


Skonsolidowane wyniki finansowe PKN ORLEN 4 kwartał 2015r.



28 stycznia 2016r.

 **#ORLEN4Q15@PKN_ORLEN**



Najważniejsze wydarzenia 2015r.



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



Perspektywy na 2016r.

Najważniejsze wydarzenia 2015r.



Budowa wartości



- EBITDA LIFO: 8,7 mld PLN*
- Rekordowy przerób 30,9 mt i sprzedaż 38,7 mt
- Nabycie aktywów wydobywczych w Kanadzie i Polsce
- Nowe kontrakty na dostawy ropy do 10,8 mln ton rocznie

Siła finansowa



- Dźwignia finansowa: 28,1%
- Przepływy z działalności operacyjnej: 5,4 mld PLN
- Dywidenda: wypłata 0,7 mld PLN / 1,65 PLN na akcję
- Wydłużenie średniego terminu zapadalności źródeł finansowania do 4Q19

Ludzie



- The World's Most Ethical Company 2015
- Top Employer Polska 2015
- Best managed companies in CEE 2015
- ORLEN Warsaw Marathon / Verva Street Racing



ORLEN
najcenniejsza marka w Polsce
warta 4,5 mld PLN**

* Dane przed odpisami aktywów w wys. (-) 1,0 mld PLN dotyczącymi głównie aktywów wydobywczych i poszukiwawczych ORLEN Upstream oraz aktywów petrochemicznych Unipetrol

** Wg rankingu „Najcenniejszych Polskich Marek” publikowanego przez „Rzeczpospolita”, z dnia 30.11.2015



Najważniejsze wydarzenia 2015r.



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



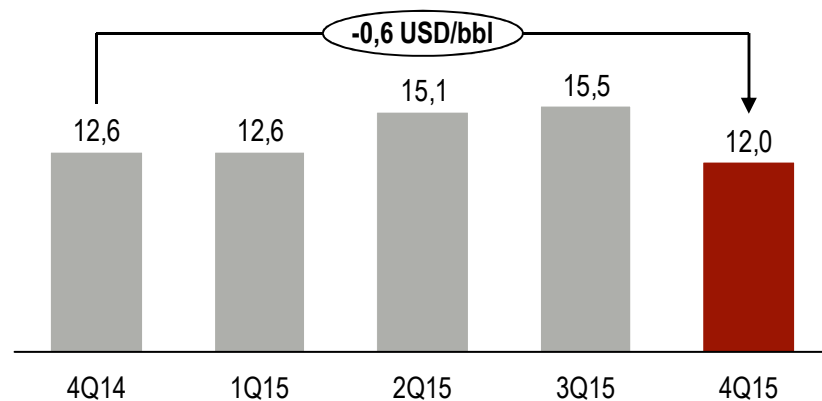
Perspektywy na 2016r.

Otoczenie makroekonomiczne w 4kw.2015r. (r/r)



Spadek marży downstream

Modelowa marża downstream, USD/bbl



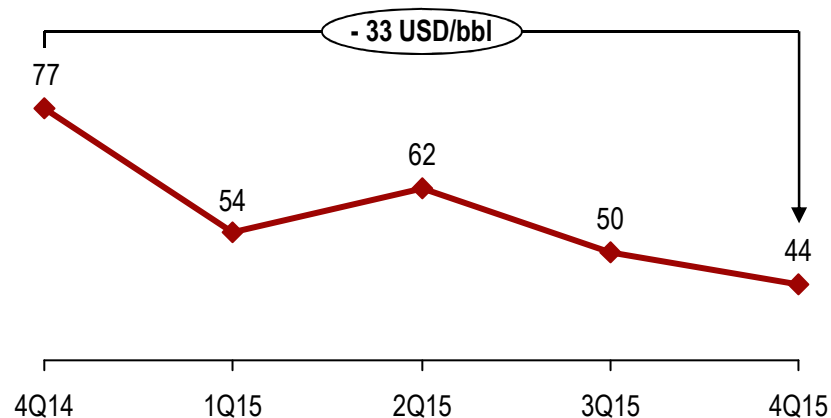
Struktura produktowa marży downstream

Marże (crack) z notowań

Produkty rafineryjne (USD/t)	4Q14	3Q15	4Q15	Δ (r/r)
ON	122	108	85	-30%
Benzyna	135	212	140	4%
Ciężki olej opałowy	-180	-140	-147	18%
SN 150	194	145	197	2%
Produkty petrochemiczne (EUR/t)				
Etylen	588	671	604	3%
Propylen	540	564	373	-31%
Benzen	435	355	264	-39%
PX	443	481	427	-4%

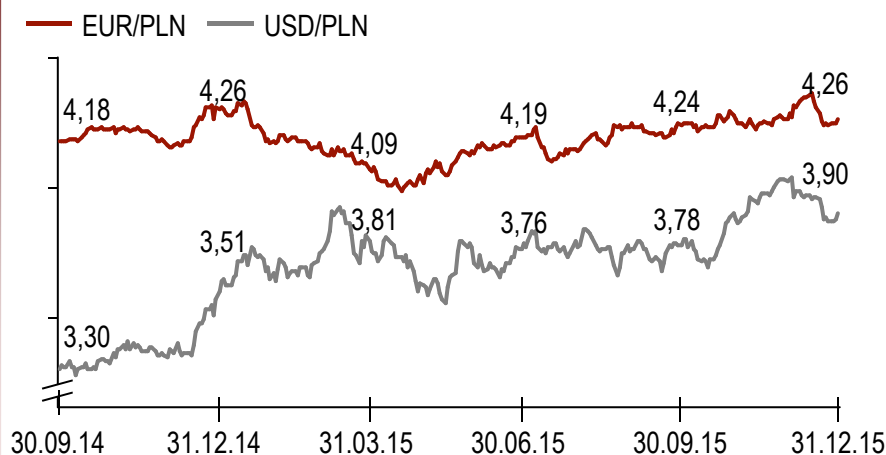
Spadek ceny ropy

Średnia cena ropy Brent, USD/bbl



Oslabienie PLN wzg. USD i EUR

Kurs walutowy USD/PLN i EUR/PLN

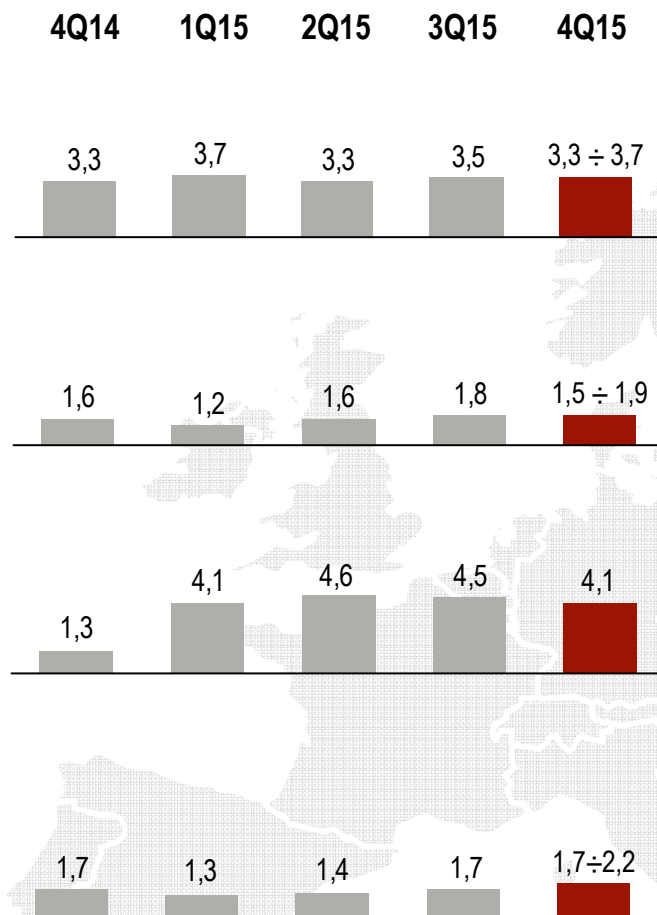


Wzrost konsumpcji oleju napędowego skorelowany ze wzrostem PKB



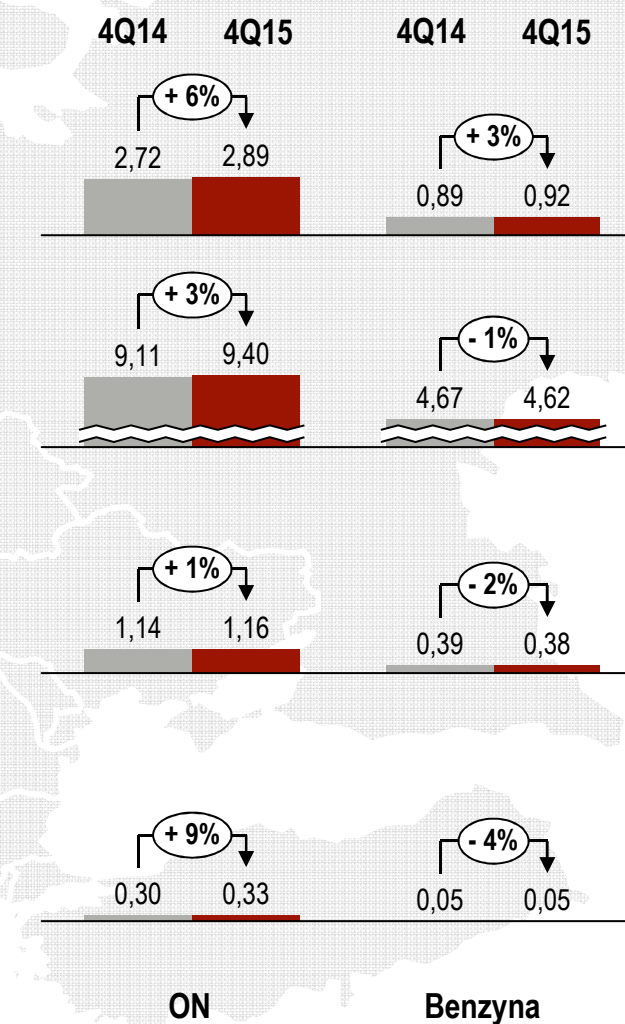
Wzrost PKB¹

Zmiana (%) do analogicznego kwartału roku poprz.



Zużycie paliw (ON, Benzyna)²

mln ton



¹ Polska – GUS / dane nieodsezonowane, (Niemcy, Litwa) – Eurostat / dane nieodsezonowane, Czechy – OECD / dane odsezonowane, 4Q15 – szacunki

² 4Q15 – szacunki własne na bazie dostępnych danych ARE, Litewskiego Urzędu Statystycznego, Czeskiego Urzędu Statystycznego i Niemieckiego Stowarzyszenia Przemysłu Naftowego



Najważniejsze wydarzenia 2015r.



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne

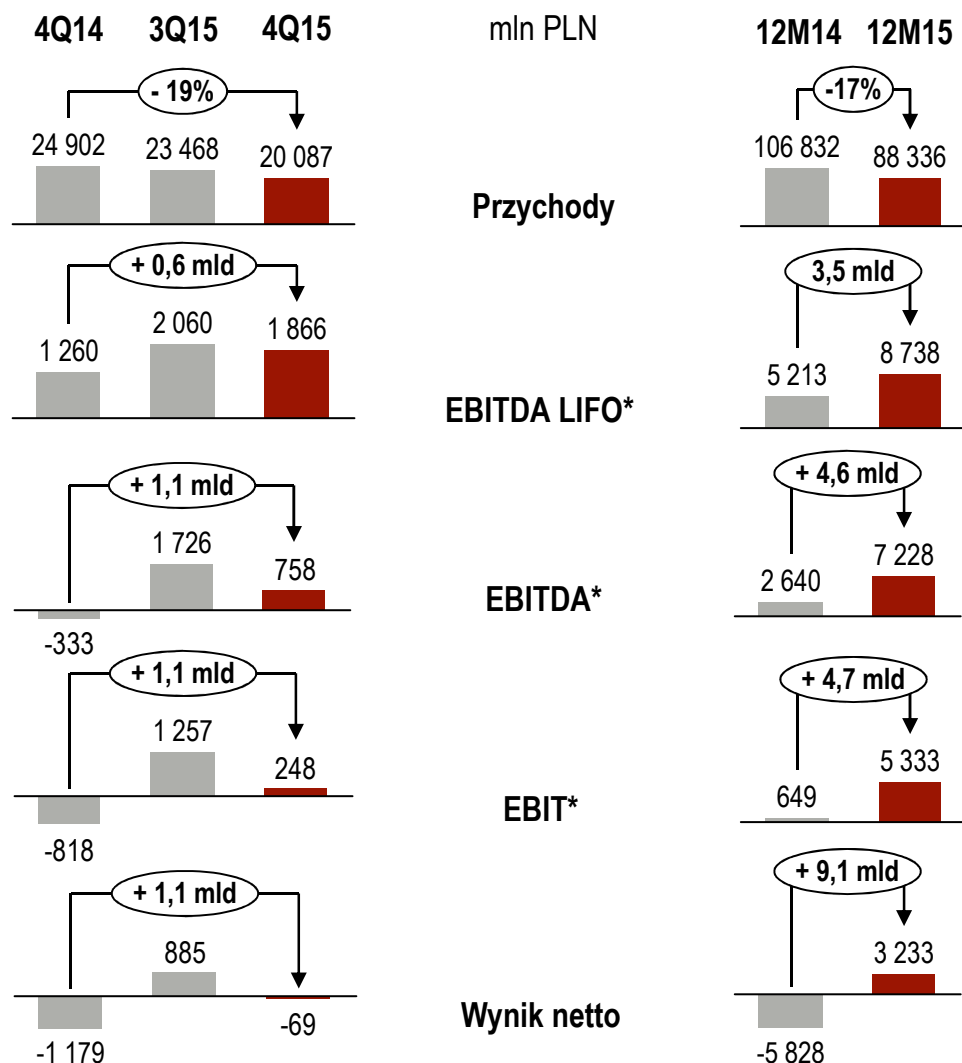


Płynność i inwestycje



Perspektywy na 2016r.

Wyniki finansowe w 4kw.2015r.



Przychody: spadek w efekcie niższych cen ropy naftowej ograniczony wzrostem wolumenów sprzedaży

EBITDA LIFO: pozytywny wpływ otoczenia makro i wyższych wolumenów sprzedaży ograniczony wpływem przeceny zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) zgodnie z MSR 2 w związku ze spadkiem cen ropy w kwocie (-) 0,2 mld PLN

Efekt LIFO: (-) 1,1 mld PLN głównie na skutek niższych cen ropy w ujęciu złotówkowym

Wynik na działalności finansowej: (-) 0,2 mld PLN głównie w efekcie ujemnych różnic kursowych netto oraz kosztów odsetkowych

Wynik netto: strata netto w 4Q15 głównie na skutek znaczącego ujemnego wpływu efektu LIFO oraz odpisów aktualizujących aktywa wydobywczych.

Zysk jednostkowy PKN ORLEN SA za 2015r. wyniósł 1048 mln PLN

* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

4Q14: (-) 0,3 mld PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream Canada

3Q15: (-) 0,1 mld PLN dotyczące głównie aktywów petrochemicznych Unipetrol

4Q15: (-) 0,4 mld PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream Canada

12M14: (-) 5,4 mld PLN, w tym głównie: ORLEN Lietuva (-) 4,2 mld PLN, Unipetrol (-) 0,7 mld PLN, ORLEN Upstream Canada (-) 0,3 mld PLN

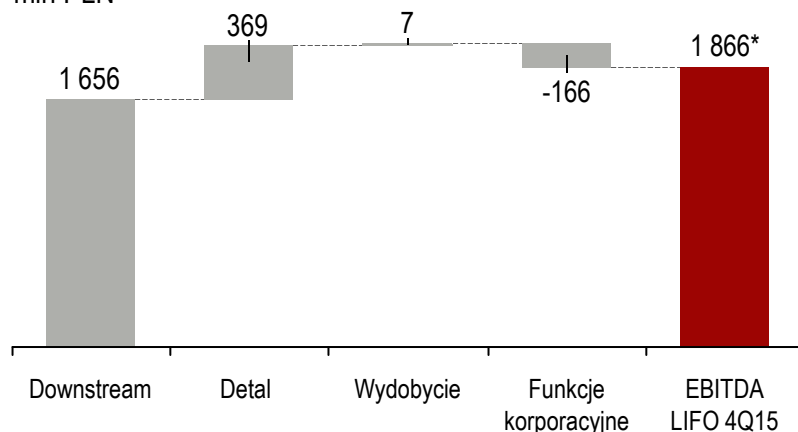
12M15: (-) 1,0 mld PLN, w tym głównie: ORLEN Upstream (-) 0,4 mld PLN, Unipetrol (-) 0,1 mld PLN, ORLEN Upstream Canada (-) 0,4 mld PLN

EBITDA LIFO



Wyniki segmentów w 4kw.2015r.

młn PLN



Dodatni efekt (r/r):

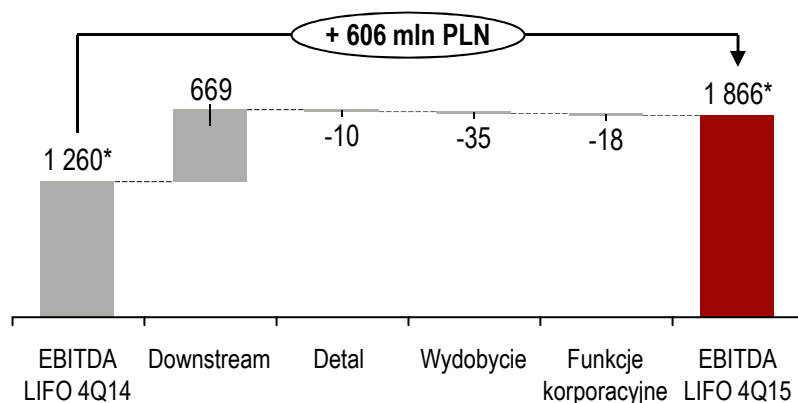
- wzrostu sprzedaży o 5%
- poprawy otoczenia makro głównie w efekcie osłabienia PLN względem USD o 16% oraz niższych kosztów zużyć własnych na skutek niższych cen ropy
- wzrostu marż pozapaliwowych w detalu
- przeceny zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV)

ograniczony przez negatywny wpływ (r/r):

- spadku marży downstream o (-) 0,6 USD/bbl
- postojów remontowych, głównie: instalacji etylenu po awarii z 3Q15 (Unipetrol) oraz PX/PTA (PKN ORLEN S.A.)

Zmiana wyników segmentów (r/r)

młn PLN



- **Downstream:** pozytywny wpływ otoczenia makro, wyższych wolumenów sprzedaży oraz przeceny zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) ograniczony negatywnym efektem postojów remontowych
- **Detal:** niższe marże paliwowe ograniczyły pozytywny wpływ wzrostu sprzedaży i wyższych marż pozapaliwowych
- **Wydobywanie:** optymalizacja wydobywania w efekcie niższych cen ropy i gazu

* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

4Q14: (-) 0,3 młd PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream Canada

4Q15: (-) 0,4 młd PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream Canada

Downstream – EBITDA LIFO

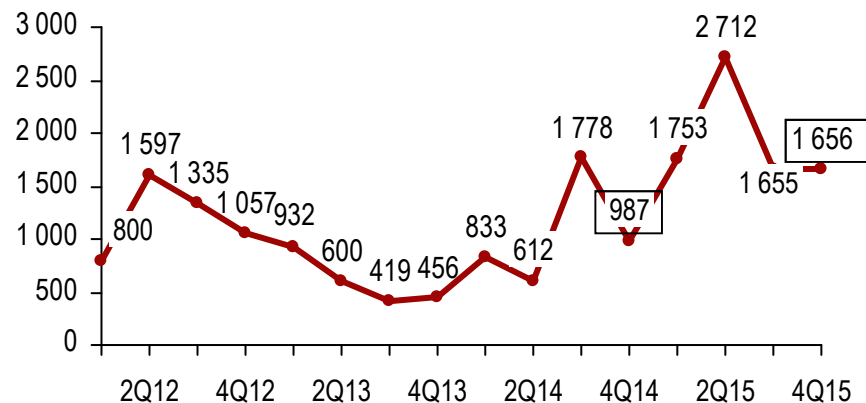
1,7 mld PLN w efekcie dobrego makro oraz wzrostu sprzedaży (r/r)



ORLEN

EBITDA LIFO kwartalnie (bez odpisów aktualizujących*)

mln PLN



+

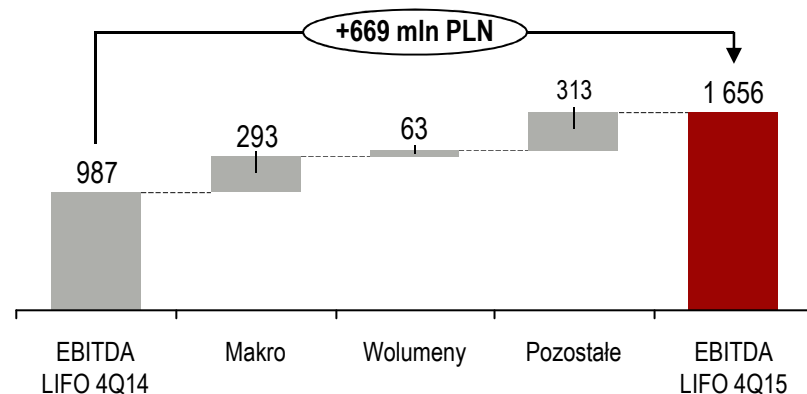
- Poprawa marż (r/r) na: COO, benzynie, SN 150 oraz etylenie
- Oslabienie PLN wzg. USD o 16% (r/r)
- Wzrost przerobu o 8% (r/r)
- Wzrost sprzedaży o 5% (r/r), w tym: Polska (-) 5%, Czechy 21% i ORLEN Lietuva 15%
- Wzrost sprzedaży (r/r): benzyny o 23%, ON o 16% i PCW o 1%

Pozostałe obejmują głównie:

- 0,4 mld PLN – efekt netto przeceny zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) tj. (-) 0,6 mld PLN w 4Q14 i (-) 0,2 mld PLN w 4Q15

EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



-

- Niższe marże (r/r) na: ON, propylenie, benzenie i paraksylenie
- Oslabienie EUR wzg. USD o 12% (r/r)
- Niższe wykorzystanie mocy o (-) 1pp (r/r) w efekcie ograniczenia przerobu ropy w Czechach po awarii instalacji etylenu w Unipetrol z 3Q15
- Niższa sprzedaż (r/r): olefin o (-) 9% i poliolefin o (-) 60% w efekcie awarii instalacji etylenu w Unipetrol, nawozów o (-) 2% oraz PTA o (-) 17% w rezultacie postępu remontowego

Makro: marże i dyferencjał 69 mln PLN, kurs 224 mln PLN

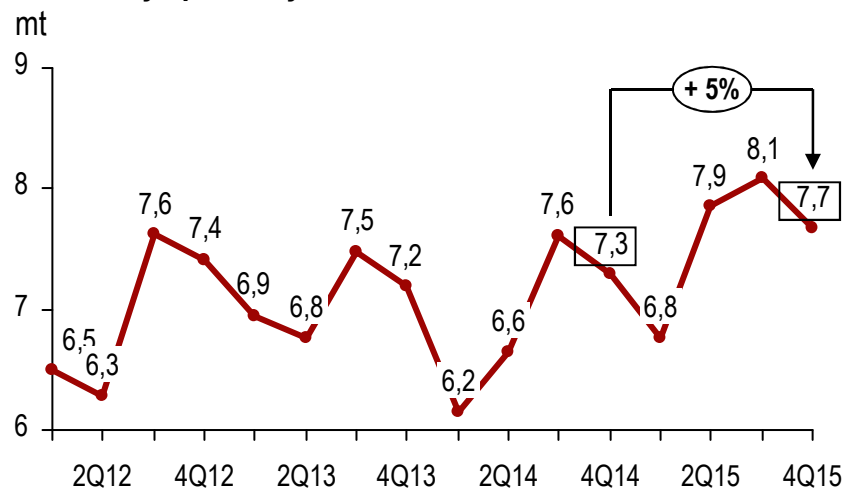
* Odpisy: 4Q12 = (-) 0,7 mld PLN, 2Q14 = (-) 5,0 mld PLN; 3Q15 = (-) 0,1 mld PLN

Downstream – dane operacyjne

Wzrost przerobu ropy o 8% i sprzedaży o 5% (r/r)



Wolumeny sprzedaży



Wykorzystanie mocy

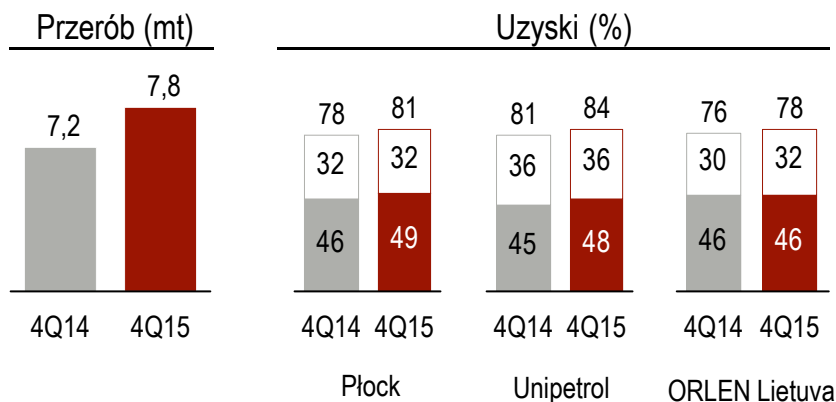
%

Rafinerie	4Q14	3Q15	4Q15	Δ (r/r)
Płock	89%	104%	94%	5 pp
Unipetrol	88%	85%	72%	-16 pp
ORLEN Lietuva	87%	86%	90%	3 pp
Instalacje petrochemiczne				
Olefiny (Płock)	85%	86%	90%	5 pp
Olefiny (Unipetrol)	90%	37%	0%	-90 pp
BOP	81%	76%	79%	-2 pp

Przerób ropy i uzysk paliw

mt, %

□ Uzysk lekkich destylatów ■ Uzysk średnich destylatów



- Wzrost przerobu o 8% przy niższym wykorzystaniu mocy o (-) 1pp (r/r), w tym: 5pp w Płocku i 3pp ORLEN Lietuva oraz (-) 16pp (r/r) w Unipetrol na skutek postoju instalacji etylenu po awarii z 3Q15
- Wzrost uzysków (r/r) we wszystkich rafineriach Grupy ORLEN
- Polska – niższa sprzedaż rafineryjna (głównie ciężkiego oleju opałowego i oleju napędowego przy wyższych wolumenach benzyn i paliwa Jet). Wyższa sprzedaż olefin i PCW, przy niższej sprzedaży PTA na skutek planowanego postoju remontowego
- Czechy – wyższa sprzedaż rafineryjna dzięki wzrostowi przerobu w efekcie nabycia udziałów w CR oraz poprawie sytuacji rynkowej. Niższa sprzedaż olefin i poliolefin w efekcie awarii w Litvinov
- ORLEN Lietuva – wyższa sprzedaż morską i lądową

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 jako paliwo o strategicznym znaczeniu dla PKN ORLEN

Budowa CCGT we Włocławku (463 MWe)

- W 4Q15 zakończono rozruchy wszystkich systemów pomocniczych oraz uruchomiono turbinę gazową
- Kontynuowano prace związane z pierwszą synchronizacją bloku i podaniem energii do systemu PSE – (pierwsza synchronizacja odbyła się 12 stycznia 2016r.)
- Zakończono budowę infrastruktury
- CAPEX 1,4 mld PLN
- Planowane oddanie do eksploatacji 2Q16

Budowa CCGT w Płocku (596 MWe)

- W 4Q15 wykonano kompletny projekt podstawowy CCGT
- Rozpoczęto wykonywanie fundamentów głównych obiektów technologicznych tj. kotłownia i maszynownia
- Prowadzono końcowe testy turbiny parowej i generatora. Budowa kotła odzyskowego i komina w toku
- Ogłoszono przetarg na wykonawcę linii blokowej 400kV
- CAPEX 1,65 mld PLN
- Planowane oddanie do eksploatacji 4Q17

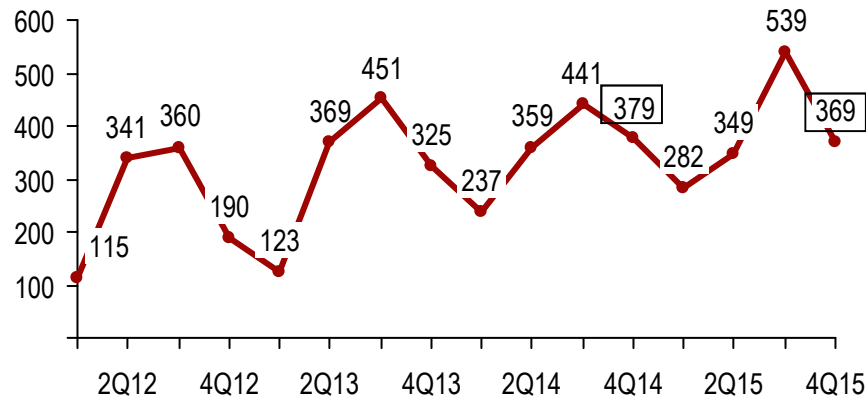


Detal – EBITDA LIFO

Wzrost sprzedaży o 3% przy niższych marżach paliwowych (r/r)



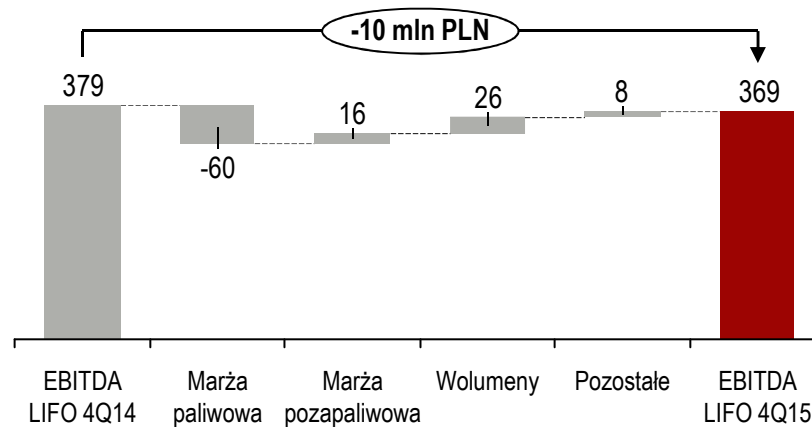
EBITDA LIFO kwartalnie (bez odpisów aktualizujących)
mln PLN



+

- Wzrost sprzedaży o 3% (r/r)
- Wzrost udziałów rynkowych w Czechach i na Litwie (r/r)
- Poprawa marż pozapaliwowych (r/r) na rynku polskim i czeskim
- 1404 punkty Stop Cafe i Stop Cafe Bistro w Polsce; wzrost o 154 (r/r)

EBITDA LIFO – wpływ czynników
mln PLN



-

- Spadek udziałów rynkowych w Polsce i Niemczech (r/r)
- Niższe marże paliwowe (r/r) na wszystkich rynkach
- Niższe marże pozapaliwowe (r/r) na rynku niemieckim
- Utrzymująca się 'szara strefa' w Polsce

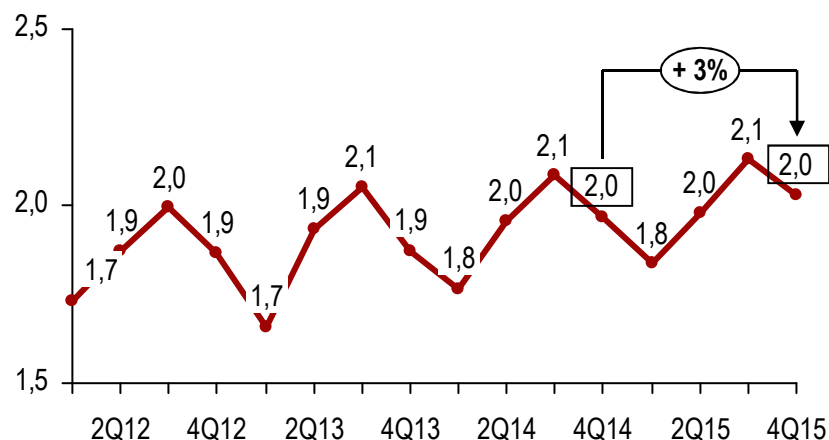
Detal – dane operacyjne

Wzrost sprzedaży i dalszy rozwój oferty pozapaliwowej



Wolumeny sprzedaży

mt



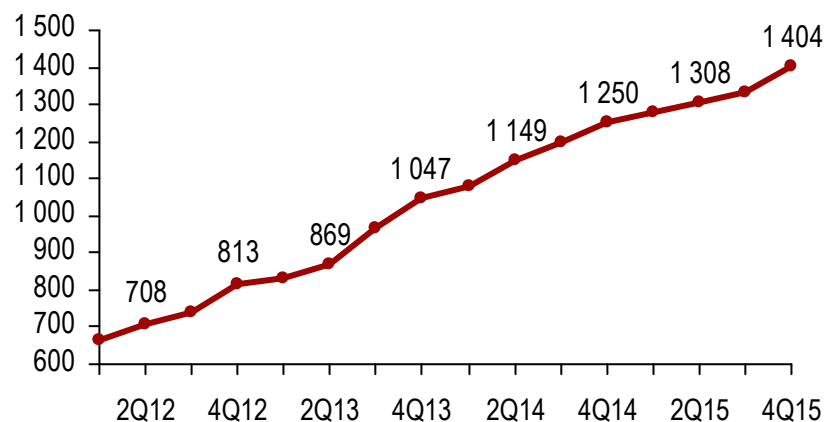
Liczba stacji i udziały w rynku (wolumenowe)

#, %

		# stacji	Δ r/r	% rynku	Δ r/r
	PL	1 749	-19	36,7%	- 0,1 pp
	DE	565	6	6,0%	- 0,1 pp
	CZ	339	0	15,8%	0,6 pp
	LT	26	0	3,6%	0,1 pp

Liczba Stop Cafe i Stop Cafe Bistro w Polsce

#



- Wzrost sprzedaży o 3% (r/r), w tym: wzrost w Polsce o 4%, Czechach o 15% i na Litwie o 4% przy porównywalnym poziomie sprzedaży w Niemczech
- Wzrost udziałów w rynku (r/r) w Czechach o 0,6 pp i na Litwie o 0,1 pp
- 2679 stacji na koniec 4Q15, tj. spadek liczby stacji o (-) 13 (r/r), w tym: spadek w Polsce o (-) 19 stacji przy wzroście w Niemczech o 6 stacji
- Dalszy rozwój oferty pozapaliwowej poprzez uruchomienie w 4Q15 kolejnych 69 punktów Stop Cafe i Stop Cafe Bistro w Polsce

Wydobycie

Projekty poszukiwawcze w Polsce



Polska



4Q15

- Kontynuowano prace projektowe i analityczne oraz rozpoczęto akwizycję/przetwarzanie danych sejsmicznych 2D i 3D. Trwały prace przygotowawcze do zagospodarowania terenów oraz prace administracyjne związane z przejęciami koncesji.
- Zakończono akwizycję 100% FX Energy, która zwiększa portfel prowadzonych projektów w Polsce o 3 nowe obszary poszukiwawczo-wydobywcze. Wydobycie w grudniu z przejętych aktywów wyniosło 1,3 tys. boe/d. Konsolidacja nastąpiła 31 grudnia 2015r.

Łączne rezerwy ropy i gazu (2P)

Ok. 8 mln boe (100% gaz)

4Q15

EBITDA: (-) 7 mln PLN

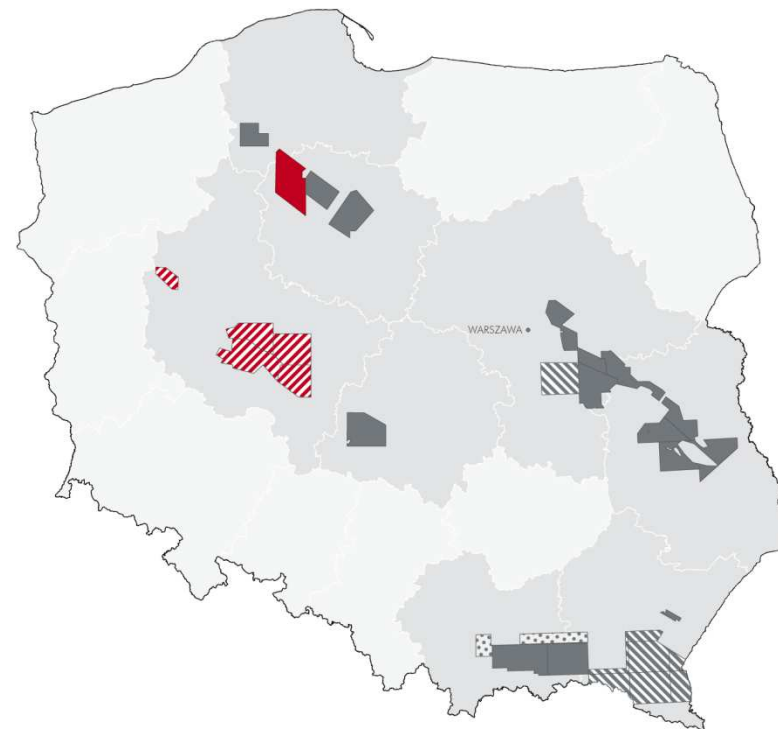
CAPEX: 50 mln PLN

12M15

EBITDA*: (-) 30 mln PLN

CAPEX: 96 mln PLN

* Dane przed odpisem aktywów w wys. (-) 429 mln PLN



Aktywa poszukiwawcze

- ▨ z udziałem partnera: Warsaw South (51% udziału), Bieszczady (49% udziału)
- 100% udziału ORLEN Upstream: Karbon, Lublin Shale, Mid-Poland Unconventionals, Karpaty, Miocen, Edge
- ▤ obszary wnioskowane

Aktywa poszukiwawczo-produkcyjne

- ▨ z udziałem partnera: Sieraków (49% udziału), Płotki** (49% udziału)
- 100% udziału ORLEN Upstream: Edge

** Komercyjna produkcja z projektu Płotki (100% gaz)

Wydobycie

Projekty wydobywcze w Kanadzie



Kanada



4Q15

- Rozpoczęto wiercenie 2 nowych otworów (1,7 netto*), przeprowadzono 3 zabiegi szczelinowania (3,0 netto*) oraz włączono do produkcji 5 odwiertów (5,0 netto*)
- Zakończono akwizycję Kicking Horse Energy Ltd., dzięki której baza rezerw 2P w Kanadzie zwiększyła się o ok. 40 mln boe. Wydobyte w grudniu z przejętych aktywów (rejon Kakwa) wyniosło 4,6 tys. boe/d. Konsolidacja nastąpiła 31 grudnia 2015 r.

Łączne rezerwy ropy i gazu (2P)

Ok. 89** mln boe (46% węglowodory ciekłe, 54% gaz)

4Q15

Średnie wydobyte: 7,3 tys. boe/d (45% węglowodory ciekłe)

EBITDA***: 14 mln PLN

CAPEX: 43 mln PLN

2015

Średnie wydobyte: 7,1 tys. boe/d (44% węglowodory ciekłe)

EBITDA***: 74 mln PLN

CAPEX: 195 mln PLN

* Liczba odwiertów pomnożona przez procent udziału w poszczególnym aktywie

** Po uwzględnieniu akwizycji Kicking Horse Energy Ltd.

*** Dane przed odpisem aktywów w wys. (-) 423 mln PLN



 Aktywa w Kanadzie

- Aktywa skoncentrowane w kanadyjskiej prowincji Alberta obejmują pięć obszarów: Lochend, Kaybob, Pouce Coupe, Ferrier/Strachan oraz Kakwa



Najważniejsze wydarzenia 2015r.



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje

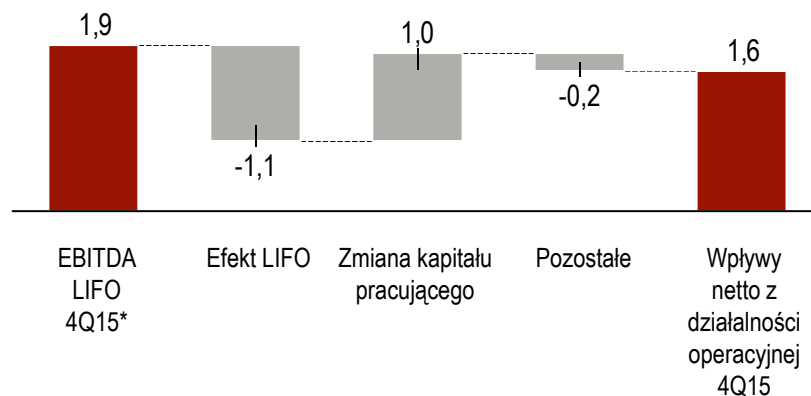


Perspektywy na 2016r.

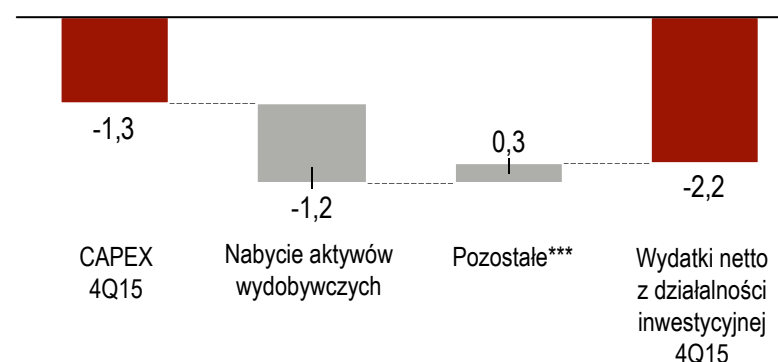
Przepływy pieniężne



Przepływy z działalności operacyjnej mld PLN



Przepływy z działalności inwestycyjnej mld PLN



- Zmniejszenie kapitału pracującego w 4Q15 o 1,0 mld PLN głównie w wyniku zmniejszenia wartości zapasów na skutek spadających cen ropy naftowej
- Zapasy obowiązkowe wykazane w bilansie na koniec 4Q15 wyniosły 4,5 mld PLN, z czego w Polsce 4,2 mld PLN

*/** Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:
4Q15: (-) 0,4 mld PLN / 12M15: (-) 1,0 mld PLN

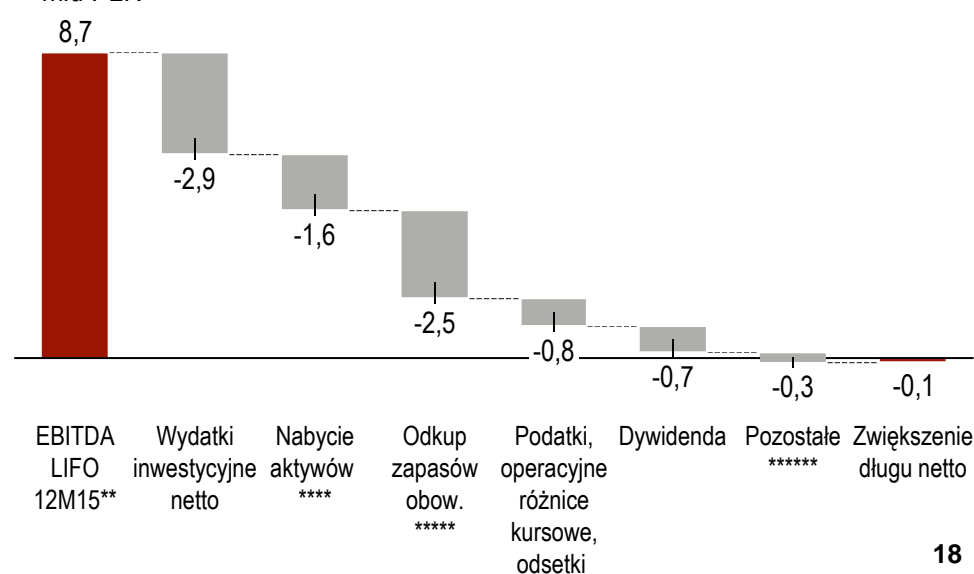
*** w tym głównie: otrzymane dywidendy oraz wpływy ze sprzedaży majątku trwałego

**** uwzględnia (-) 0,4 mld PLN zadłużenia netto przejętych spółek

***** łączny odkup wyniósł (-) 3,7 mld PLN, z czego 1,2 mld PLN pomniejszyło EBITDA LIFO

***** w tym: 1,2 mld PLN zmiany kapitału pracującego skorygowane o (-) 1,5 mld PLN efektu LIFO

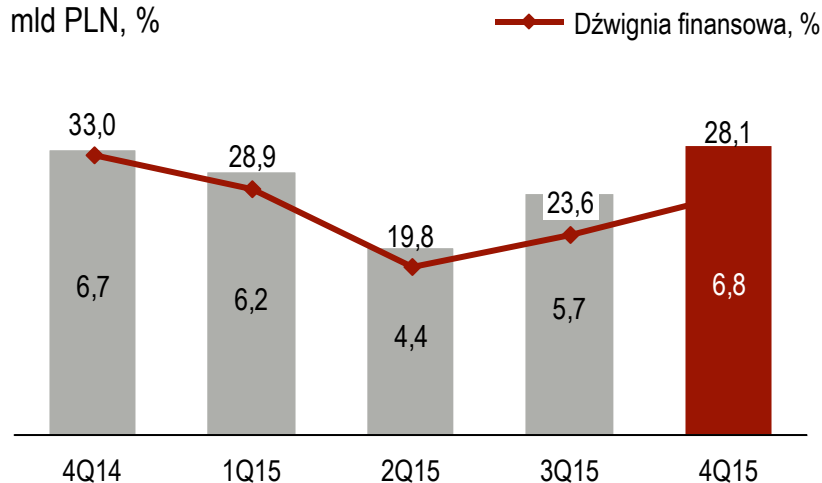
Wolne przepływy pieniężne za 12M15 mld PLN



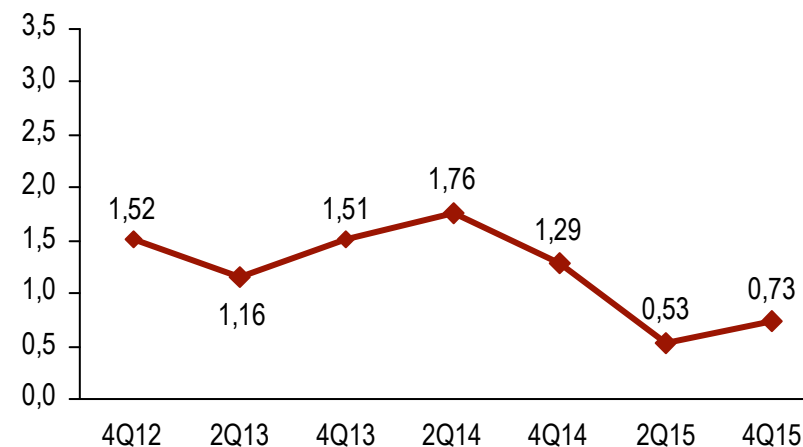
Bezpieczny poziom zadłużenia i dźwigni finansowej



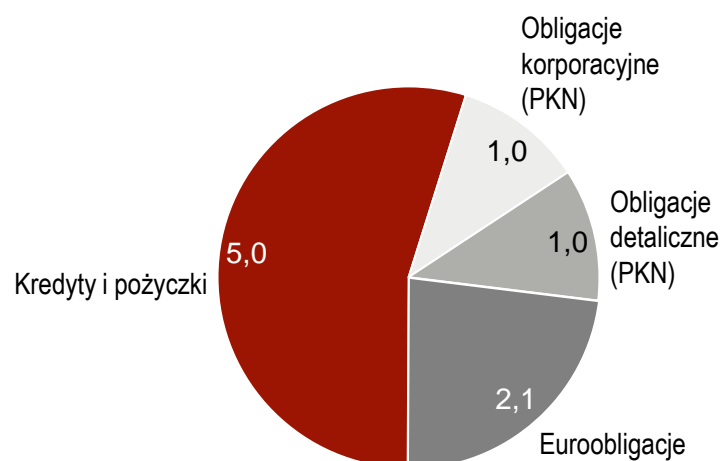
Dług netto i dźwignia finansowa
mld PLN, %



Wskaźnik – dług netto/EBITDA LIFO



Zdywersyfikowane źródła finansowania (dług brutto)
mld PLN



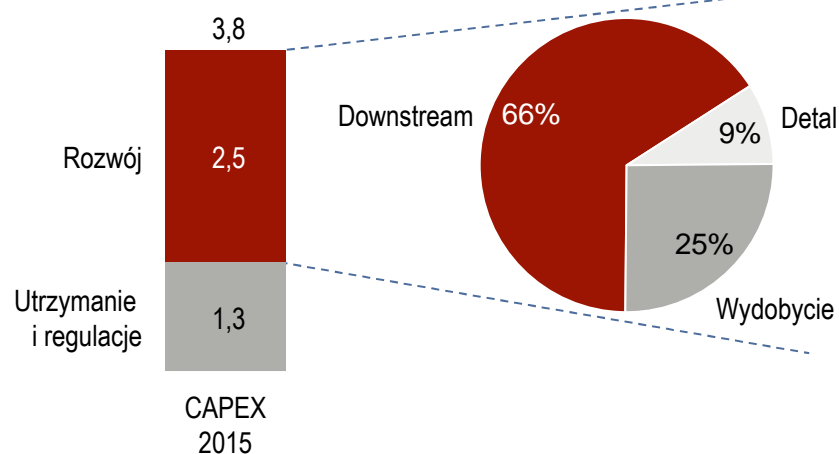
- Struktura walutowa długu brutto:
EUR 55%, PLN 33%, USD 6%, CAD 6%
- Wzrost zadłużenia netto o 1,1 mld PLN (kw/kw) w efekcie dodatnich wpływów z działalności operacyjnej 1,6 mld PLN, pomniejszonych o wydatki inwestycyjne (-) 2,2 mld PLN, różnice kursowe z przeszacowania kredytów walutowych (-) 0,1 mld PLN oraz zadłużenie netto przejętych w 4Q15 spółek wydobywczych (-) 0,4 mld PLN
- Średni termin zapadalności źródeł finansowania 4Q19

Nakłady inwestycyjne



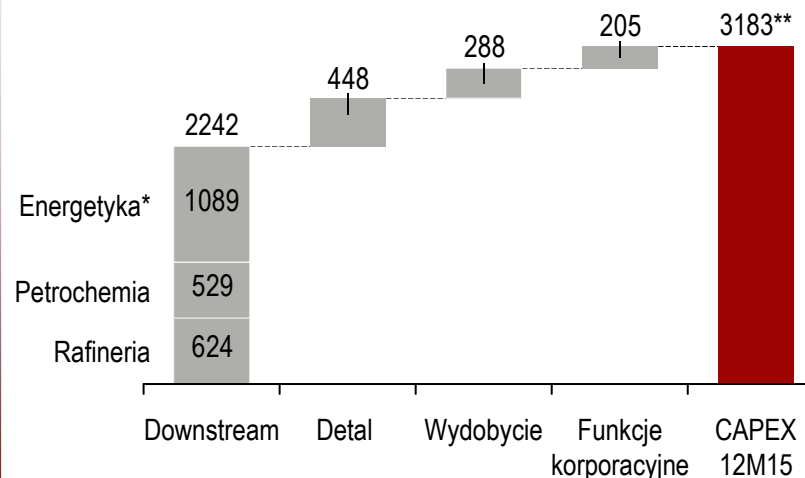
Planowany CAPEX na 2015r.

mld PLN, %



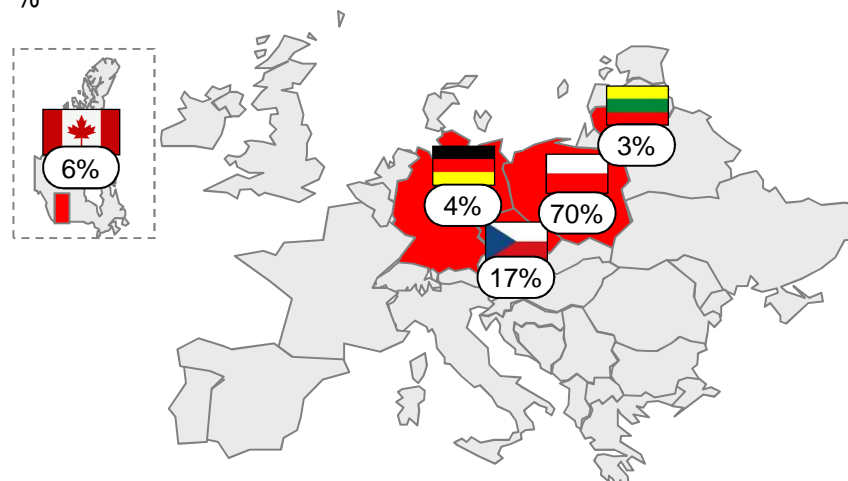
Zrealizowany CAPEX 12M15 – podział na segmenty

mld PLN



Zrealizowany CAPEX 12M15 – podział wg krajów

%



Główne projekty rozwojowe w 4kw.15r.***

Downstream

- Budowa CCGT we Wrocławku wraz z infrastrukturą
- Budowa CCGT w Płocku wraz z infrastrukturą
- Modernizacja instalacji DRW IV
- Odbudowa instalacji Steam Cracker w Litwinowie

Detal

- Uruchomiono 27 stacji paliw (w tym stacji własnych: 10 w Polsce, 8 w Niemczech i 1 w Czechach), zmodernizowano 17 stacji paliw (w tym stacji własnych: 7 w Polsce, 1 w Czechach oraz 2 na Litwie)
- Otwarto 69 punktów Stop Cafe i Stop Cafe Bistro w Polsce

Wydobycie

- Kanada – 43 mln PLN
- Polska – 50 mln PLN

* Energetyka, w tym głównie: CCGT Wrocław (kogeneracja przemysłowa) oraz IOS, SCR (energetyka produkcyjna)

** Nie zawiera wydatków w wys. 1,6 mld PLN, w tym: 1,5 mld PLN na nabycie aktywów wydobywczych Kicking Horse Energy i FX Energy oraz 0,1 mld PLN na nabycie udziałów w Ceska Rafinerska

*** CAPEX 4Q15 wyniósł 1296 mln PLN: rafineria 220 mln PLN, petrochemia 258 mln PLN, energetyka 462 mln PLN, detal 201 mln PLN, wydobywanie 93 mln PLN, FK 62 mln PLN



Najważniejsze wydarzenia 2015r.



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



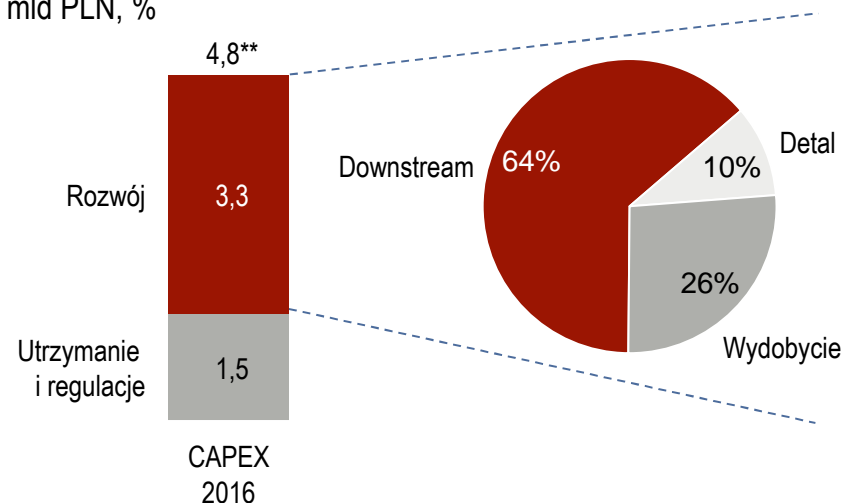
Perspektywy na 2016r.

Plany na 2016r.



Planowany CAPEX* na 2016r. (wariant bazowy)

mld PLN, %



Główne projekty rozwojowe w 2016r.

Downstream

- Budowa CCGT w Płocku
- Budowa instalacji polietylenu (PE3) w Czechach

Detal

- Budowa ponad 20 stacji paliw w Polsce, Niemczech i Czechach
- Modernizacje stacji i rozbudowa oferty pozapaliwowej

Wydobycie

- Nakłady inwestycyjne w wariantcie bazowym: 60% Kanada / 40% Polska
- Nakłady inwestycyjne w wariantcie bazowym podlegają optymalizacji w zależności od cen ropy i gazu

Planowane główne postoje remontowe



- DRW
- HOG
- HON
- Wytwórnia Olefin
- Polietylen/Polipropylen (BOP)
- PCW (Anwil)



- Reforming
- HON
- Visbreaking



- Steam Cracker (Litvinov)
- Polipropylen (Litvinov)
- Visbreaking (Litvinov)
- Hydrokraking (Litvinov)
- HON (Kralupy)



ORLEN. Napędzamy przyszłość.

* Nakłady inwestycyjne na nabycie aktywów rzeczowych (bez transakcji akwizycyjnych)

** Nie uwzględnia 0,6 mld PLN szacowanych wydatków na odbudowę instalacji Steam Cracker w Czechach

Otoczenie makroekonomiczne

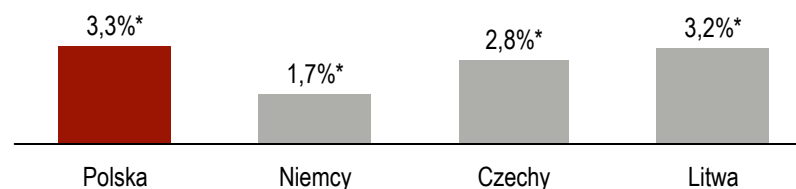
- **Cena ropy Brent** – prognozowana cena ropy w wariantie bazowym na poziomie porównywalnym ze średnią ceną ropy w 2015r. Czynniki, które mogą spowodować wzrost cen ropy to: wzrost popytu, ograniczone wydobycia w USA oraz wysokie ryzyko geopolityczne
- **Marża downstream** – prognozowany spadek średniorocznego poziomu marży w porównaniu do 2015r., głównie w efekcie niższych marż na oleju napędowym oraz produktach petrochemicznych. Pomimo spadku, marża downstream wciąż utrzyma się wysokim poziomie dzięki sprzyjającemu otoczeniu makro tj. niskiej cenie ropy oraz wzrostowi konsumpcji paliw i produktów petrochemicznych

Otoczenie regulacyjne

- **Szara strefa** – utrzymująca się znacząca szara strefa na rynku paliw w Polsce. Dalsze działania regulacyjne nakierowane na redukcję szarej strefy.
- **Zapasy obowiązkowe** – redukcja zapasów z 68 do 60 dni w 2016r. (ok. 0,3 mt). Harmonogram redukcji: 68 dni do 30 marca / 63 dni od 31 marca do 30 września / 60 dni od 1 października.
- **NCW** – poziom NCW w 2016r. w Polsce nie ulega zmianie i wynosi 7,1%. NCW dla PKN ORLEN podlega redukcji do 6,035%.
- **Podatek obrotowy** – prowadzone są prace nad wprowadzeniem podatku od obrotu detalicznego, w tym na stacjach paliw.

Gospodarka

- **Prognozy PKB** – dla Polski 3,6% w 2015r. oraz 3,3% w 2016r. oraz 3,5% w 2017r. - NBP (listopad 2015)



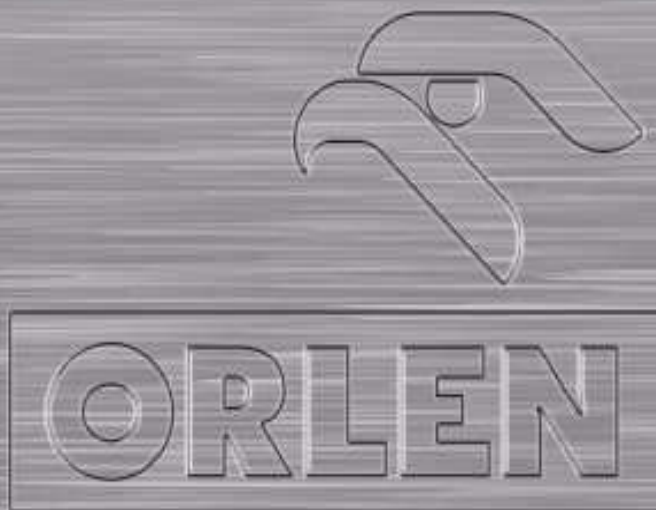
- **Konsumpcja paliw** – prognozowany wzrost popytu na paliwa, zarówno benzynę i olej napędowy w Polsce i krajach Bałtyckich, stabilizacja popytu w Czechach oraz spadek popytu w Niemczech - JBC Energy (lipiec - listopad 2015)



ORLEN. Napędzamy przyszłość.

* Polska (NBP, listopad 2015); Niemcy (RGE, listopad 2015); Czechy (CNB, listopad 2015); Litwa (Lietuvos Bankas, grudzień 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



Slajdy pomocnicze

Wyniki – podział na kwartały



mIn PLN	4Q14	3Q15	4Q15	Δ r/r	12M14	12M15	Δ
Przychody	24 902	23 468	20 087	-19%	106 832	88 336	-17%
EBITDA LIFO*	1 260	2 060	1 866	48%	5 213	8 738	68%
efekt LIFO	-1 593	-334	-1 108	30%	-2 573	-1 510	41%
EBITDA*	-333	1 726	758	-	2 640	7 228	174%
Amortyzacja	-485	-469	-510	-5%	-1 991	-1 895	5%
EBIT LIFO*	775	1 591	1 356	75%	3 222	6 843	112%
EBIT*	-818	1 257	248	-	649	5 333	722%
Wynik netto	-1 179	885	-69	94%	-5 828	3 233	-

* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

4Q14: (-) 0,3 mld PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream Canada

3Q15: (-) 0,1 mld PLN dotyczące głównie aktywów petrochemicznych Unipetrol

4Q15: (-) 0,4 mld PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream Canada

12M14: (-) 5,4 mld PLN, w tym głównie: ORLEN Lietuva (-) 4,2 mld PLN, Unipetrol (-) 0,7 mld PLN, ORLEN Upstream Canada (-) 0,3 mld PLN

12M15: (-) 1,0 mld PLN, w tym głównie: ORLEN Upstream (-) 0,4 mld PLN, Unipetrol (-) 0,1 mld PLN, ORLEN Upstream Canada (-) 0,4 mld PLN

Wyniki – podział na segmenty



4Q15 mln PLN	Downstream	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	Razem
EBITDA LIFO*	1 656	369	7	-166	1 866
Efekt LIFO	-1 108	-	-	-	-1 108
EBITDA*	548	369	7	-166	758
Amortyzacja	-327	-95	-64	-24	-510
EBIT*	221	274	-57	-190	248
EBIT LIFO*	1 329	274	-57	-190	1 356

4Q14 mln PLN	Downstream	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	Razem
EBITDA LIFO*	987	379	42	-148	1 260
Efekt LIFO	-1 593	-	-	-	-1 593
EBITDA*	-606	379	42	-148	-333
Amortyzacja	-317	-91	-48	-29	-485
EBIT*	-923	288	-6	-177	-818
EBIT LIFO*	670	288	-6	-177	775

* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

4Q14: (-) 0,3 mld PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream Canada

4Q15: (-) 0,4 mld PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream Canada

EBITDA LIFO – podział na segmenty



mIn PLN	4Q14	3Q15	4Q15	Δ r/r	12M14	12M15	Δ
Downstream	987	1 655	1 656	68%	4 210	7 776	85%
Detal	379	539	369	-3%	1 416	1 539	9%
Wydobycie	42	10	7	-83%	152	44	-71%
Funkcje korporacyjne	-148	-144	-166	-12%	-565	-621	-10%
EBITDA LIFO*	1 260	2 060	1 866	48%	5 213	8 738	68%

* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

4Q14: (-) 0,3 mld PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream Canada

3Q15: (-) 0,1 mld PLN dotyczące głównie aktywów petrochemicznych Unipetrol

4Q15: (-) 0,4 mld PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream Canada

12M14: (-) 5,4 mld PLN, w tym głównie: ORLEN Lietuva (-) 4,2 mld PLN, Unipetrol (-) 0,7 mld PLN, ORLEN Upstream Canada (-) 0,3 mld PLN

12M15: (-) 1,0 mld PLN, w tym głównie: ORLEN Upstream (-) 0,4 mld PLN, Unipetrol (-) 0,1 mld PLN, ORLEN Upstream Canada (-) 0,4 mld PLN

Wyniki – podział na spółki



4Q15 mln PLN	PKN ORLEN S.A.	Unipetrol ²⁾	ORLEN Lietuva ²⁾	Pozostałe i korekty konsolidacyjne	Razem
Przychody	13 229	3 615	3 706	-463	20 087
EBITDA LIFO*	1 323	129	74	340	1 866
Efekt LIFO ¹⁾	-1 112	-15	21	-2	-1 108
EBITDA*	211	114	95	338	758
Amortyzacja	282	70	13	145	510
EBIT*	-71	44	82	193	248
EBIT LIFO*	1 041	59	61	195	1 356
Przychody finansowe	237	87	12	-202	134
Koszty finansowe	569	81	8	-370	288
Wynik netto	-335	31	166	69	-69

* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

4Q15: (-) 0,4 mld PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream Canada

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 po uwzględnieniu korekt dokonanych na potrzeby konsolidacji PKN ORLEN

Grupa ORLEN Lietuva

Główne elementy rachunku wyników



mIn USD	4Q14	3Q15	4Q15*	Δ r/r	12M14*	12M15	Δ
Przychody	1 414	1 057	953	-33%	6 222	4 138	-33%
EBITDA LIFO	-86	29	20	-	-74	289	-
EBITDA	-58	54	25	-	-74	295	-
EBIT	-61	51	21	-	-137	284	-
Wynik netto	-68	50	43	-	-119	237	-

- Wzrost sprzedaży w 4Q15 o 15% (r/r) dzięki wysokiej sprzedaży produktów drogą morską oraz wyższym wolumenom na Litwie, Łotwie i Estonii przy ograniczonej sprzedaży benzyn na Ukrainie. Niższe przychody ze sprzedaży produktów odzwierciedlają spadek cen ropy naftowej i w efekcie notowań produktów rafineryjnych.
- Wzrost wykorzystania mocy rafineryjnych o 3 pp (r/r) w sprzyjających warunkach otoczenia makroekonomicznego, wyższy o 2,0 pp (r/r) uzysk paliw w rezultacie optymalizacji struktury wsadów.
- EBITDA LIFO wyższa o 106 mln USD (r/r) : pozytywny wpływ otoczenia makro i wyższych wolumenów sprzedaży, przy niższym w porównaniu z rokiem poprzednim efekcie przeszacowania zapasów na skutek spadających notowań ropy naftowej.
- CAPEX: 4Q15 – 4,7 mln USD / 12M15 – 22,2 mln USD

* Dane ujmowane w konsolidacji PKN ORLEN przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów: 4Q15 w kwocie 1 mln USD oraz 12M14 w kwocie (-) 1 374 mln USD

Grupa UNIPETROL

Główne elementy rachunku wyników



mIn CZK	4Q14*	3Q15	4Q15*	Δ r/r	12M14*	12M15*	Δ
Przychody	28 939	29 452	22 956	-21%	124 229	108 907	-12%
EBITDA LIFO	2 573	3 597	824	-68%	7 857	11 604	48%
EBITDA	1 303	3 066	725	-44%	6 271	11 368	81%
EBIT	807	2 589	279	-65%	4 065	9 515	134%
Wynik netto	771	2 081	206	-73%	3 538	7 706	118%

- Wzrost sprzedaży w 4Q15 o 23% (r/r) w tym: zwiększenie wolumenów rafineryjnych dzięki wzrostowi mocy produkcyjnych po nabyciu 32% akcji CR od ENI oraz korzystnej sytuacji rynkowej, niższa sprzedaż produktów petrochemicznych na skutek awarii instalacji do produkcji etylenu z sierpnia 2015 roku. Przychody ze sprzedaży niższe w efekcie spadku cen ropy naftowej i w następstwie notowań produktów rafineryjnych i petrochemicznych.
- Obniżony poziom wykorzystania mocy rafineryjnych o (-) 16 pp (r/r) do 72% w 4Q15 na skutek awarii instalacji do produkcji etylenu, wzrost uzysku paliw o 3 pp (r/r) w efekcie głębszego przerobu na instalacjach rafineryjnych części frakcji kierowanych dotychczas do przerobu na unieruchomionej po awarii instalacji Olefin.
- Obniżenie EBITDA LIFO o ponad (-) 1,7 mld CZK (r/r) w rezultacie niższej sprzedaży produktów petrochemicznych na skutek awarii instalacji produkcyjnych oraz wyższej (r/r) przeceny zapasów do cen możliwych do uzyskania na skutek obniżenia notowań ropy naftowej i marż na produkty w kwocie (-) 0,1 mld CZK, przy wyższych wolumenach rafineryjnych i pozytywnym wpływie otoczenia makro.
- CAPEX: 4Q15 – 1 885 mln CZK / 12M15 – 3 345 mln CZK

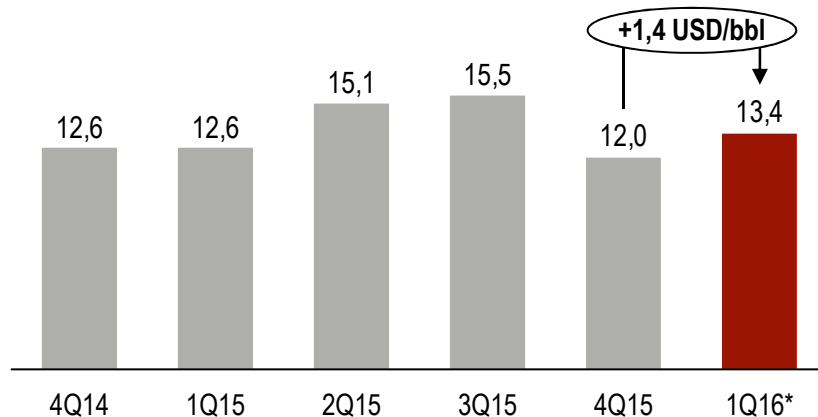
* Dane ujmowane w konsolidacji PKN ORLEN przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów: 4Q14 w kwocie (-) 170 mln CZK / 12M14 w kwocie (-) 4 989 mln CZK oraz 4Q15 w kwocie (-) 6 mln CZK / 12M15 w kwocie (-) 716 mln CZK

Otoczenie makroekonomiczne w 1kw.2016r.



Wzrost marży downstream

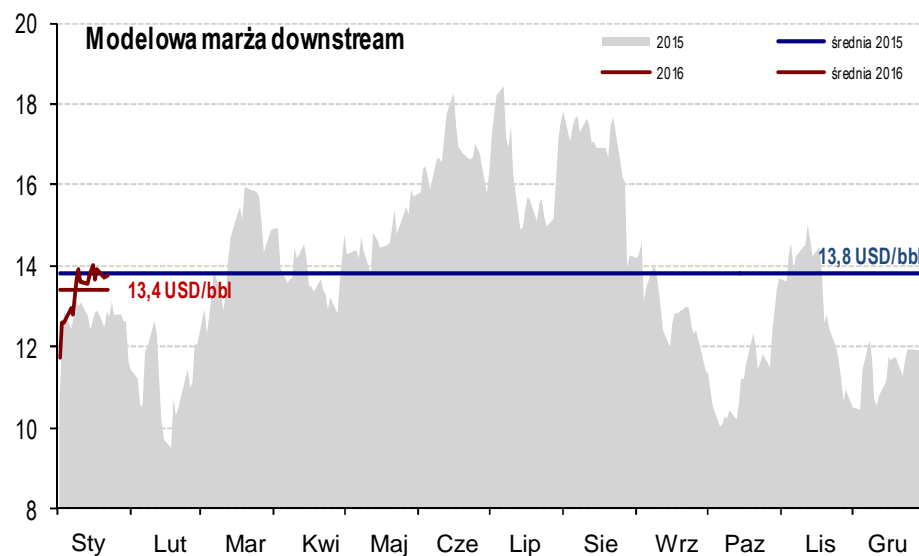
Modelowa marża downstream, USD/bbl



Struktura produktowa marży downstream

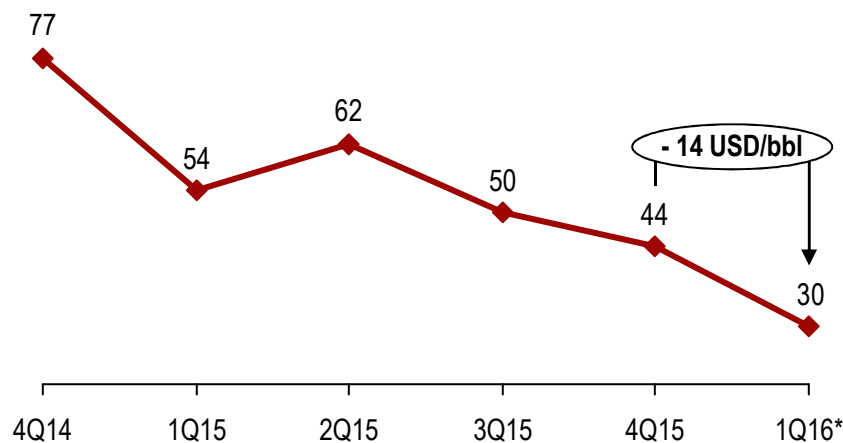
Marże (crack) z notowań

Produkty rafineryjne (USD/t)	1Q15	4Q15	1Q16*	Δ (kw/kw)	Δ (r/r)
ON	123	85	56	-34%	-54%
Benzyna	140	140	173	24%	24%
Ciężki olej opałowy	-133	-147	-116	21%	13%
SN 150	166	197	299	52%	80%
Produkty petrochemiczne (EUR/t)					
Etylen	505	604	687	14%	36%
Propylen	454	373	407	9%	-10%
Benzen	180	264	372	41%	107%
PX	336	427	487	14%	45%



Spadek ceny ropy

Średnia cena ropy Brent, USD/bbl



* Dane do dnia 22.01.2016

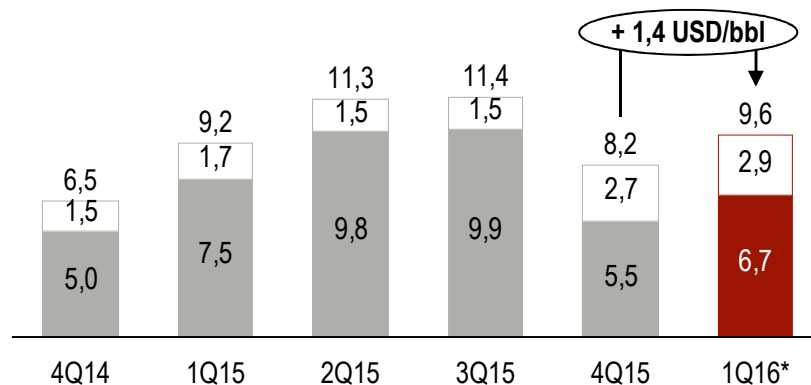
Otoczenie makroekonomiczne w 1kw.2016r.



Wzrost marży rafineryjnej z dyferencjałem B/U

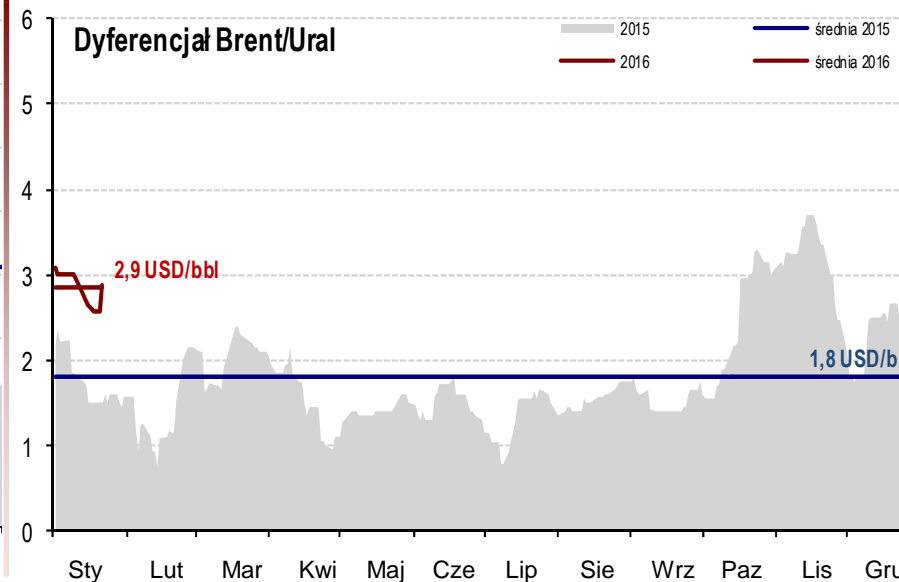
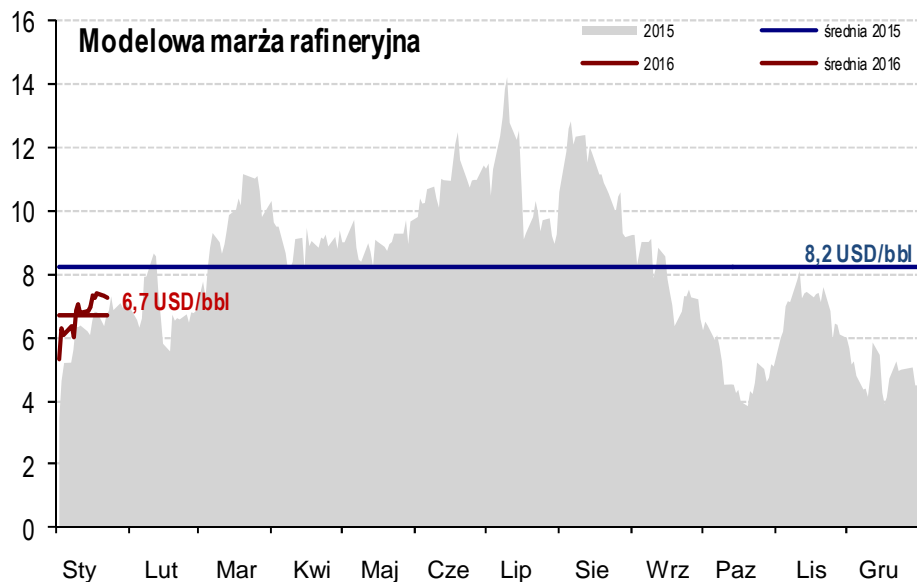
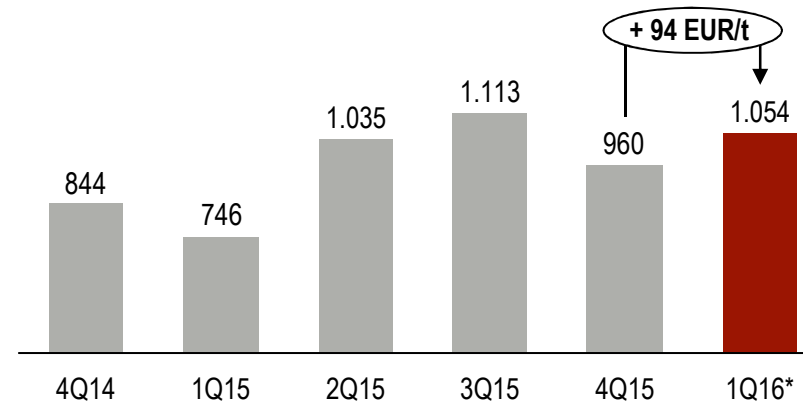
Modelowa marża rafineryjna oraz dyferencjał B/U, USD/bbl

dyferencjał marża



Wzrost marży petrochemicznej

Modelowa marża petrochemiczna, EUR/t



* Dane do dnia 22.01.2016

Dane produkcyjne



	4Q14	3Q15	4Q15	Δ (r/r)	Δ (kw/kw)	12M14	12M15	Δ
Przerób ropy w Grupie PKN ORLEN (tys. t)	7 221	8 332	7 776	8%	-7%	27 276	30 908	13%
Wykorzystanie mocy przerobowych w Grupie	89%	95%	88%	-1 pp	-7 pp	84%	90%	6 pp
Rafineria w Polsce ¹								
Przerób ropy naftowej (tys. t)	3 612	4 240	3 843	6%	-9%	14 278	15 674	10%
Wykorzystanie mocy przerobowych	89%	104%	94%	5 pp	-10 pp	88%	96%	9 pp
Uzysk paliw ⁴	78%	77%	81%	3 pp	4 pp	77%	79%	2 pp
Uzysk średnich destylatów ⁵	46%	47%	49%	3 pp	2 pp	46%	48%	2 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁶	32%	30%	32%	0 pp	2 pp	31%	31%	0 pp
Rafinerie w Czechach ²								
Przerób ropy naftowej (tys. t)	1 302	1 840	1 567	20%	-15%	5 130	6 495	27%
Wykorzystanie mocy przerobowych	88%	85%	72%	-16 pp	-13 pp	89%	84%	-4 pp
Uzysk paliw ⁴	81%	82%	84%	3 pp	2 pp	81%	82%	1 pp
Uzysk średnich destylatów ⁵	45%	47%	48%	3 pp	1 pp	46%	47%	2 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁶	36%	35%	36%	0 pp	1 pp	35%	35%	0 pp
Rafineria na Litwie ³								
Przerób ropy naftowej (tys. t)	2 214	2 195	2 301	4%	5%	7 497	8 486	13%
Wykorzystanie mocy przerobowych	87%	86%	90%	3 pp	4 pp	74%	83%	9 pp
Uzysk paliw ⁴	76%	78%	78%	2 pp	0 pp	76%	77%	1 pp
Uzysk średnich destylatów ⁵	46%	47%	46%	0 pp	-1 pp	46%	46%	0 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁶	30%	31%	32%	2 pp	1 pp	30%	31%	1 pp

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

2) Moce przerobowe Unipetrol wzrosły od maja 2015r. z 5,9 mt/r do 8,7 mt/r w efekcie wzrostu udziałów w CKA. CKA [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, jakiejkolwiek osobie w jakimkolwiek celu bez wiedzy i zgody PKN ORLEN. Powielanie, rozpowszechnianie i przekazywanie niniejszej Prezentacji w innych jurysdykcjach może podlegać ograniczeniom prawnym, a osoby do których może ona dotrzeć, powinny zapoznać się z wszelkimi tego rodzaju ograniczeniami oraz stosować się do nich. Nieprzestrzeganie tych ograniczeń może stanowić naruszenie obowiązującego prawa.

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

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

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

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

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



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

telefon: + 48 24 256 81 80

faks: + 48 24 367 77 11

e-mail: ir@orlen.pl

www.orlen.pl