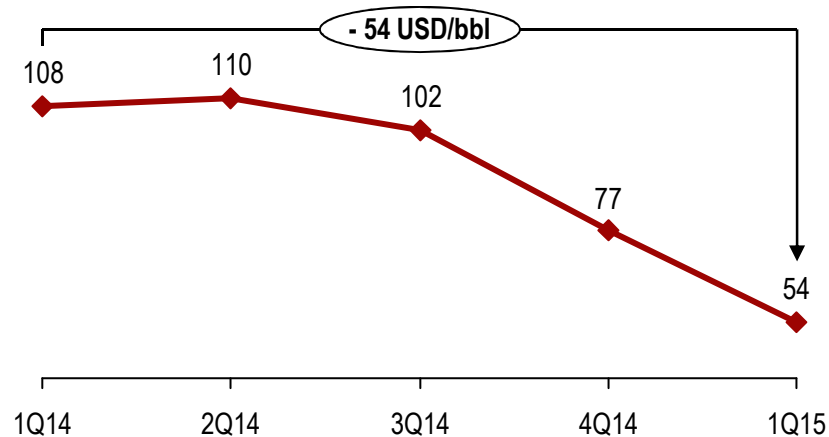
Struktura produktowa marży downstream

Marże (crack) z notowań

Produkty rafineryjne (USD/t)	1Q14	4Q14	1Q15	Δ (r/r)
ON	107	122	123	15%
Benzyna	145	135	140	-3%
Cieźki olej opalowy	-251	-180	-133	47%
SN 150	97	194	166	71%
Produkty petrochemiczne (EUR/t)				
Etylen	603	588	505	-16%
Propylen	530	540	454	-14%
Benzen	411	435	180	-56%
Paraksylen	420	443	336	-20%

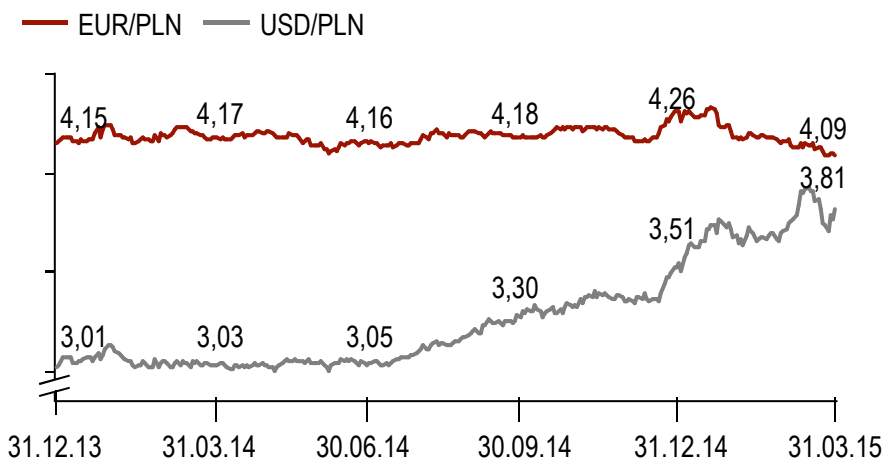
Spadek ceny ropy

Średnia cena ropy Brent, USD/bbl

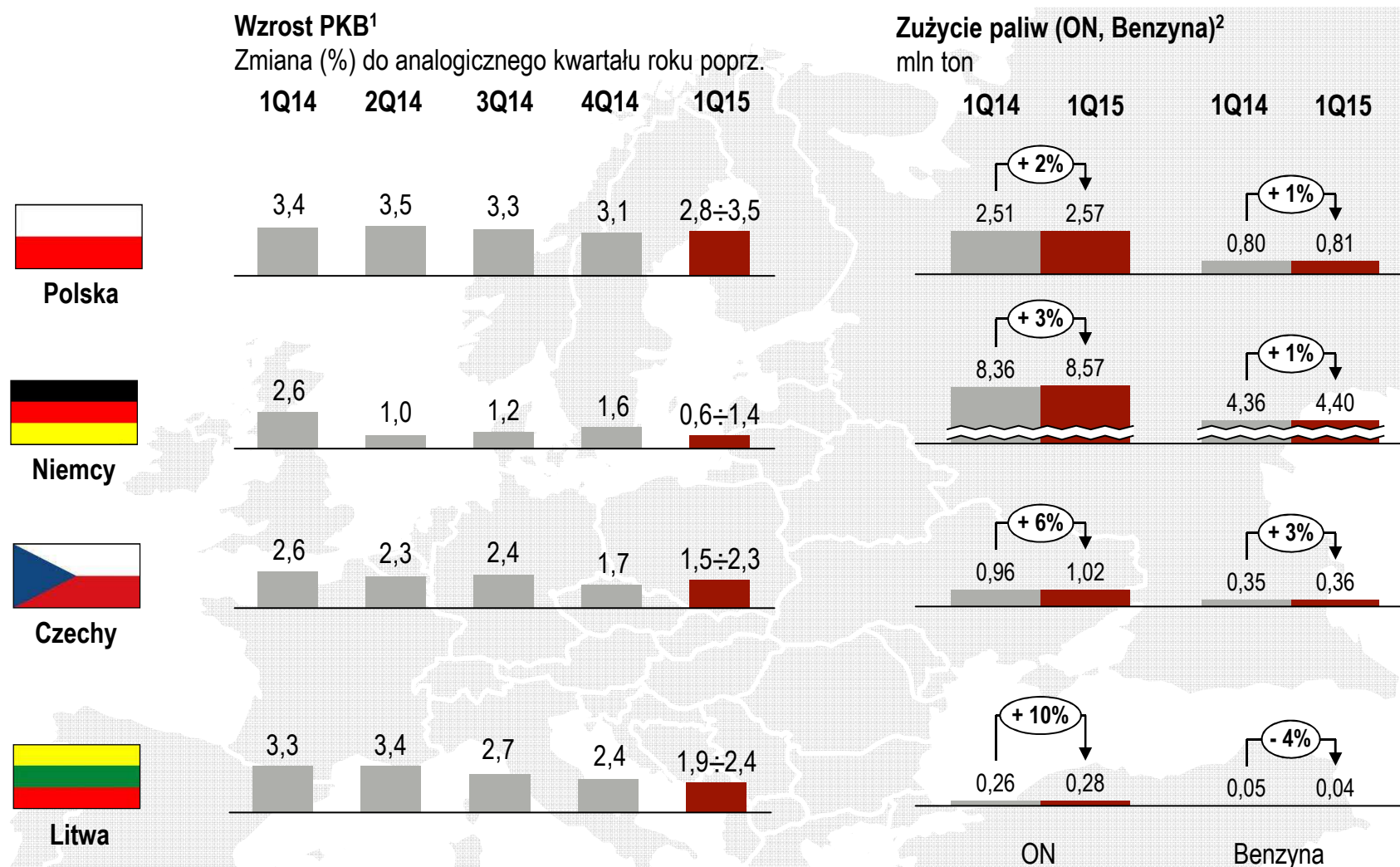


Oslabienie średniego PLN wzg. USD oraz stabilizacja wzg. EUR

Kurs walutowy USD/PLN i EUR/PLN



Wzrost PKB i konsumpcji paliw



¹ Polska – GUS / dane nieodsezonowane, (Niemcy, Litwa) – Eurostat / dane nieodsezonowane, Czechy – OECD / dane odsezonowane, 1Q15 – szacunki

² 1Q15 – szacunki na bazie stycznia i lutego 2015r.

Najważniejsze wydarzenia 1kw.2015r.

Otoczenie makroekonomiczne

Wyniki finansowe i operacyjne

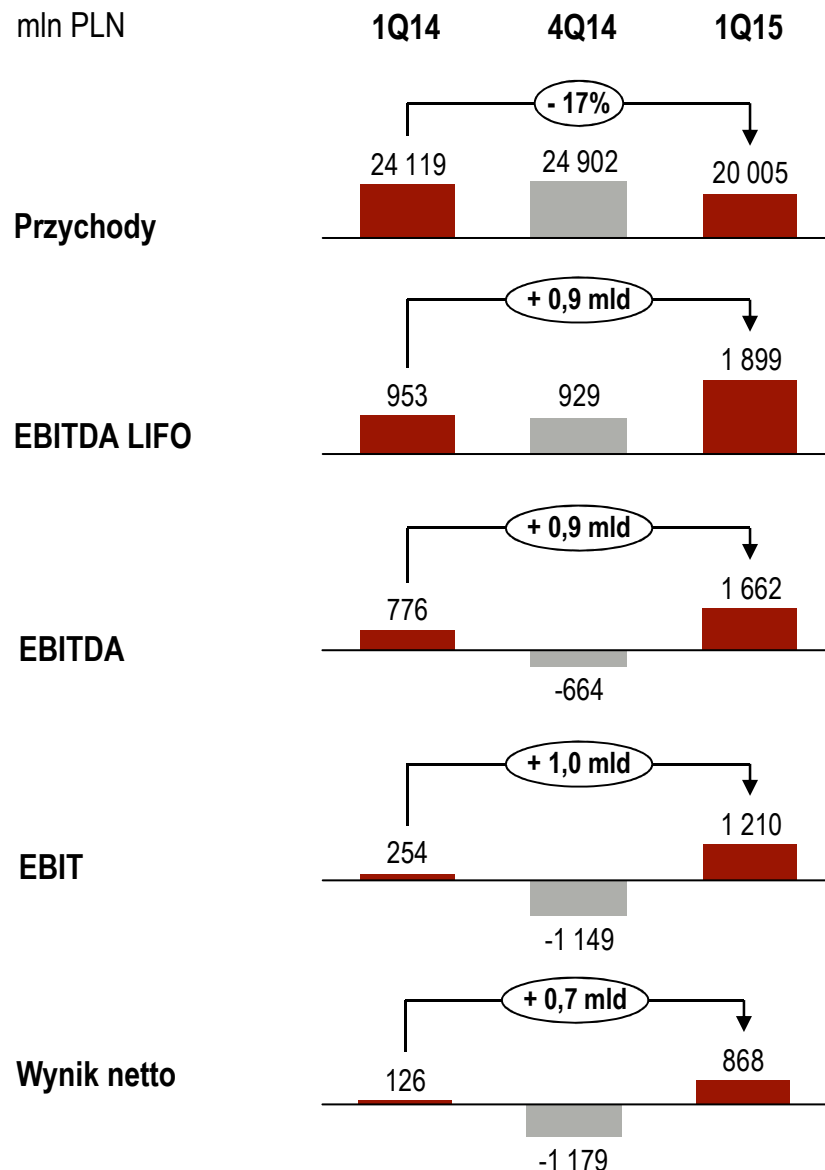
Płynność i inwestycje

Perspektywy na 2015r.

Wyniki finansowe w 1kw.2015r.



mIn PLN



Przychody: spadek o (-) 17% (r/r) w efekcie spadku cen ropy naftowej

EBITDA LIFO: wzrost o 0,9 mld PLN (r/r) w efekcie wzrostu marży downstream o 33%, osłabienia PLN wzg. USD o 22%, poprawy marż paliwowych i pozapaliwowych w detalu oraz wzrostu wolumenów sprzedaży łącznie o 9%

Efekt LIFO: (-) 0,2 mld PLN na skutek niższych cen ropy w ujęciu złotówkowym

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

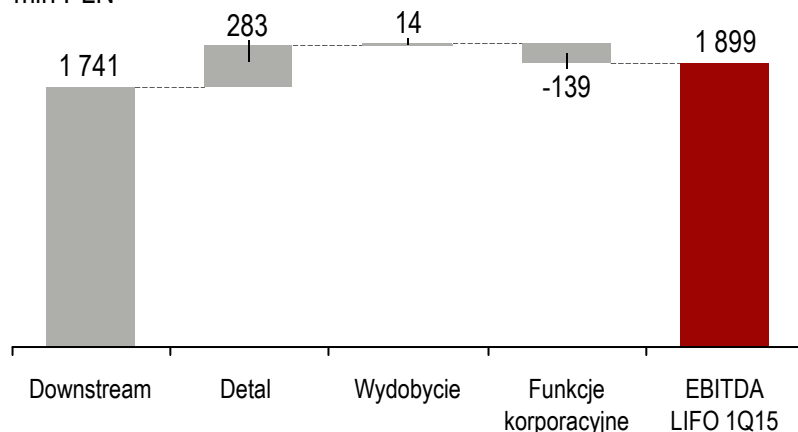
Wynik netto: 0,9 mld PLN zysku

EBITDA LIFO - wzrost wyniku o 0,9 mld PLN (r/r)



Wyniki segmentów w 1kw.2015r.

mIn PLN



Dodatni wpływ:

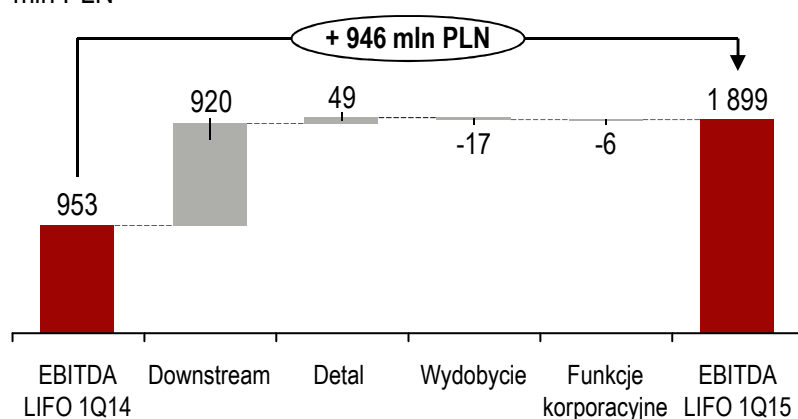
- Wzrostu marży downstream o 3,1 USD/bbl (r/r)
- Osłabienia PLN względem USD o 22% (r/r)
- Wzrostu sprzedaży we wszystkich segmentach łącznie o 9% (r/r)
- Poprawy marż paliwowych i pozapaliwowych w detalu (r/r) oraz dalszego rozwoju oferty pozapaliwowej

ograniczony przez negatywny efekt:

- Postojów remontowych
- Odkupu zapasów obowiązkowych oraz braku zysku na nabyciu udziałów Ceska Rafinerska od Shell w 1Q14 (negative goodwill)

Zmiana wyników segmentów (r/r)

mIn PLN



- **Downstream:** wzrost marży wsparty osłabieniem PLN wzg. USD oraz wzrost sprzedaży (r/r) ograniczony przez ujemny wpływ postojów remontowych, odkupu zapasów obowiązkowych oraz brak pozytywnego wpływu zakupu udziałów w CR od Shell w 1Q14
- **Detal:** wzrost sprzedaży na wszystkich rynkach (r/r) oraz poprawa marż paliwowych i pozapaliwowych (r/r)
- **Wydobycie:** negatywny wpływ prac konserwacyjnych infrastruktury przesyłowej w prowincji Alberta oraz niższa produkcja związana z racjonalizacją nakładów
- **Funkcje korporacyjne:** stabilny poziom kosztów (r/r)

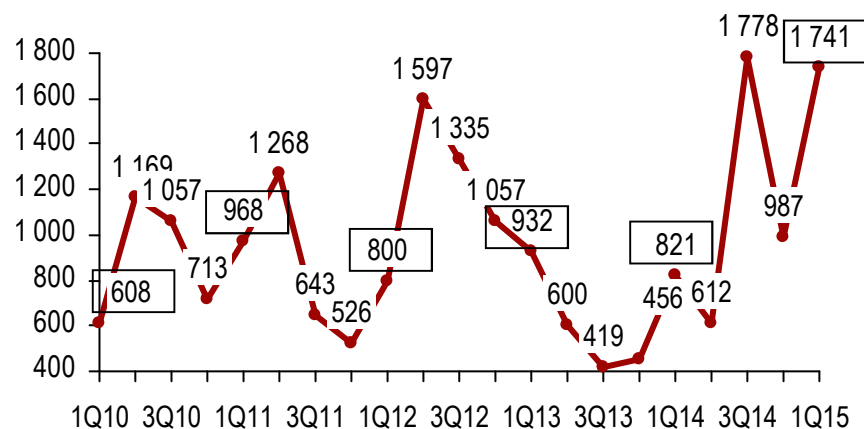
Downstream – EBITDA LIFO

1,7 mld PLN w efekcie dobrego makro oraz wzrostu sprzedaży (r/r)



EBITDA LIFO kwartalnie (bez odpisów aktualizujących*)

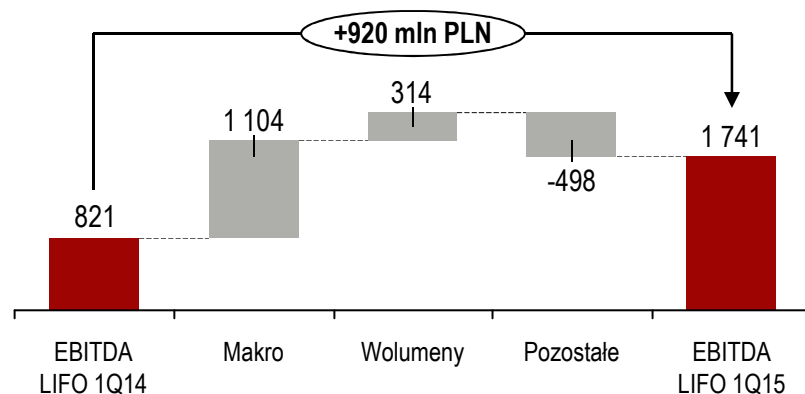
mln PLN



- Wzrost marży downstream o 3,1 USD/bbl (r/r) w efekcie spadku cen ropy oraz poprawy marż na produktach rafineryjnych, w tym: oleju napędowym, COO oraz SN150
- Oslabienie średniego PLN wzg. USD o 22%
- Wzrost sprzedaży o 10% (r/r) łącznie, w tym: w Polsce o 5%, Czechach o 12% i ORLEN Lietuva o 20%.
- Wyższa sprzedaż (r/r): benzyny o 16%, oleju napędowego o 19%, olefin o 6%, poliolefin o 13%, PCW o 16% oraz PTA o 15% przy spadku sprzedaży nawozów o (-) 3%
- Poprawa uzysku paliw w Płocku (r/r)

EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Postoje remontowe instalacji: DRW, HOG (Płock); FKK, HON (Unipetrol) oraz HON i VBU (ORLEN Lietuva)
- Oslabienie średniego EUR wzg. USD
- Pozostałe obejmują głównie ujemny efekt odkupu zapasów obowiązkowych sprzedanych w 2Q13 w kwocie (-) 297 mln PLN oraz brak rozpoznanego w 1Q14 zysku na nabyciu udziałów Ceska Rafinerska od Shell w kwocie (-) 180 mln PLN (negative goodwill)

Makro: kurs 94 mln PLN, marże 1287 mln PLN, dyferencjał (-) 276 mln PLN

* Odpisy: 4Q11 = (-) 1,7 mld PLN; 4Q12 = (-) 0,7mld PLN, 2Q14 = (-) 5,0 mld PLN, 4Q14 = (-) 46 mln PLN

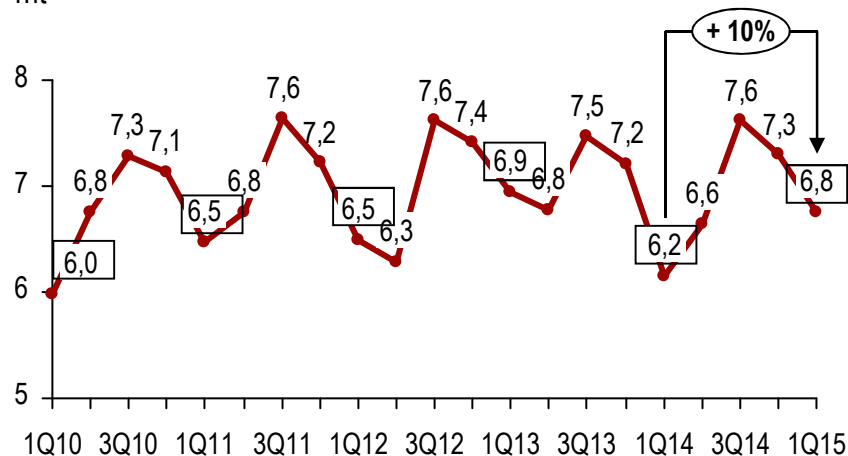
Downstream – dane operacyjne

Wzrost sprzedaży o 10% (r/r) łącznie na wszystkich rynkach



Wolumeny sprzedaży

mt



Wykorzystanie mocy

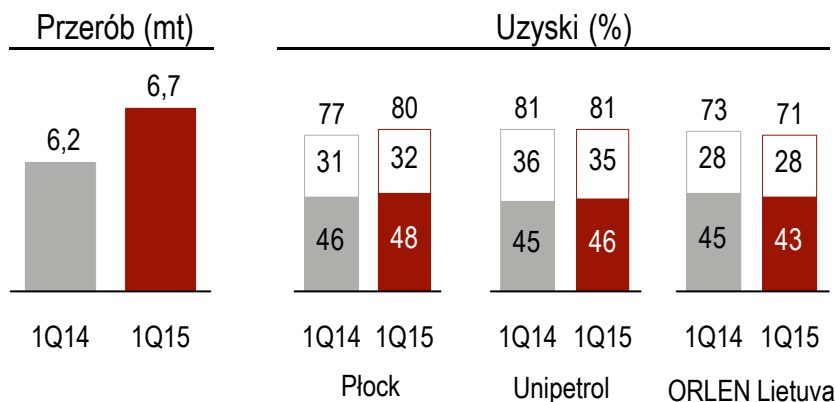
%

Rafinerie	1Q14	4Q14	1Q15	Δ (r/r)
Płock	86%	89%	87%	1 pp
Unipetrol	83%	88%	84%	1 pp
ORLEN Lietuva	58%	87%	70%	12 pp
Instalacje petrochemiczne				
Olefiny (Płock)	84%	85%	84%	0 pp
Olefiny (Unipetrol)	92%	90%	95%	3 pp
BOP	83%	81%	89%	6 pp

Przerób ropy i uzysk paliw

mt, %

□ Uzysk lekkich destylatów ■ Uzysk średnich destylatów



Produkty rafineryjne:

- Polska - wyższa sprzedaż do kluczowych odbiorców oraz pozyskanie nowych kontrahentów
- Czechy - wyższa sprzedaż dzięki poprawie sytuacji rynkowej oraz pełnemu wykorzystaniu wyższych mocy produkcyjnych
- ORLEN Lietuva - wyższa sprzedaż lądowa i morska

Produkty petrochemiczne:

- Polska – wyższa sprzedaż PCW i PTA dzięki niższej podaży produktów w związku z postojami producentów
- Czechy – wyższa sprzedaż poliolefin dzięki poprawie sytuacji rynkowej na skutek ograniczeń produkcyjnych po stronie dostawców

Założenia strategiczne

- Projekty kogeneracji przemysłowej – najwyższa rentowność / najmniejsze ryzyko dzięki gwarancji stałego odbioru pary, który umożliwia osiągnięcie bardzo wysokiej sprawności
- Doskonałość operacyjna dzięki zarządzaniu efektywnością
- Dobre lokalizacje i synergie energetyki gazowej z pozostałymi segmentami
- Dostosowanie projektów do lokalnych uwarunkowań
- Gaz naturalny jako paliwo o strategicznym znaczeniu dla PKN ORLEN

Budowa CCGT we Włocławku (463 MWe)

- W 1Q15 trwały prace montażowe wszystkich układów pomocniczych, elektryki i automatyki oraz pierwsze prace rozruchowe
- Na budowie pracuje ponad 20 głównych podwykonawców (ponad 700 osób)
- Wykonano przyłącze gazowe i energetyczne
- Planowane pierwsze uruchomienie turbiny w połowie 2015r.
- CAPEX 1,4 mld PLN
- Rozpoczęcie testów oraz planowana produkcja energii na koniec 4Q15

Budowa CCGT w Płocku (596 MWe)

- W 1Q15 trwały głównie prace projektowe i uzgodnienia z wykonawcą
- 3 kwietnia 2015r. przekazano teren budowy wykonawcy
- Trwają działania związane z realizacją prac po stronie infrastruktury Zakładu Produkcyjnego w Płocku
- CAPEX 1,65 mld PLN
- Uruchomienie produkcji na koniec 4Q17



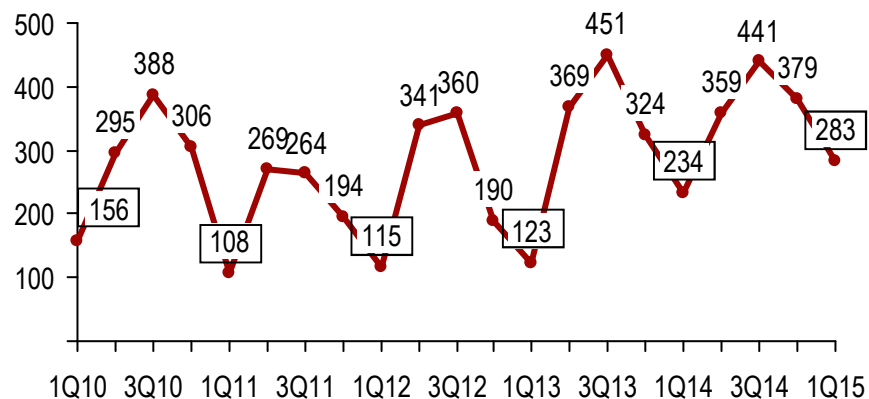
Detal – EBITDA LIFO

Rekordowy wynik pierwszego kwartału



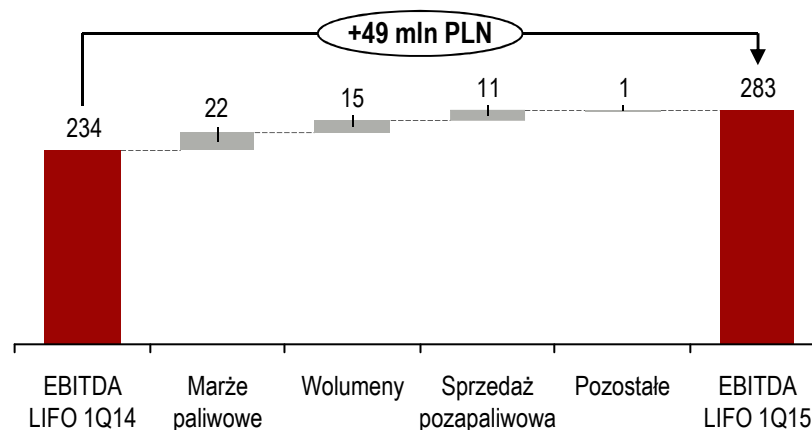
EBITDA LIFO kwartalnie (bez odpisów aktualizujących*)

mln PLN



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Wzrost wolumenów sprzedaży o 4% (r/r) łącznie na wszystkich rynkach
- Wzrost udziałów w Polsce i Czechach (r/r)
- Poprawa marż paliwowych (r/r) na rynku niemieckim i czeskim przy ich porównywalnym poziomie na rynku polskim i litewskim
- Poprawa marż pozapaliwowych (r/r) na wszystkich rynkach
- 1277 punktów Stop Cafe i Stop Cafe Bistro w Polsce; wzrost o 196 punktów (r/r)



- Utrzymująca się 'szara strefa' w Polsce i Czechach

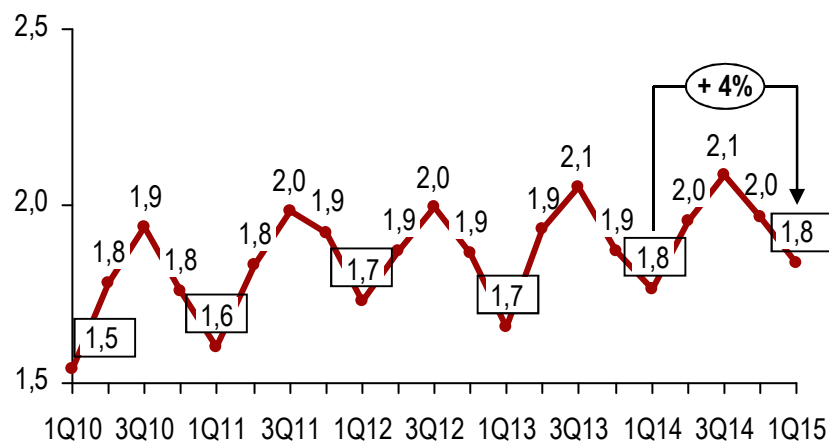
* Odpisy: 4Q11 = (-) 0,1mld PLN

Detal – dane operacyjne

Wzrost sprzedaży o 4% (r/r) oraz dalszy rozwój oferty pozapaliwowej





Wolumeny sprzedaży

mt



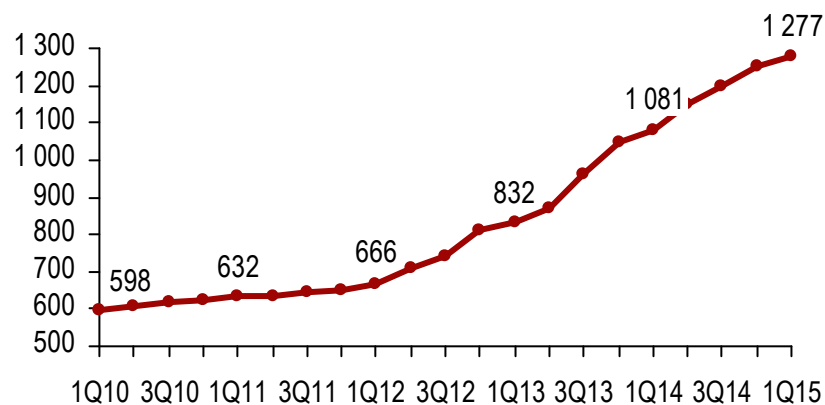
Liczba stacji i udziały w rynku (wolumenowe)

#, %

	# stacji	Δ r/r	% rynku	Δ r/r
 PL	1 761	-5	36,8%	1,0%
 DE	558	3	5,9%	0,0%
 CZ	338	0	15,1%	0,4%
 LT	26	0	3,5%	0,0%

Liczba Stop Cafe i Stop Cafe Bistro w Polsce

#



- Wzrost sprzedaży o 4% (r/r) łącznie, w tym: w Polsce o 4% (r/r), Niemczech o 4% (r/r) i Czechach o 7% (r/r) przy porównywalnej sprzedaży na Litwie (r/r)
- Wzrost udziałów w Polsce o 1,0 pp i Czechach o 0,4 pp (r/r)
- 2683 stacji na koniec 1Q15 tj. spadek łącznej liczby stacji o (-) 2 (r/r), w tym: spadek w Polsce o (-) 5 stacji przy wzroście w Niemczech o 3
- Dalszy rozwój oferty pozapaliwowej poprzez uruchomienie w 1Q15 kolejnych 27 nowych punktów Stop Cafe i Stop Cafe Bistro w Polsce

Wydobycie

Projekty poszukiwawcze w Polsce



Polska



Projekty konwencjonalne

Projekt Sieraków

- W 1Q15 prowadzono prace koncepcyjne związane z możliwością zagospodarowania części obszaru oraz kontynuowano analizy danych w celu weryfikacji perspektyw obszaru oraz aktualizacji programu prac

Projekt Karbon

- W 1Q15 prowadzono prace przygotowawcze do akwizycji nowych danych sejsmicznych 3D (Lublin)

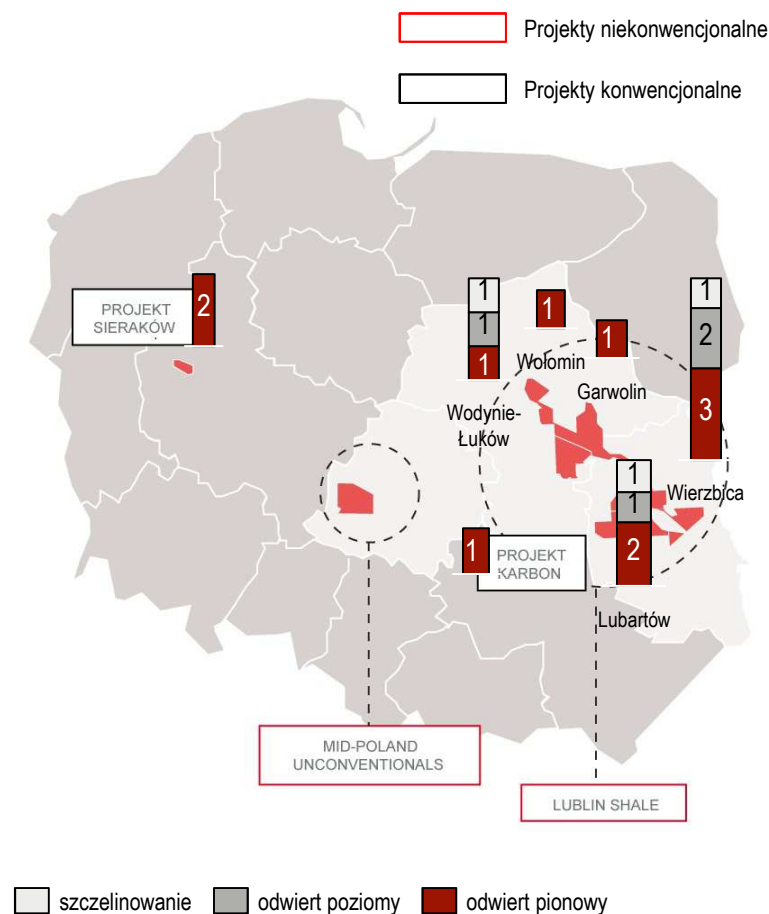
Projekty niekonwencjonalne

Lublin Shale

- W 1Q15 zakończono odwiert pionowy (Wołomin), rozpoczęto analizy pozyskanych danych
- Prowadzono prace przygotowawcze do akwizycji danych sejsmicznych 2D (Wodynie-Łuków)
- Do końca 2015 roku planowane są dalsze prace wiertnicze, zabieg szczelinowania hydraulicznego oraz akwizycje sejsmiczne

Mid-Poland Unconventionals

- W 1Q15 rozpoczęto akwizycję sejsmiczną 2D



- EBITDA 1Q15: (-) 7 mln PLN
- CAPEX 1Q15: 31 mln PLN

Kanada

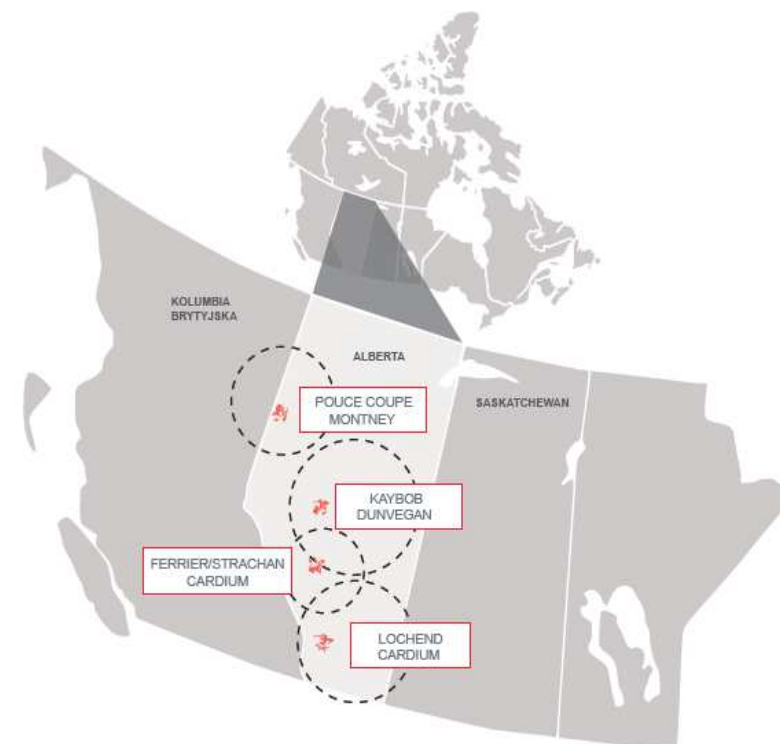


Aktywa

- Skoncentrowane w kanadyjskiej prowincji Alberta obejmują cztery obszary: Lochend, Kaybob, Pouce Coupe oraz Ferrier/Strachan
- Łączne zasoby: ok. 49,5 mln boe rezerw ropy i gazu (2P)

1Q15

- W 1Q15 rozpoczęto wiercenie 2 nowych otworów (1,6 netto*), przeprowadzono 6 zabiegów szczelinowania (4,2 netto*) oraz włączono 1 otwór do wydobywania (0,7 netto*)
- Średnie wydobycie wyniosło ok. 6,7 tys. boe/d (46% węglowodory ciekłe)
- Spadek wydobywania o (-) 17% (kw/kw) w efekcie aktualizacji planu działalności oraz wydatków ze względu na sytuację na rynku ropy i gazu oraz w związku z czasowymi ograniczeniami wynikającymi z prac konserwacyjnych głównej infrastruktury przesyłowej w prowincji Alberta
- Ze względu na sytuację rynkową w 2015r. planowana jest redukcja wydatków oraz realizacja mniejszej ilości odwiertów brutto
- Na koniec 1Q15 wydobywanie prowadzono łącznie ze 120,1 otworów netto*
- 2 kwietnia 2015r. spółka TriOil Resources Ltd. zmieniła nazwę na ORLEN Upstream Canada Ltd.



- **EBITDA 1Q15:** 21 mln PLN
- **CAPEX 1Q15:** 45 mln PLN

* Liczba odwiertów pomnożona przez procent udziału w poszczególnym aktywie

Najważniejsze wydarzenia 1kw.2015r.

Otoczenie makroekonomiczne

Wyniki finansowe i operacyjne

Płynność i inwestycje

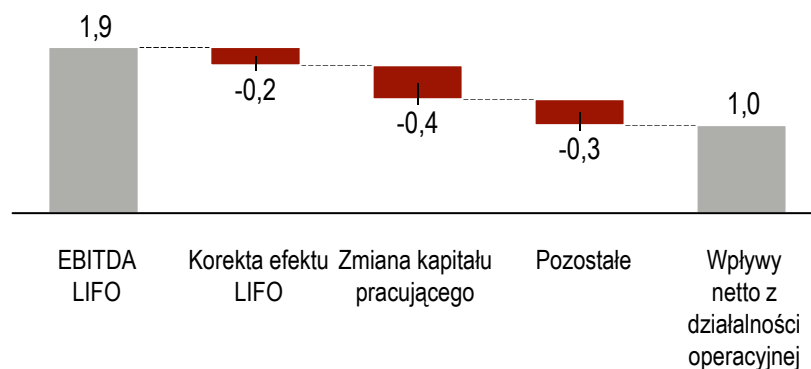
Perspektywy na 2015r.

Przepływy pieniężne

1,0 mld PLN wpływów z działalności operacyjnej

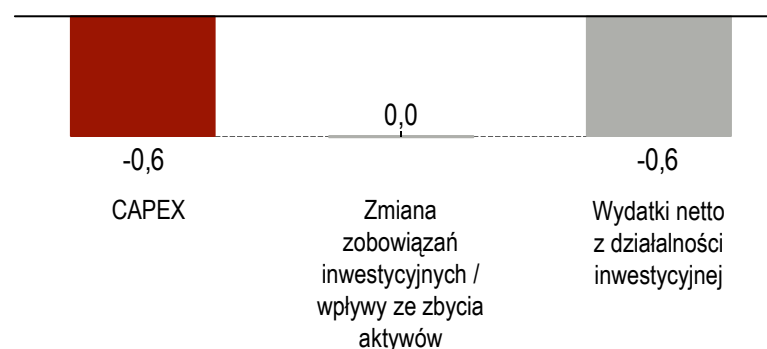
Przepływy z działalności operacyjnej

mld PLN



Przepływy z działalności inwestycyjnej

mld PLN

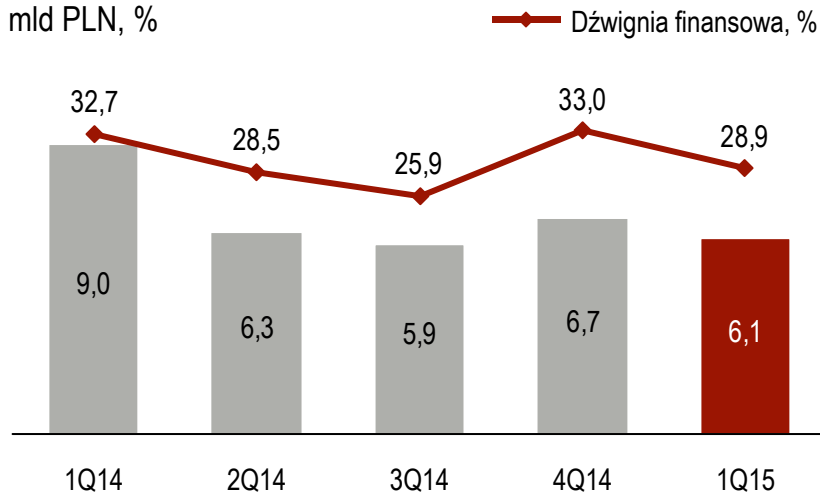


- Zwiększenie kapitału pracującego w 1Q15 o 0,4 mld PLN głównie w wyniku odkupu transzy zapasów obowiązkowych w ilości 0,5 mln t za kwotę 1,1 mld PLN, w części skompensowane uwolnieniem zapasów zgodnie z nową Ustawą.
- Pozostałe obejmują głównie ujemne operacyjne różnice kursowe netto oraz zapłacony podatek dochodowy
- Zapasy obowiązkowe wykazane w bilansie na koniec 1Q15 wyniosły 3,8 mld PLN, z czego w Polsce 3,5 mld PLN
- Na koniec 1Q15 sprzedana jest 1 transza zapasów obowiązkowych w ilości 1,0 mln t



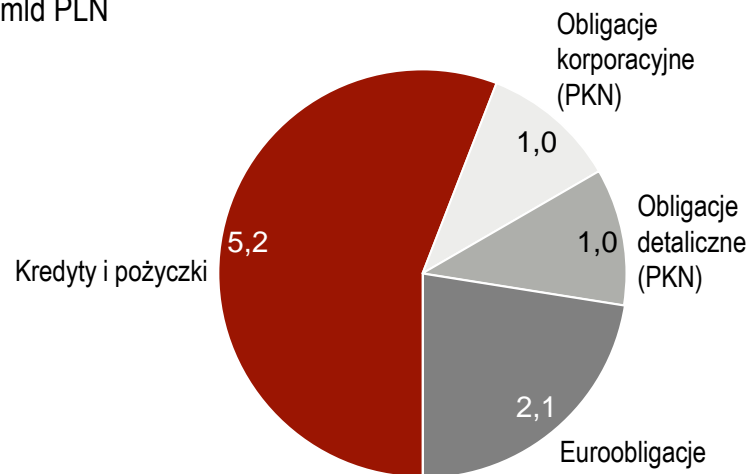
Bezpieczny poziom zadłużenia i dźwigni finansowej

Dług netto i dźwignia finansowa mld PLN, %



- Struktura walutowa długu brutto:
USD 6%, EUR 56%, PLN 27%, CZK 6%, CAD 5%
- Spadek zadłużenia netto o 0,6 mld PLN (kw/kw) w efekcie dodatniego wpływu różnic kursowych z przeszacowania kredytów walutowych i wyceny zadłużenia w łącznej kwocie 0,2 mld PLN, wpływów z działalności operacyjnej w wysokości 1,0 mld PLN oraz wydatków inwestycyjnych w kwocie (-) 0,6 mld PLN
- Średnia zapadalność kredytów przypada na 1Q19

Zdywersyfikowane źródła finansowania (dług brutto) mld PLN

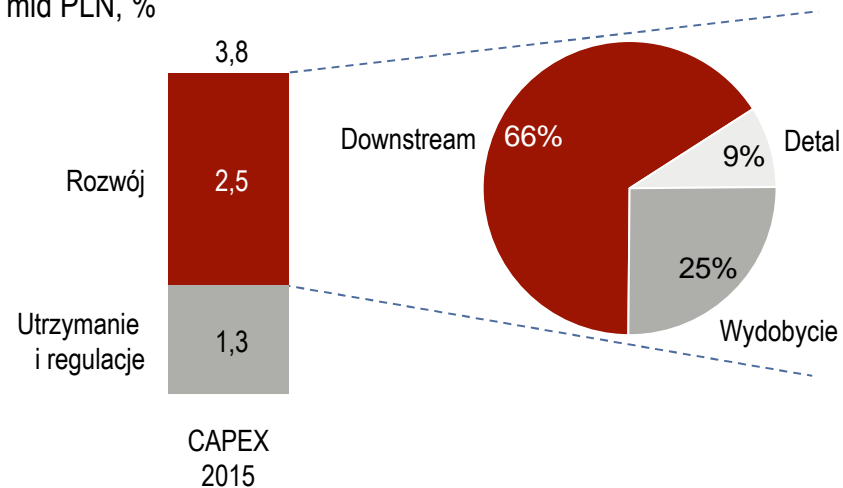


Nakłady inwestycyjne



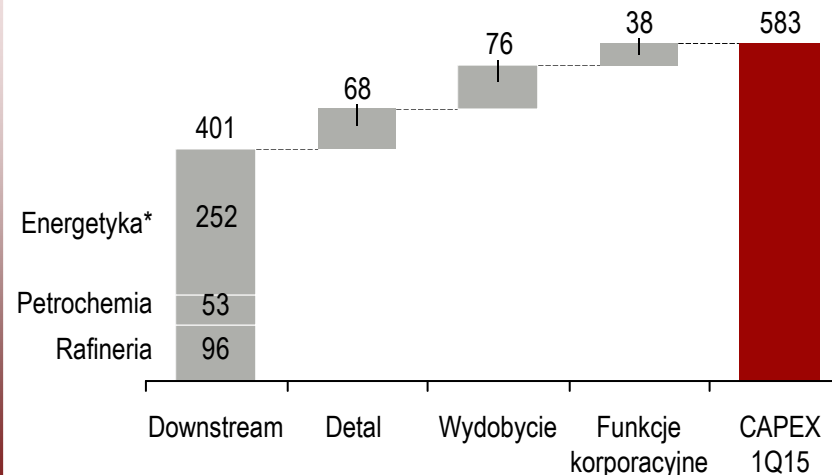
Planowany CAPEX w 2015r.

mld PLN, %



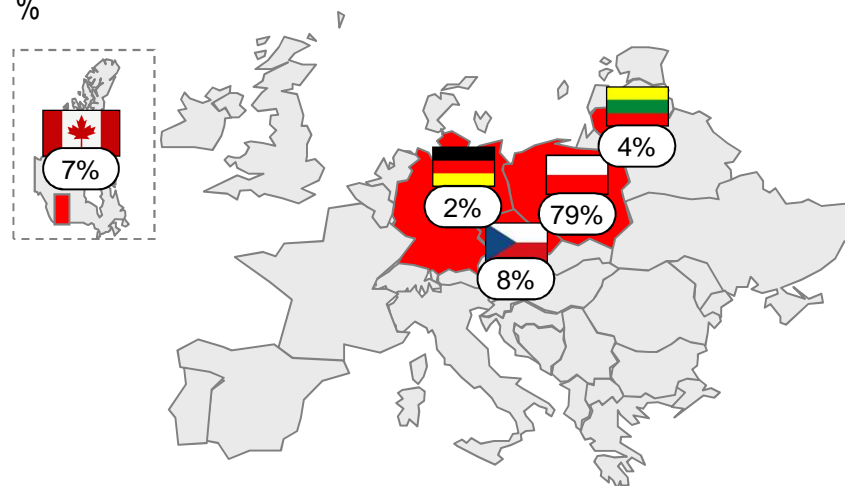
Zrealizowany CAPEX w 1kw.15r. – podział na segmenty

mld PLN



Zrealizowany CAPEX w 1kw.15r. – podział wg krajów

%



Główne projekty rozwojowe w 1kw.15r.

Downstream

- Budowa CCGT we Włocławku wraz z infrastrukturą
- Budowa CCGT Płock wraz z infrastrukturą
- Kopalnia Soli Mogilno - wiercenie otworów eksploatacyjnych wraz z infrastrukturą
- Wymiana sekcji konwekcyjnych pieców na Wytwórni Olefin II
- Modernizacja Instalacji DRW-IV

Detal

- Uruchomiono 10 stacji paliw (w tym 3 MOP w Polsce), zmodernizowano 19, zamknięto 19
- Otwarto 27 punktów Stop Cafe i Stop Cafe Bistro w Polsce

Wydobycie

- Kanada – 45 mln PLN
- Polska – 31 mln PLN

* Energetyka, w tym przede wszystkim: CCGT Włocławek (kogeneracja przemysłowa) oraz IOS, SCR (energetyka produkcyjna)

Najważniejsze wydarzenia 1kw.2015r.

Otoczenie makroekonomiczne

Wyniki finansowe i operacyjne

Płynność i inwestycje

Perspektywy na 2015r.

Otoczenie makroekonomiczne

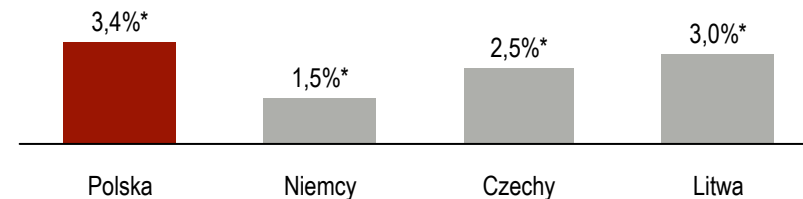
- **Cena ropy Brent** – zakładamy przejściową stabilizację cen ropy na obecnych poziomach, a następnie wzrost w efekcie ożywienia gospodarczego. Cena ropy uzależniona jest również od ryzyk geopolitycznych
- **Marża downstream** – oczekiwany nieznaczny wzrost średniorocznego poziomu w 2015r. (r/r) ze względu na sprzyjające otoczenie makro tj. stabilny poziom cen ropy oraz wzrost konsumpcji paliw i produktów petrochemicznych

Otoczenie regulacyjne

- **Szara strefa** – PKN ORLEN uzyskał koncesję na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą na 10 lat. Proces porządkowania działalności importowej w paliwach ciekłych powinien zamknąć się w perspektywie najbliższych miesięcy. Dodatkowo zwiększono kary dla Spółek prowadzących działalność bez koncesji z max. 5 tys. PLN do poziomu od 200 tys. do 1 mln PLN
- **Zapasy obowiązkowe** – redukcja zapasów z 76 do 68 dni w 2015r. (ok. 0,4 mt). Wprowadzono opłatę zapasowa w wysokości 43 PLN/ tonę ropy i 99 PLN/ tonę LPG

Gospodarka – prognozy PKB

- **PKB** – oczekiwany poziom 3,4 proc. w 2015r. oraz 3,3 proc. w 2016r. - NBP (marzec 2015)



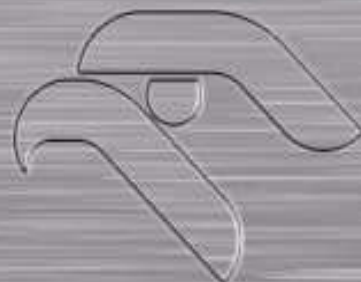
- **Konsumpcja paliw** – kontynuacja wzrostu popytu na diesla przy niewielkim spadku popytu na benzynę w regionie CEE w 2015r. - JBC Energy (październik 2014)



ORLEN. Napędzamy przyszłość.

* Polska (NBP, marzec 2015); Niemcy/Czech/Litwa (Komisja Europejska, luty 2015)

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

Agenda



Slajdy pomocnicze

Wyniki – podział na kwartały



mln PLN	1Q14	4Q14	1Q15	Δ r/r	3M14	3M15	Δ
Przychody	24 119	24 902	20 005	-17%	24 119	20 005	-17%
EBITDA LIFO	953	929	1 899	99%	953	1 899	99%
efekt LIFO	-177	-1 593	-237	-34%	-177	-237	-34%
EBITDA	776	-664	1 662	114%	776	1 662	114%
Amortyzacja	-522	-485	-452	13%	-522	-452	13%
EBIT LIFO	431	444	1 447	236%	431	1 447	236%
EBIT	254	-1 149	1 210	376%	254	1 210	376%
Wynik netto	126	-1 179	868	589%	126	868	589%

Wyniki – podział na segmenty



1Q15 mIn PLN	Downstream	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	Razem
EBITDA LIFO	1 741	283	14	-139	1 899
Efekt LIFO	-237	-	-	-	-237
EBITDA	1 504	283	14	-139	1 662
Amortyzacja	-310	-91	-34	-17	-452
EBIT	1 194	192	-20	-156	1 210
EBIT LIFO	1 431	192	-20	-156	1 447

1Q14 mIn PLN	Downstream	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	Razem
EBITDA LIFO	821	234	31	-133	953
Efekt LIFO	-177	-	-	-	-177
EBITDA	644	234	31	-133	776
Amortyzacja	-388	-90	-17	-27	-522
EBIT	256	144	14	-160	254
EBIT LIFO	433	144	14	-160	431

EBITDA LIFO – podział na segmenty



mIn PLN	1Q14	4Q14	1Q15	Δ r/r	3M14	3M15	Δ
Downstream	821	941	1 741	112%	821	1 741	112%
Detal	234	408	283	21%	234	283	21%
Wydobycie	31	-272	14	-55%	31	14	-55%
Funkcje korporacyjne	-133	-148	-139	-5%	-133	-139	-5%
EBITDA LIFO	953	929	1 899	99%	953	1 899	99%

Wyniki – podział na spółki



1Q15 mln PLN	PKN ORLEN S.A.	Unipetrol ²⁾	ORLEN Lietuva ²⁾	Pozostałe i korekty konsolidacyjne	Razem
Przychody	13 623	3 637	3 260	-515	20 005
EBITDA LIFO	763	472	376	288	1 899
Efekt LIFO ¹⁾	-153	-32	-65	13	-237
EBITDA	610	440	311	301	1 662
Amortyzacja	-268	-69	-10	-105	-452
EBIT	342	371	301	196	1 210
EBIT LIFO	495	403	366	183	1 447
Przychody finansowe	56	57	27	-51	89
Koszty finansowe	-78	-66	-152	31	-265
Wynik netto	258	304	175	131	868

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

2) Prezentowane dane przedstawiają wyniki Grupy Unipetrol oraz ORLEN Lietuva wg MSSF po uwzględnieniu korekt dokonanych na potrzeby konsolidacji Grupy PKN ORLEN

Grupa ORLEN Lietuva

Główne elementy rachunku wyników



mln USD	1Q14	4Q14	1Q15	Δ r/r	3M14	3M15	Δ
Przychody	1 285	1 414	876	-32%	1 285	876	-32%
EBITDA LIFO	-21	-86	101	-	-21	101	-
EBITDA	-29	-58	83	-	-29	83	-
EBIT	-58	-61	81	-	-58	81	-
Wynik netto	-51	-68	47	-	-51	47	-

- Znacząca poprawa EBITDA LIFO o 122 mln USD (r/r) dzięki sprzyjającemu otoczeniu makro i poprawie doskonałości operacyjnej
- Niższe przychody ze sprzedaży na wszystkich rynkach o (-) 32% (r/r) ze względu na spadek cen ropy
- Wolumen sprzedaży wyższy o 17% (r/r) ze względu na wyższą sprzedaż lądową o 8% (r/r) oraz wyższą sprzedaż morską o 27% (r/r)
- Dalsza poprawa wskaźników operacyjnych: wzrost uzysku produktów lekkich o 0,3 pp (r/r), redukcja zużyć własnych o 0,9 pp (r/r), większa operacyjna dostępność i wykorzystanie mocy

Grupa UNIPETROL

Główne elementy rachunku wyników



mln CZK	1Q14*	4Q14	1Q15	Δ r/r	3M14	3M15	Δ
Przychody	28 809	28 939	23 975	-17%	28 809	23 975	-17%
EBITDA LIFO	683	2 645	3 111	355%	683	3 111	355%
EBITDA	552	1 132	2 897	425%	552	2 897	425%
EBIT	-58	637	2 444	-	-58	2 444	-
Wynik netto	-232	633	2 003	-	-232	2 003	-

- Spadek przychodów o (-) 17% (r/r) w efekcie spadku cen ropy o 50% (r/r)
- EBITDA LIFO wzrosła o 2 428 mln CZK (r/r) dzięki bardzo wysokim marżom rafineryjnym w porównaniu z niskimi poziomami w 1Q14, wyższym wolumenom sprzedaży rafineryjnej, niższym kosztom zużycia własnych ropy na cele energetyczne oraz wyższym marżom detalicznym
 - Downstream: wzrost o 2 418 mln CZK (r/r)* dzięki pozytywnemu otoczeniu makro:
 1. niższych kosztów zużycia własnych dzięki tańszej ropie
 2. wyższej marży rafineryjnej i na polimerach wspartej znacząco niższą ceną ropy
 3. wzrost dyferencjału B/U i pozytywny wpływ wzrostu wolumenów sprzedaży oraz lepszego mix produktowego w petrochemii
 - Wzrost przerobu ropy o 10% (r/r) w efekcie konsolidacji nabytych udziałów w CR od lutego 2014r. Umiarkowany wzrost wykorzystania mocy rafineryjnych (r/r) do 84% dzięki łagodniejszej zimie oraz rekordowe wykorzystanie Steam Crackera na 95%
 - Detal: wzrost o 29 mln CZK (r/r) dzięki pozytywnemu wpływowi marż paliwowych na benzynie i oleju napędowym w efekcie tańszej ropy oraz wyższych wolumenów sprzedaży paliw oraz lepszej sprzedaży pozapaliwowej

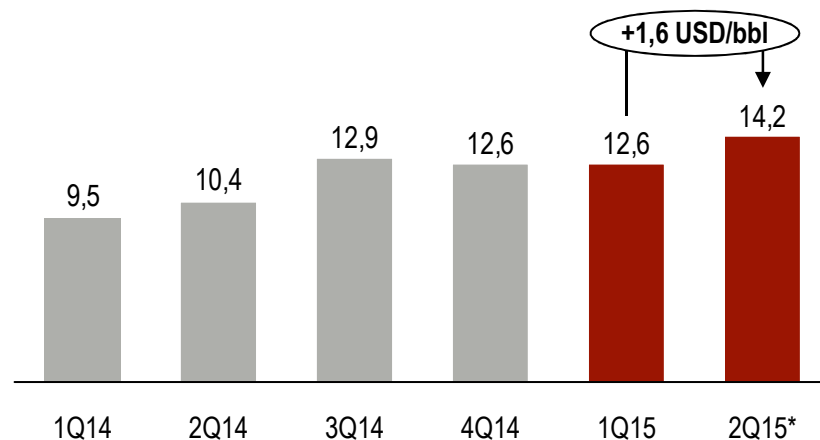
* wynik oczyszczony o 1 186 mln CZK z tytułu zysku na nabyciu od Shell 16.335% udziałów w Ceska Rafinerska 31 stycznia 2014r.

Otoczenie makroekonomiczne w 2kw.2015r. (kw/kw)



Wzrost marży downstream

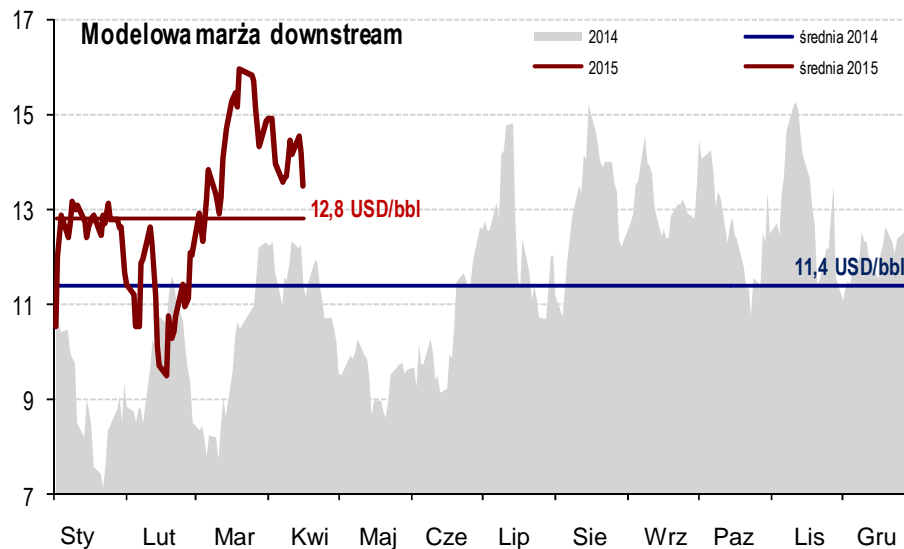
Modelowa marża downstream, USD/bbl



Struktura produktowa marży downstream

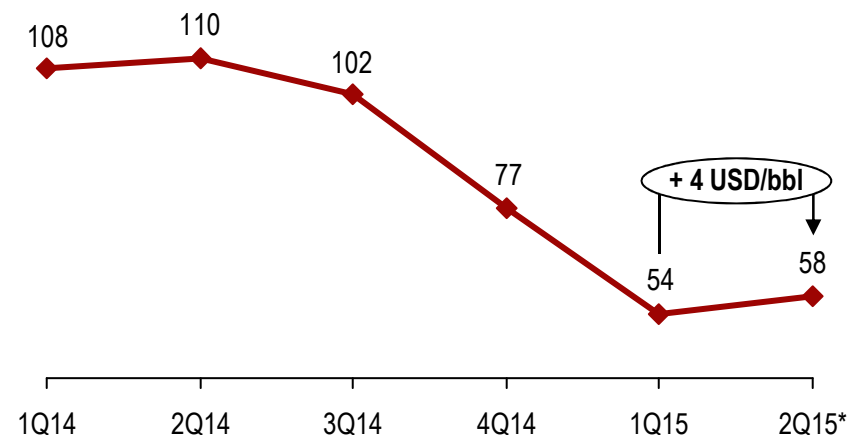
Marże (crack) z notowań

Produkty rafineryjne (USD/t)	2Q14	1Q15	2Q15*	Δ (r/r)	Δ (kw/kw)
ON	91	123	109	20%	-11%
Benzyna	195	140	191	-2%	36%
Cieźki olej opałowy	-254	-133	-138	46%	-4%
SN 150	149	166	214	44%	29%
Produkty petrochemiczne					
Etylen	562	505	555	-1%	10%
Propylen	545	454	505	-7%	11%
Benzen	405	180	263	-35%	46%
Paraksylen	295	336	381	29%	13%



Wzrost cen ropy

Średnia cena ropy Brent, USD/bbl

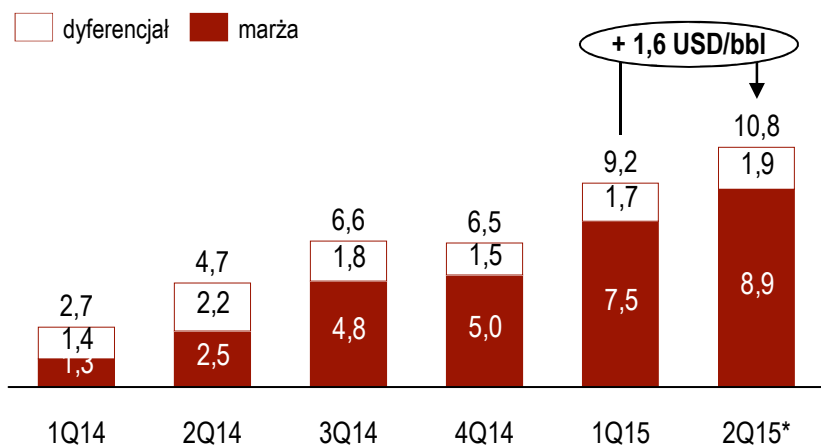


* Dane do dnia 17.04.2015

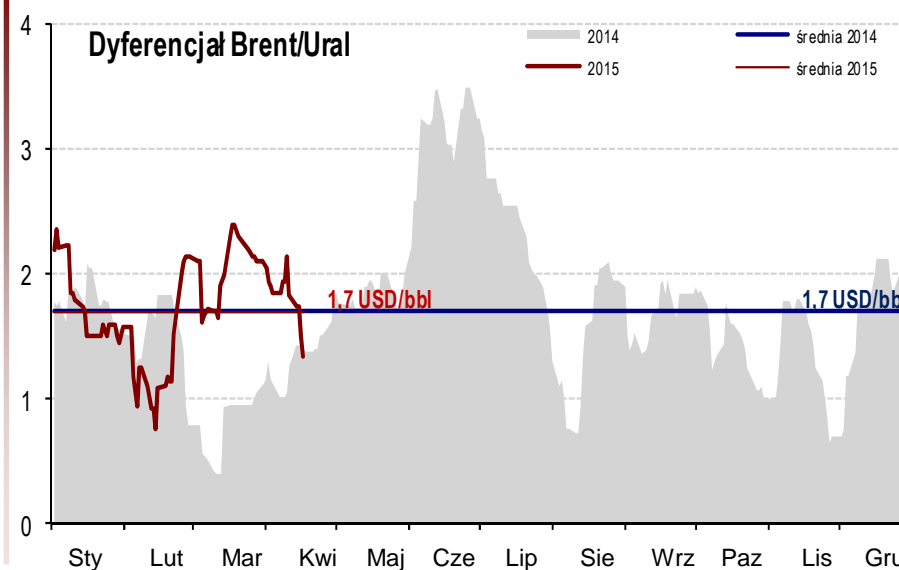
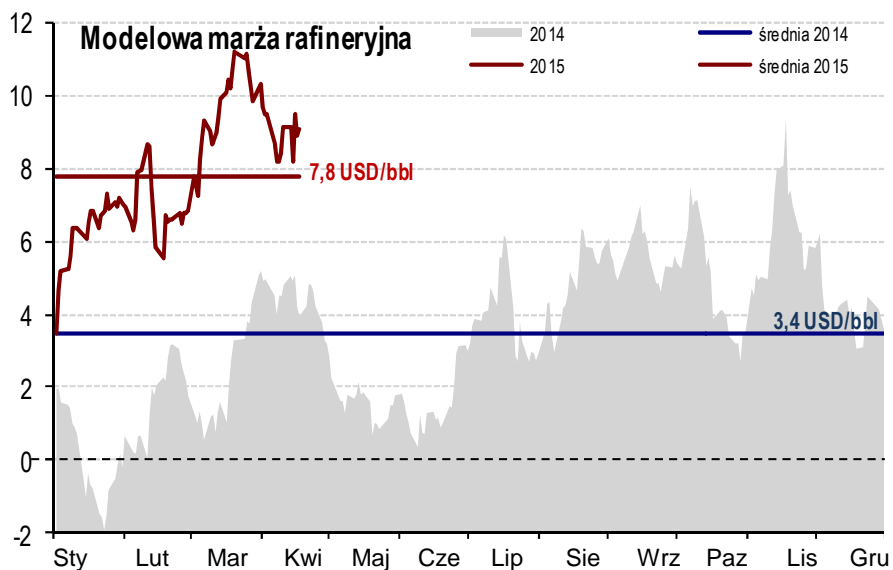
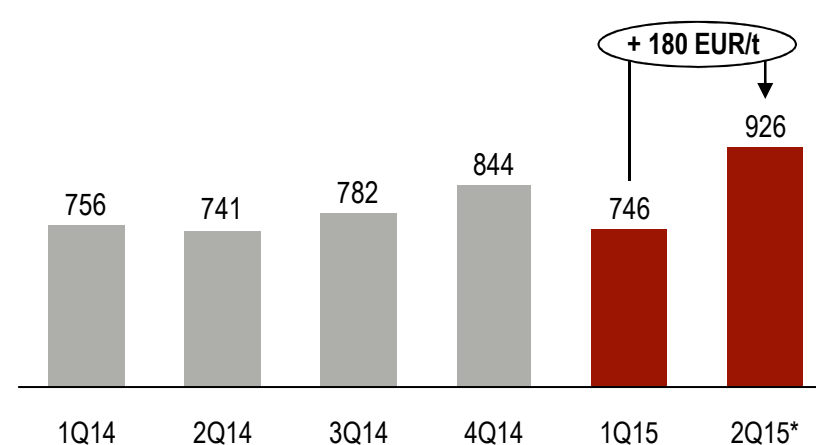
Otoczenie makroekonomiczne w 2kw.2015r. (kw/kw)



Wzrost marży rafinerijnej i dyferencjału B/U
Modelowa marża rafinerijna oraz dyferencjał B/U, USD/bbl



Wzrost marży petrochemicznej
Modelowa marża petrochemiczna, EUR/t



* Dane do dnia 17.04.2015

Dane produkcyjne



	1Q14	4Q14	1Q15	Δ (r/r) (kw/kw)		3M14	3M15	Δ
Przerób ropy w Grupie PKN ORLEN (tys. t)	6 190	7 221	6 652	7%	-8%	6 190	6 652	7%
Wykorzystanie mocy przerobowych w Grupie	78%	89%	82%	4 pp	-7 pp	78%	82%	4 pp
Rafineria w Polsce ¹								
Przerób ropy naftowej (tys. t)	3 503	3 612	3 533	1%	-2%	3 503	3 533	1%
Wykorzystanie mocy przerobowych	86%	89%	87%	1 pp	-2 pp	86%	87%	1 pp
Uzysk paliw ⁴	77%	78%	80%	3 pp	2 pp	77%	80%	3 pp
Uzysk średnich destylatów ⁵	46%	46%	48%	2 pp	2 pp	46%	48%	2 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁶	31%	32%	32%	1 pp	0 pp	31%	32%	1 pp
Rafinerie w Czechach ²								
Przerób ropy naftowej (tys. t)	1 125	1 302	1 243	10%	-5%	1 125	1 243	10%
Wykorzystanie mocy przerobowych	83%	88%	84%	1 pp	-4 pp	83%	84%	1 pp
Uzysk paliw ⁴	81%	81%	81%	0 pp	0 pp	81%	81%	0 pp
Uzysk średnich destylatów ⁵	45%	45%	46%	1 pp	1 pp	45%	46%	1 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁶	36%	36%	35%	-1 pp	-1 pp	36%	35%	-1 pp
Rafineria na Litwie ³								
Przerób ropy naftowej (tys. t)	1 467	2 214	1 795	22%	-19%	1 467	1 795	22%
Wykorzystanie mocy przerobowych	58%	87%	70%	12 pp	-17 pp	58%	70%	12 pp
Uzysk paliw ⁴	73%	76%	71%	-2 pp	-5 pp	73%	71%	-2 pp
Uzysk średnich destylatów ⁵	45%	46%	43%	-2 pp	-3 pp	45%	43%	-2 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁶	28%	30%	28%	0 pp	-2 pp	28%	28%	0 pp

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

2) Moce przerobowe Unipetrol wzrosły od lutego 2014r. z 4,5 mt/y do 5,9 mt/r w efekcie wzrostu udziałów w CKA. CKA [Litvinov (3,7 mt/r) i Kralupy (2,2 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, jakiejkolwiek osobie w jakimkolwiek celu bez wiedzy i zgody PKN ORLEN. Powielanie, rozpowszechnianie i przekazywanie niniejszej Prezentacji w innych jurysdykcjach może podlegać ograniczeniom prawnym, a osoby do których może ona dotrzeć, powinny zapoznać się z wszelkimi tego rodzaju ograniczeniami oraz stosować się do nich. Nieprzestrzeganie tych ograniczeń może stanowić naruszenie obowiązującego prawa.

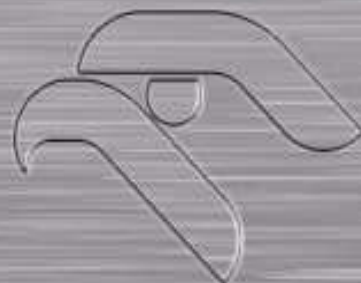
Niniejsza Prezentacja nie zawiera kompletnej ani całościowej analizy finansowej lub handlowej PKN ORLEN ani Grupy PKN ORLEN, jak również nie przedstawia jej pozycji i perspektyw w kompletny ani całościowy sposób. PKN ORLEN przygotował Prezentację z należytą starannością, jednak może ona zawierać pewne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

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

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

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