


# Skonsolidowane wyniki finansowe PKN ORLEN 3 kwartał 2015r.



22 października 2015r.

 **#ORLEN3Q15@PKN\_ORLEN**



Najważniejsze wydarzenia 3kw.2015r.



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



Perspektywy na 2015r.

# Najważniejsze wydarzenia 3kw.2015r.



## Budowa wartości



- EBITDA LIFO: 2,1 mld PLN\*
- 5% wzrostu sprzedaży (r/r)
- Rozpoczęcie budowy CCGT Płock /  
Podpisanie umowy budowy PE3 Litvínov

## Siła finansowa



- Dywidenda: wypłata 0,7 mld PLN / 1,65 PLN na akcję
- Odkup 1 mln t zapasów obowiązkowych za 2,7 mld PLN
- Dźwignia finansowa: 23,6%

## Ludzie

- Best managed companies in CEE 2015



- Nowe standardy raportowania PKN ORLEN  
[www.raportzintegrowany.orken.pl](http://www.raportzintegrowany.orken.pl)

RAPORT  
Zintegrowany 2014



\* Dane przed odpisem aktywów w wys. (-) 0,1 mld PLN dotyczące głównie aktywów petrochemicznych Unipetrol



Najważniejsze wydarzenia 3kw.2015r.



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



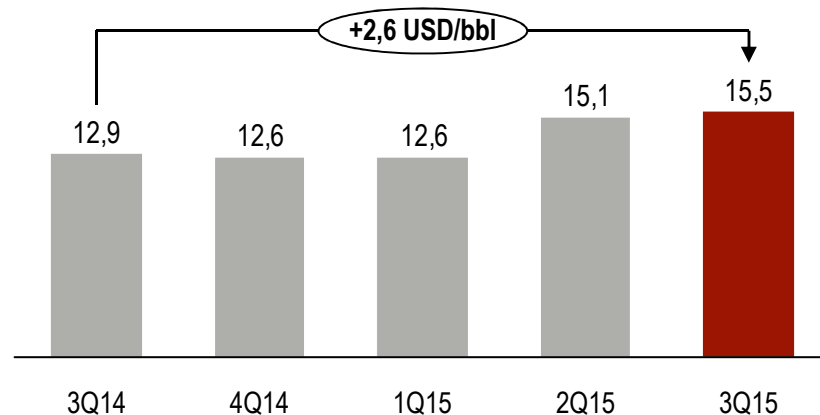
Perspektywy na 2015r.

# Otoczenie makroekonomiczne w 3kw.2015r. (r/r)



## Wzrost marży downstream

Modelowa marża downstream, USD/bbl



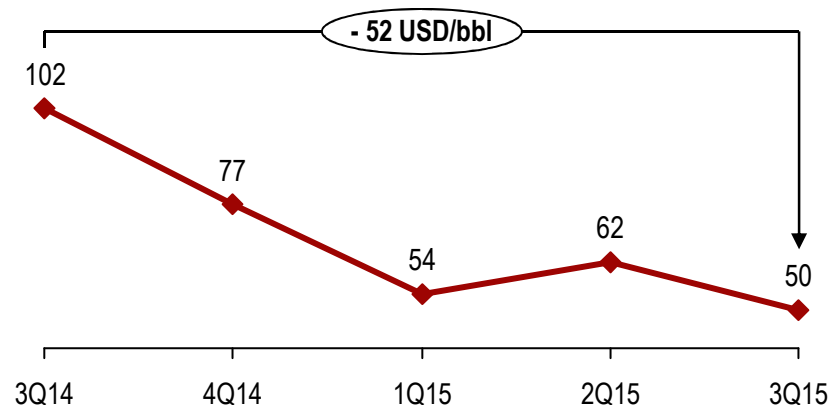
## Struktura produktowa marży downstream

Marże (crack) z notowań

Produkty rafineryjne (USD/t)	3Q14	2Q15	3Q15	Δ (r/r)
ON	111	116	108	-3%
Benzyna	193	215	212	10%
Ciężki olej opałowy	-215	-147	-140	35%
SN 150	202	198	145	-28%
Produkty petrochemiczne (EUR/t)				
Etylen	604	619	671	11%
Propylen	557	557	564	1%
Benzen	479	307	355	-26%
PX	369	411	481	30%

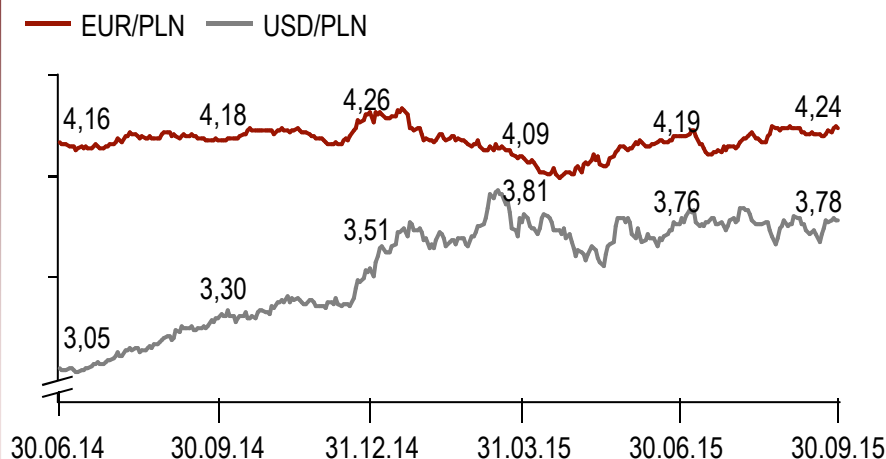
## Spadek ceny ropy

Średnia cena ropy Brent, USD/bbl



## Oslabienie PLN wzg. USD; stabilne notowania PLN wzg. EUR

Kurs walutowy USD/PLN i EUR/PLN

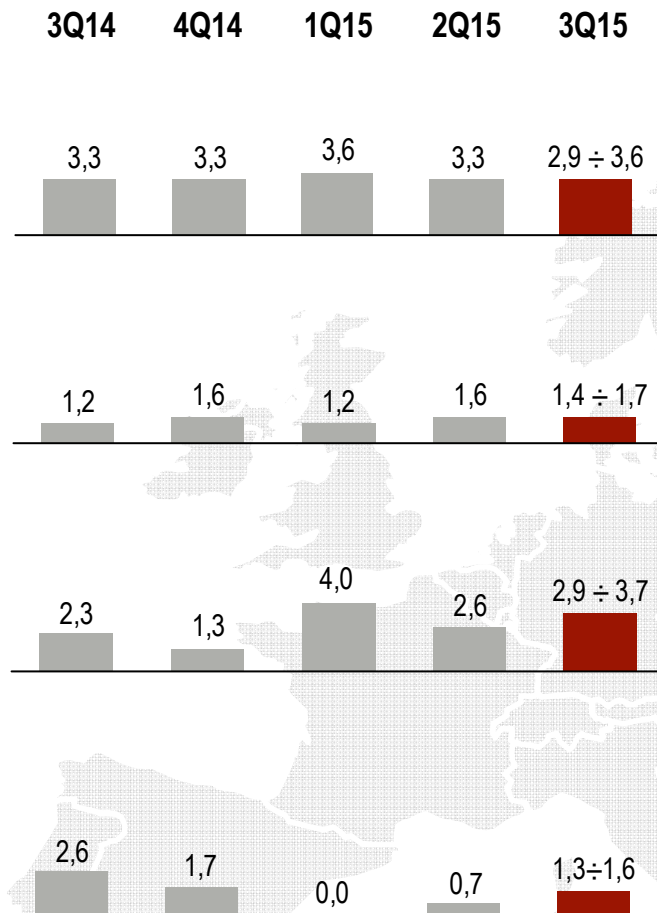


# Wzrost PKB i konsumpcji paliw



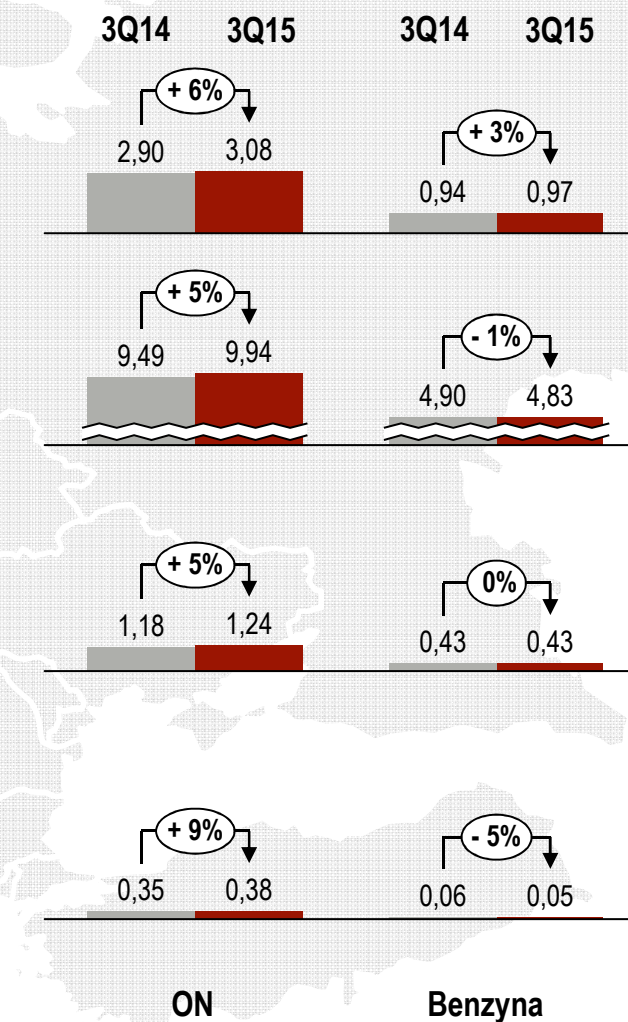
## Wzrost PKB<sup>1</sup>

Zmiana (%) do analogicznego kwartału roku poprz.



## Zużycie paliw (ON, Benzyna)<sup>2</sup>

mln ton



<sup>1</sup> Polska – GUS / dane nieodsezonowane, (Niemcy, Litwa) – Eurostat / dane nieodsezonowane, Czechy – OECD / dane odsezonowane, 3Q15 – szacunki

<sup>2</sup> 3Q15 – szacunki na bazie lipca i sierpnia 2015r.



Najważniejsze wydarzenia 3kw.2015r.



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne

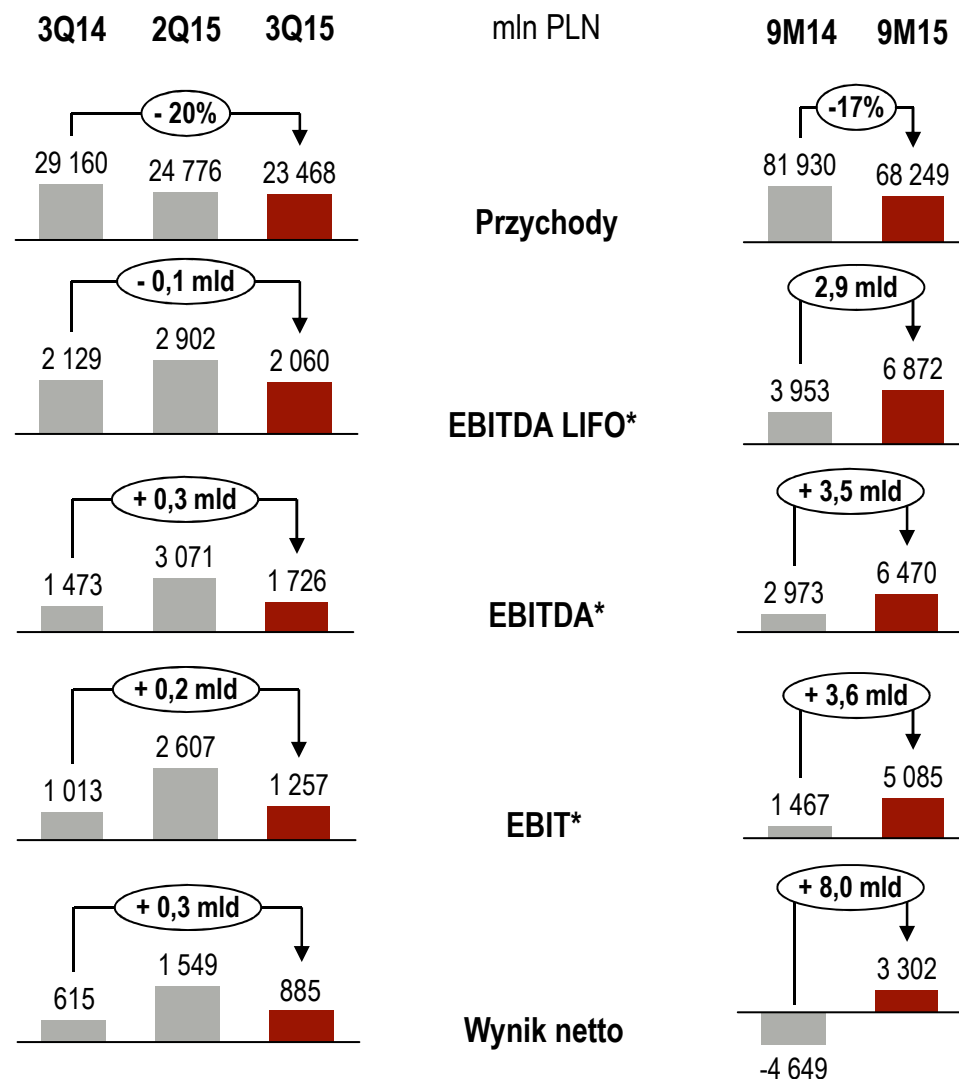


Płynność i inwestycje



Perspektywy na 2015r.

# Wyniki finansowe w 3kw.2015r.



**Przychody:** wzrost wolumenów sprzedaży przy niższych notowaniach ropy naftowej

**EBITDA LIFO:** pozytywny wpływ otoczenia makroekonomicznego i wyższych wolumenów sprzedaży ograniczony efektami odkupu zapasów obowiązkowych oraz przeceną zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) zgodnie z MSR2 w łącznej wysokości (-) 1,2 mld PLN

**Efekt LIFO:** (-) 0,3 mld PLN głównie na skutek niższych cen ropy w ujęciu złotówkowym

**Wynik na działalności finansowej:** (-) 0,1 mld PLN obejmujący ujemne różnice kursowe oraz odsetki netto

**Wynik netto:** 0,9 mld PLN

\* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:  
 2Q15: (-) 0,4 mld PLN dotyczące aktywów wydobywczych ORLEN Upstream  
 3Q15: (-) 0,1 mld PLN dotyczące głównie aktywów petrochemicznych Unipetrol  
 9M14: (-) 5,0 mld PLN / 9M15: (-) 0,5 mld PLN

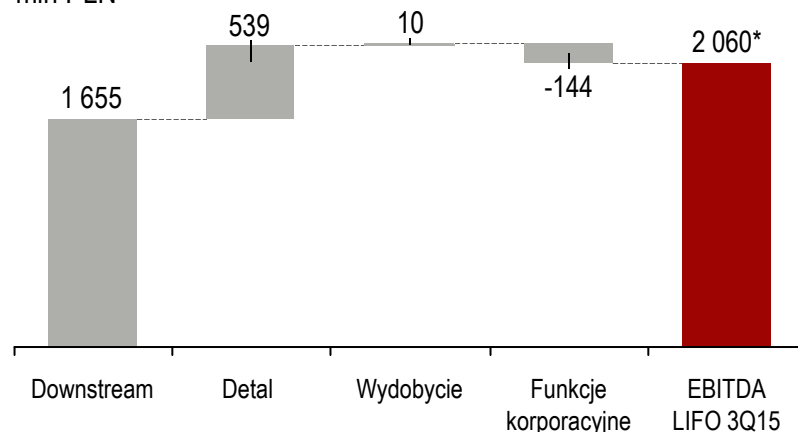


# EBITDA LIFO



## Wyniki segmentów w 3kw.2015r.

mln PLN



### Dodatni wpływ (r/r):

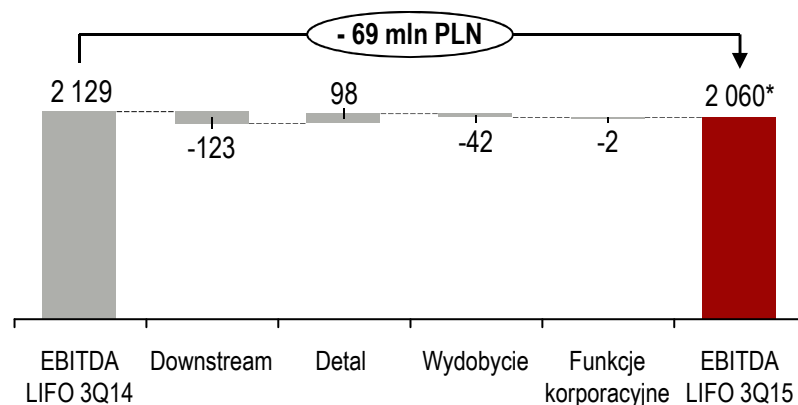
- wzrostu marży downstream o 2,6 USD/bbl
- wzrostu sprzedaży o 5%
- osłabienia PLN względem USD o 20%
- wzrostu marż paliwowych i marż pozapaliwowych w detalu

### ograniczony przez negatywny wpływ (r/r):

- odkupu transzy zapasów obowiązkowych
- awarii w Unipetrol
- przeceny zapasów do cen możliwych do uzyskania

## Zmiana wyników segmentów (r/r)

mln PLN



- **Downstream:** pozytywny wpływ otoczenia makro i wyższych wolumenów sprzedaży ograniczony efektami odkupu zapasów obowiązkowych, awarii instalacji etylenu w Unipetrol oraz przeceny zapasów do cen możliwych do uzyskania na skutek spadających notowań ropy naftowej
- **Detal:** wyższe marże paliwowe i pozapaliwowe oraz wzrost sprzedaży w Polsce i Czechach przy niższych wolumenach w Niemczech
- **Wydobywanie:** racjonalizacja wydatków uwzględniająca sytuację na rynku ropy i gazu
- **Funkcje korporacyjne:** utrzymana dyscyplina kosztowa

\* 3Q15: dane przed odpisem aktywów w wys. (-) 0,1 mld PLN dotyczące głównie aktywów petrochemicznych Unipetrol

# Downstream – EBITDA LIFO

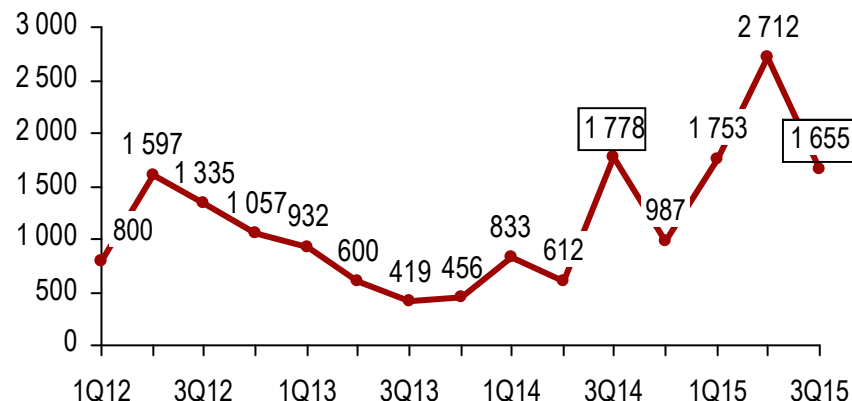
1,7 mld PLN w efekcie dobrego makro oraz wzrostu sprzedaży (r/r)



**ORLEN**

## EBITDA LIFO kwartalnie (bez odpisów aktualizujących\*)

mln PLN

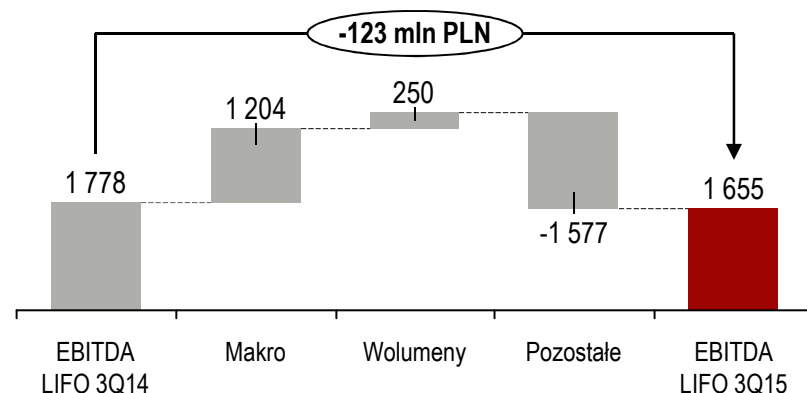


+

- Wzrost marży downstream o 2,6 USD/bbl (r/r): spadek cen ropy, poprawa marż na benzynie i COO oraz etylenie, propylenie i paraksylenie
- Oslabienie PLN wzg. USD o 20% (r/r)
- Wzrost przerobu o 13% (r/r) i wykorzystania mocy o 4pp (r/r)
- Wzrost sprzedaży o 6% (r/r), w tym w: Polsce o 2%, Czechach o 24% i ORLEN Lietuva o 2%
- Wyższa sprzedaż (r/r): benzyny o 14%, oleju napędowego o 21%, olefin o 7% i PCW o 3%

## EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



-

- Oslabienie EUR wzg. USD o 16% (r/r)
- Niższa sprzedaż (r/r): poliolefin o (-) 28% w efekcie awarii instalacji etylenu w Unipetrol, nawozów o (-) 3% oraz PTA o (-) 18%

Pozostałe efekty obejmują głównie:

- (-) 0,9 mld PLN – odkup zapasów obowiązkowych i rozliczenie instrumentów zabezpieczających cenę odkupu
- (-) 0,4 mld PLN – przeszacowanie zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) w związku z obniżeniem notowań ropy naftowej
- (-) 0,3 mld PLN – brak dodatniego efektu optymalizacji zapasów i przerobu ropy naftowej zakupionej w latach poprzednich z 3Q14

Makro: marże 1388 mln PLN, dyferencjał (-) 514 mln PLN, kurs 330 mln PLN

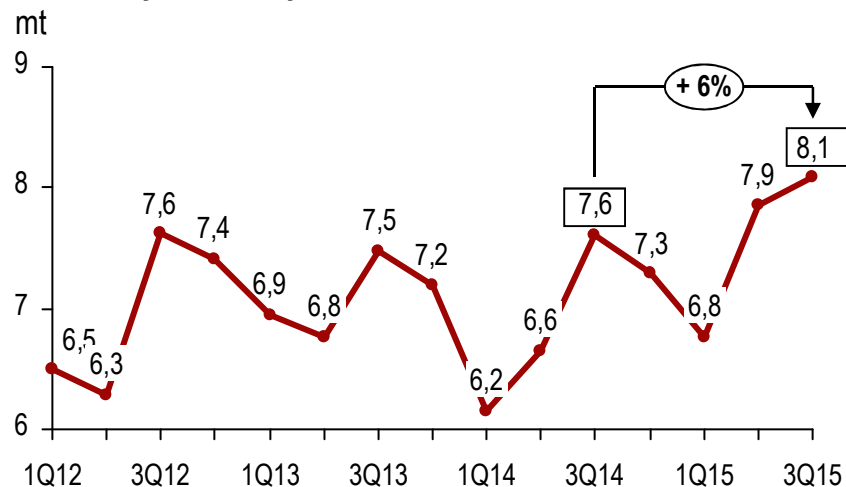
\* Odpisy: 4Q12 = (-) 0,7 mld PLN, 2Q14 = (-) 5,0 mld PLN; 3Q15 = (-) 0,1 mld PLN

# Downstream – dane operacyjne

Wzrost sprzedaży na wszystkich rynkach łącznie o 6% (r/r)



## Wolumeny sprzedaży



## Wykorzystanie mocy

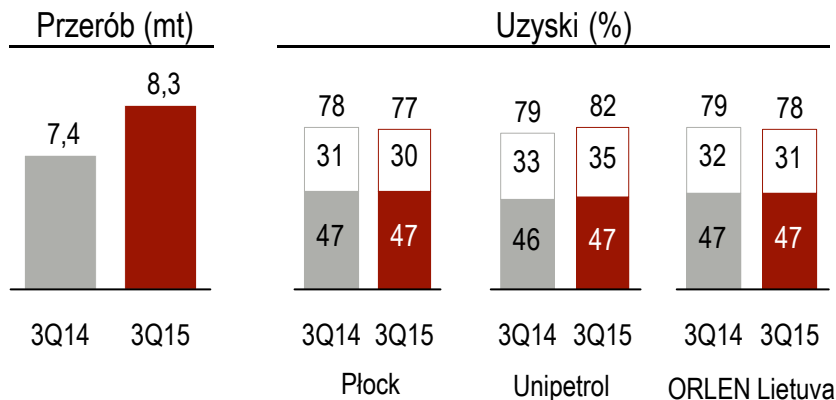
%

Rafinerie	3Q14	2Q15	3Q15	Δ (r/r)
Płock	96%	100%	104%	8 pp
Unipetrol	93%	95%	85%	-8 pp
ORLEN Lietuva	78%	86%	86%	8 pp
<b>Instalacje petrochemiczne</b>				
Olefiny (Płock)	66%	95%	86%	20 pp
Olefiny (Unipetrol)	89%	90%	36%	-53 pp
BOP	65%	91%	76%	11 pp

## Przerób ropy i uzysk paliw

mt, %

□ Uzysk lekkich destylatów ■ Uzysk średnich destylatów



- Wzrost przerobu o 13% (r/r) i wykorzystania mocy o 4pp (r/r), w tym: 8pp (r/r) w Płocku i ORLEN Lietuva oraz (-) 8pp (r/r) w Unipetrol na skutek awarii instalacji produkcji etylenu w Litvinov
- Obniżenie uzysków (r/r) w PKN ORLEN i ORLEN Lietuva na skutek prowadzonych planowanych postojów remontowych
- Polska – wyższa sprzedaż rafineryjna do kluczowych odbiorców oraz eksport na Ukrainę i drogą morską. Wyższa sprzedaż olefin i PCW w efekcie braku ograniczeń produkcyjnych z 3Q14, 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 morska przy niższej sprzedaży lądowej (głównie Ukraina)

### 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 3Q15 kontynuowano prace montażowe oraz prace rozruchowe poszczególnych systemów
- Zakończono prace po stronie Gaz System w zakresie przyłącza gazowego i PSE w zakresie przyłącza elektroenergetycznego
- Zawarto umowę przesyłową z PSE Operator
- CAPEX 1,4 mld PLN
- Planowane oddanie do eksploatacji 2Q16

### Budowa CCGT w Płocku (596 MWe)

- W 3Q15 trwały prace projektowe głównych budynków i systemów, kontynuowano prace ziemno-fundamentowe
- W 3Q15 zakończono testy turbiny gazowej i przygotowano ją do transportu z Berlina do Płocka
- Większość przetargów związanych z modernizacją infrastruktury Zakładu Produkcyjnego w Płocku rozstrzygnięto i wybrano wykonawców
- CAPEX 1,65 mld PLN
- Uruchomienie produkcji na koniec 4Q17

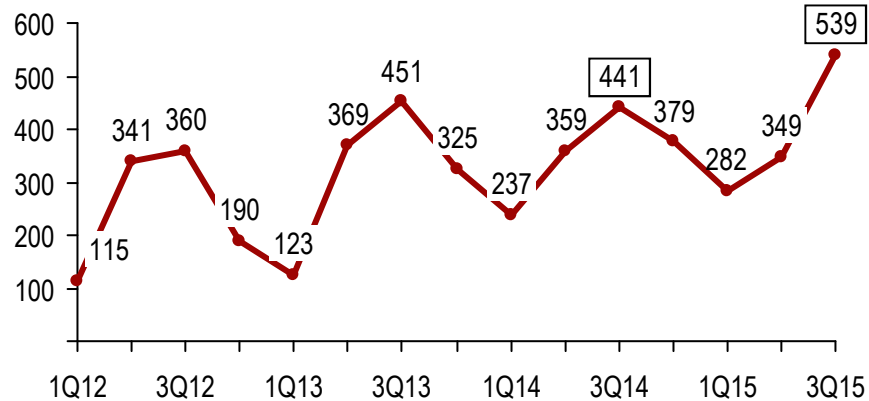


# Detal – EBITDA LIFO

## Rekordowy kwartał



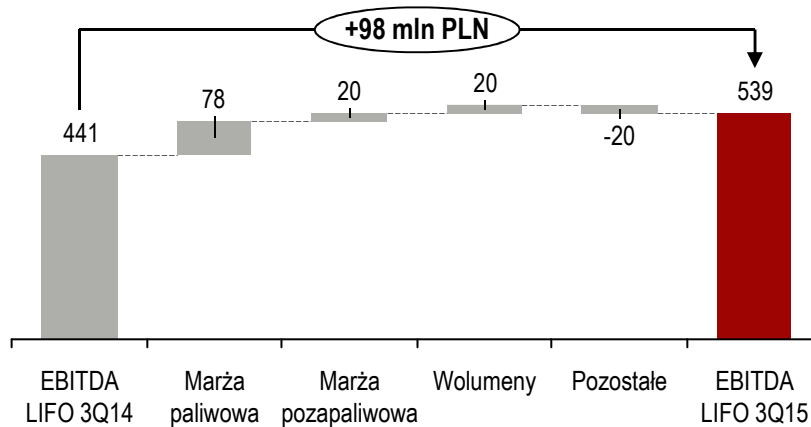
**EBITDA LIFO kwartalnie (bez odpisów aktualizujących)**  
mln PLN



+

- Wzrost sprzedaży o 2% (r/r)
- Wzrost udziałów w Polsce i Czechach (r/r)
- Poprawa marż paliwowych (r/r) na wszystkich rynkach oraz pozapaliwowych (r/r) na rynku polskim i czeskim
- 1335 punktów Stop Cafe i Stop Cafe Bistro w Polsce; wzrost o 135 punktów (r/r)

**EBITDA LIFO – wpływ czynników**  
mln PLN



-

- Zmniejszenie wolumenów oraz marż pozapaliwowych na rynku niemieckim (r/r)
- Utrzymująca się 'szara strefa' w Polsce

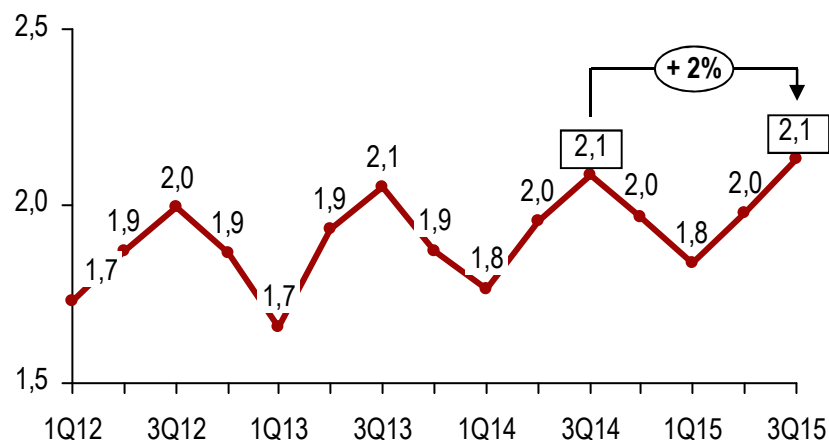
## Detal – dane operacyjne

Wzrost sprzedaży o 2% (r/r) oraz dalszy rozwój oferty pozapaliwowej **ORLEN**



### Wolumeny sprzedaży

mt



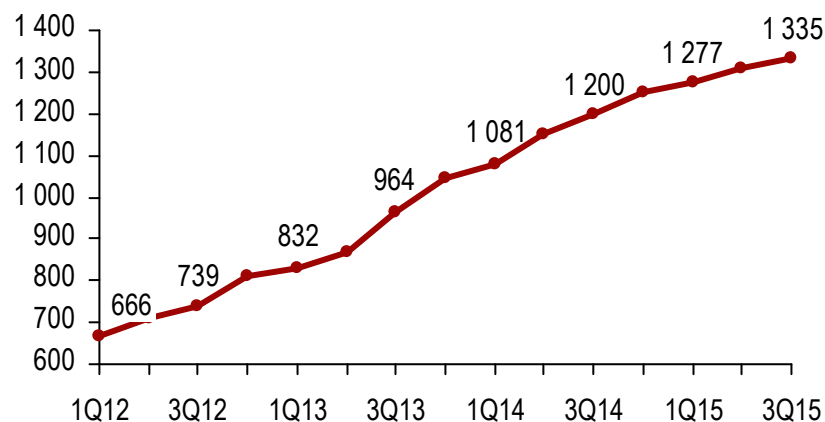
### Liczba stacji i udziały w rynku (wolumenowe)

#, %

		# stacji	Δ r/r	% rynku	Δ r/r
	PL	1 766	9	36,9%	0,5 pp
	DE	558	0	5,9%	0,0 pp
	CZ	338	-1	15,3%	0,4 pp
	LT	26	0	3,5%	0,0 pp

### Liczba Stop Cafe i Stop Cafe Bistro w Polsce

#



- Wzrost sprzedaży o 2% (r/r), w tym: wzrost w Polsce o 3% (r/r) i Czechach o 11% (r/r) przy porównywalnej sprzedaży na Litwie (r/r) oraz spadku sprzedaży w Niemczech o (-) 1% (r/r)
- Wzrost udziałów w Polsce o 0,5 pp i Czechach o 0,4 pp (r/r)
- 2689 stacji na koniec 3Q15, tj. wzrost liczby stacji ogółem o 8 (r/r), w tym: wzrost w Polsce o 9 stacji przy spadku w Czechach o (-) 1 stację
- Dalszy rozwój oferty pozapaliwowej poprzez uruchomienie w 3Q15 kolejnych 27 nowych punktów Stop Cafe i Stop Cafe Bistro w Polsce

# Wydobycie

## Projekty poszukiwawcze w Polsce



Polska



### Projekt Sieraków (2 odwierty)

- Prowadzono prace przygotowawcze nad zagospodarowaniem części obszaru oraz kontynuowano analizy danych w celu weryfikacji perspektywiczności obszaru

### Projekt Karbon (1 odwiert)

- Akwizycja oraz analiza nowych danych sejsmicznych 2D. Przygotowanie do prac sejsmicznych 3D na dwóch blokach koncesyjnych w toku

### Projekt Lublin Shale (12 odwiertów)

- Likwidacja otworów i placów wiertniczych na koncesjach Garwolin i Wierzbica. Równolegle prowadzono prace przygotowawcze do akwizycji danych sejsmicznych 3D

### Projekt Mid-Poland Unconventionals

- Zakończono analizę danych sejsmicznych 2D. Przygotowanie do przeprowadzenia pierwszego wiercenia w toku

### Projekt Bieszczady

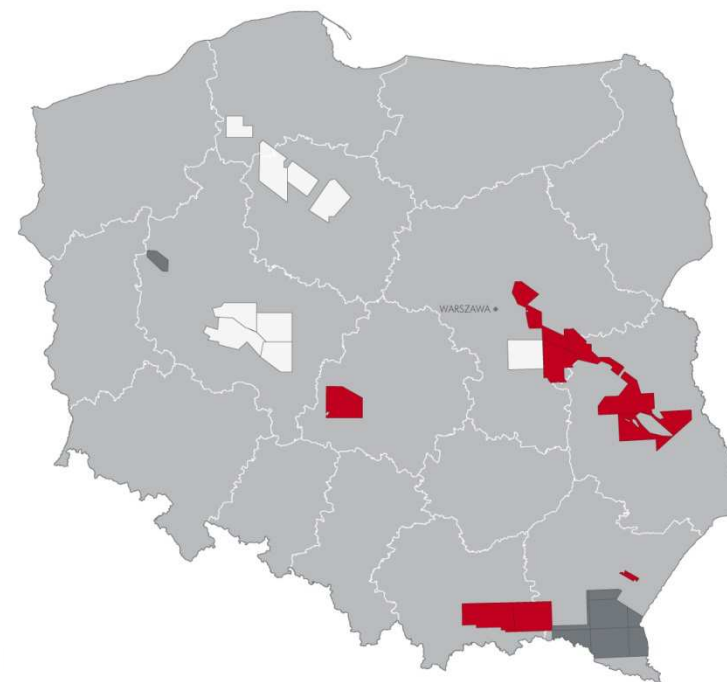
- Uruchomiono projekt na obszarze Karpat Zewnętrznych (ORLEN Upstream posiada 49% praw do koncesji)
- Rozpoczęto akwizycję danych sejsmicznych 2D na dwóch blokach oraz prowadzono prace przygotowawcze do testów szczelności w odwiercie

### Projekt Karpaty

- Proces przejęcia 100% udziałów w dwóch koncesjach na obszarze Karpat Zewnętrznych w toku. Oczekiwanie na zgodę Ministerstwa Środowiska na transfer koncesji do ORLEN Upstream

### Projekt Miocen

- 13 października Ministerstwo Środowiska zakończyło procedurę udzielania ORLEN Upstream koncesji Siennów-Rokietnica na obszarze Zapadliska Przedkarpackiego



- Aktywa ze 100% udziałem ORLEN Upstream
- Aktywa z 49% udziałem ORLEN Upstream
- Przejmowane aktywa

EBITDA 3Q15: (-) 7 mln PLN

EBITDA 9M15\*: (-) 23 mln PLN

CAPEX 3Q15: 12 mln PLN

CAPEX 9M15: 46 mln PLN

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



# Wydobycie

## Projekty wydobywcze w Kanadzie



Kanada

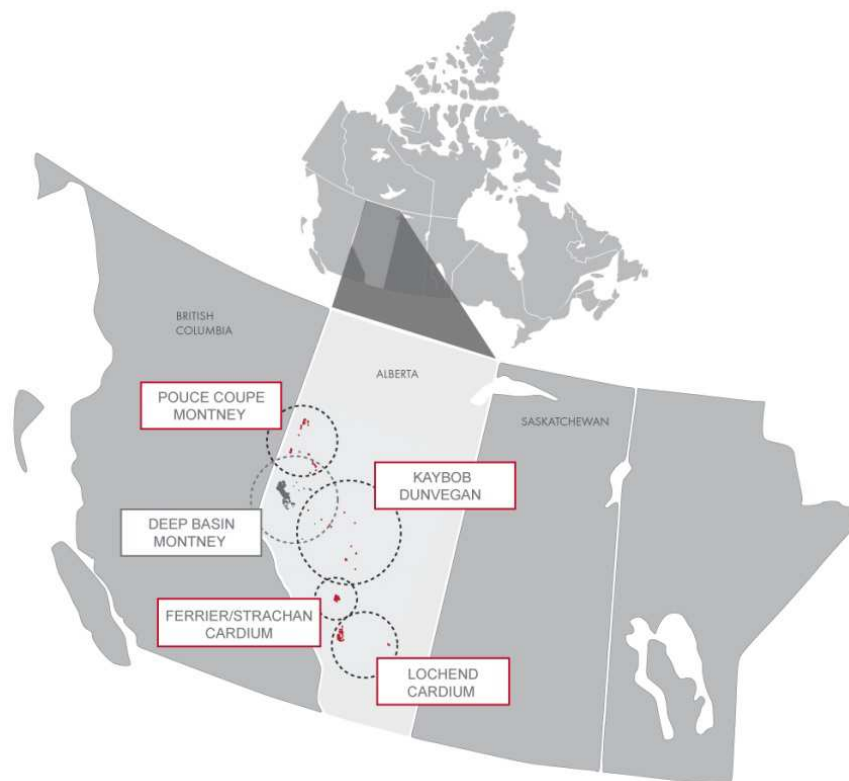


### Aktywa ORLEN Upstream Canada

- 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)

### 3Q15

- Rozpoczęto wiercenie 9 nowych otworów (8,3 netto\*), przeprowadzono 6 zabiegów szczelinowania (5,3 netto\*) oraz włączono do produkcji 3 odwierty (2,3 netto\*)
- Średnie wydobywanie wyniosło ok. 6,8 tys. boe/d (43% węglowodory ciekłe)
- Niższe wydobywanie (kw/kw) związane było ze wznowieniem niektórych prac modernizacyjnych systemu przesyłowego TransCanada Pipeline głównie w obszarach Ferrier oraz Pouce Coupe



- Aktywa ORLEN Upstream Canada
- Przejmowane aktywa

**EBITDA 3Q15:** 17 mln PLN

**CAPEX 3Q15:** 86 mln PLN

**EBITDA 9M15:** 60 mln PLN

**CAPEX 9M15:** 149 mln PLN

\* Liczba odwiertów pomnożona przez procent udziału w poszczególnym aktywie



# Wydobycie

## Akwizycje aktywów w Kanadzie i Polsce



### Kicking Horse Energy



- Podpisanie umowy przejęcia 100% udziałów
- Zamknięcie transakcji: listopad/grudzień 2015r.
- Wartość transakcji: 1023 mln PLN
- Zasoby na koniec 2014r.: 30 mln boe (2P)
- Średnie wydobycie w 1H15: 2,5 tys. boe/d (60% ropa / 40% gaz)

### FX Energy

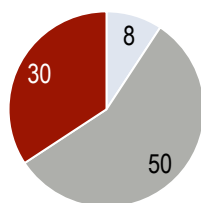


- Podpisanie umowy przejęcia 100% udziałów
- Zamknięcie transakcji: 4Q15/1Q16
- Wartość transakcji: 442 mln PLN
- Zasoby na koniec 2014r : 8 mln boe (2P)
- Średnie wydobycie w 1H15: 1,7 tys. boe/d (96% gaz / 4% ropa)

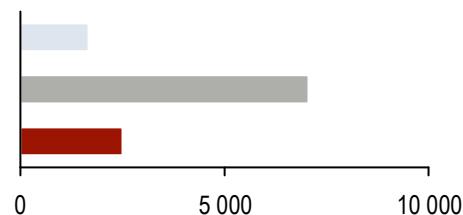
### Po po zamknięciu transakcji

- Łączne zasoby: 88 mln boe rezerw ropy i gazu (2P)
- Łączne wydobycie: ponad 11 tys. boe/d

FX Energy   OU Canada   Kicking Horse Energy



Zasoby



Wydobycie\*

\* Dane 1H15



## Realizacja Strategii w obszarze wydobywania



Najważniejsze wydarzenia 3kw.2015r.



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



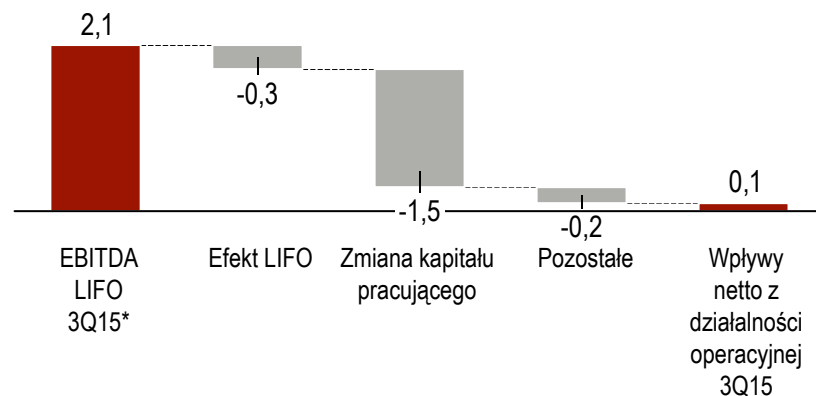
Perspektywy na 2015r.

# Przepływy pieniężne



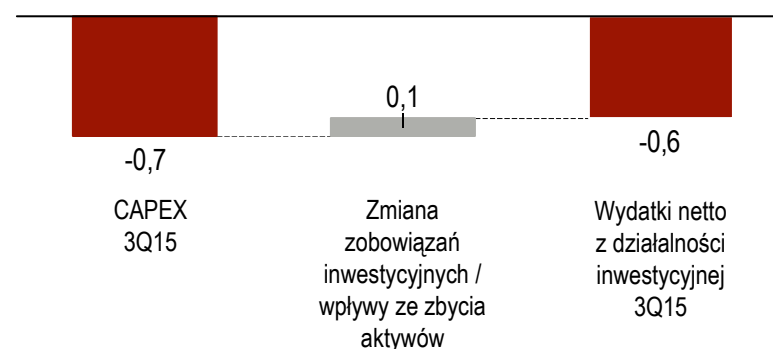
## Przepływy z działalności operacyjnej

mld PLN



## Przepływy z działalności inwestycyjnej

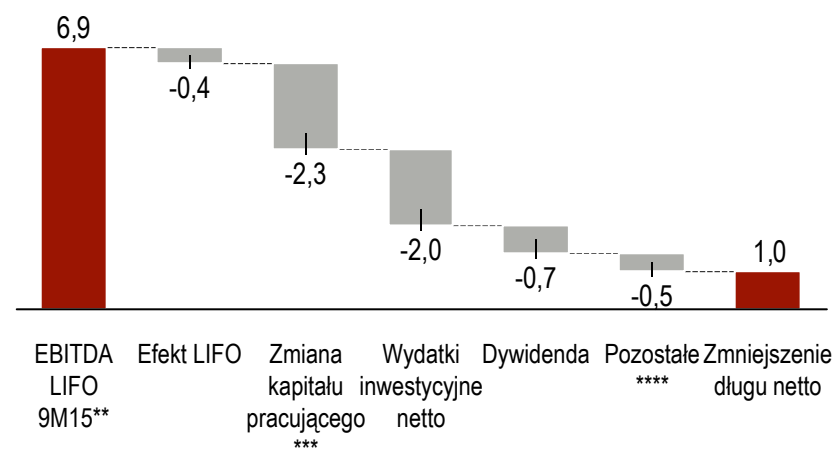
mld PLN



- Zwiększenie kapitału pracującego w 3Q15 o 1,5 mld PLN głównie w efekcie odkupu ostatniej transzy zapasów obowiązkowych ropy w ilości 1 mln t w części skompensowanego zmniejszeniem z tytułu spadku cen ropy i produktów
- Odkupu transzy zapasów i rozliczenie kontraktu terminowego zabezpieczającego cenę odkupu obniżyło EBITDA LIFO o (-) 0,9 mld PLN oraz zwiększyło kapitał pracujący o 1,8 mld PLN
- Zapasy obowiązkowe wykazane w bilansie na koniec 3Q15 wyniosły 5,1 mld PLN, z czego w Polsce 4,7 mld PLN

## Wolne przepływy pieniężne za 9M15

mld PLN



\*/\*\* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:  
3Q15: (-) 0,1 mld PLN dotyczące głównie aktywów petrochemicznych Unipetrol  
9M15: (-) 0,5 mld PLN

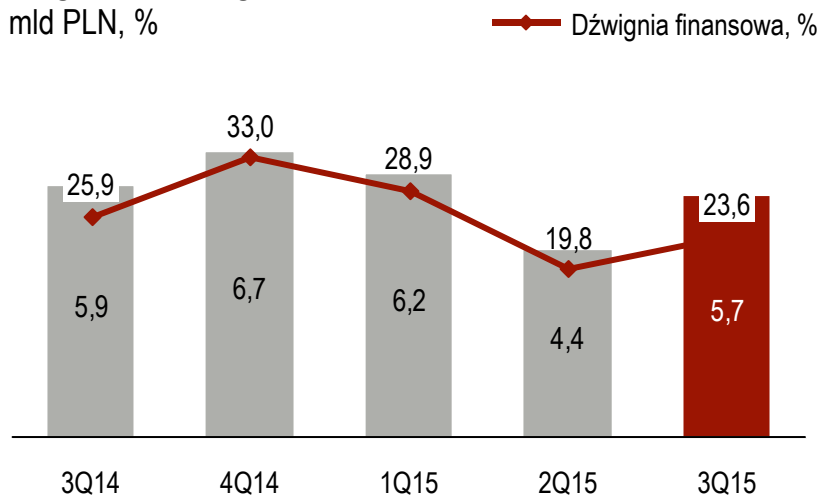
\*\*\* Wpływ odkupu dwóch transz zapasów obowiązkowych w wys. 0,7 mld PLN oraz 1,8 mld PLN

\*\*\*\* Obejmują głównie: podatki, odsetki i operacyjne różnice kursowe

# Zadłużenie

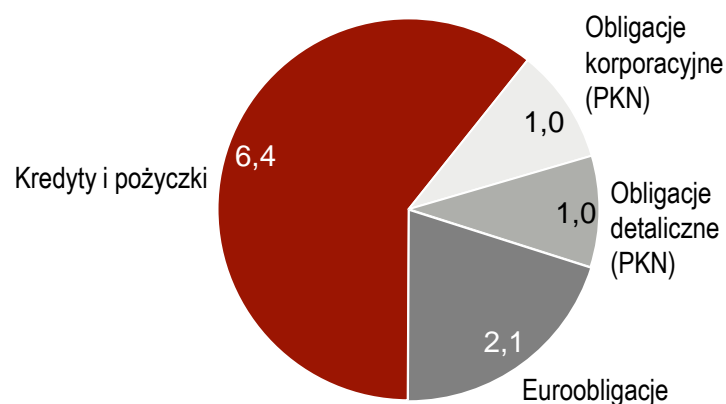


## Dług netto i dźwignia finansowa mld PLN, %



- Struktura walutowa długu brutto:  
EUR 63%, PLN 27%, USD 5%, CAD 3%, CZK 2%
- Wzrost zadłużenia netto o 1,3 mld PLN (kw/kw) w efekcie dodatknych wpływów z działalności operacyjnej 0,1 mld PLN, pomniejszonych o wydatki inwestycyjne (-) 0,6 mld PLN, dywidendę (-) 0,7 mld PLN oraz różnice kursowe z przeszacowania kredytów walutowych (-) 0,1 mld PLN
- Średnia zapadalność kredytów przypada na 1Q19

## Zdywersyfikowane źródła finansowania (dług brutto) mld PLN



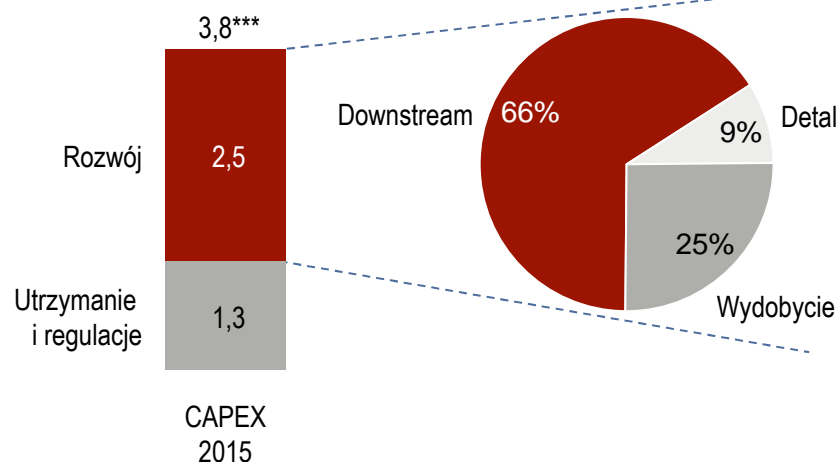
**Bezpieczny poziom zadłużenia i  
dźwigni finansowej**

# Nakłady inwestycyjne



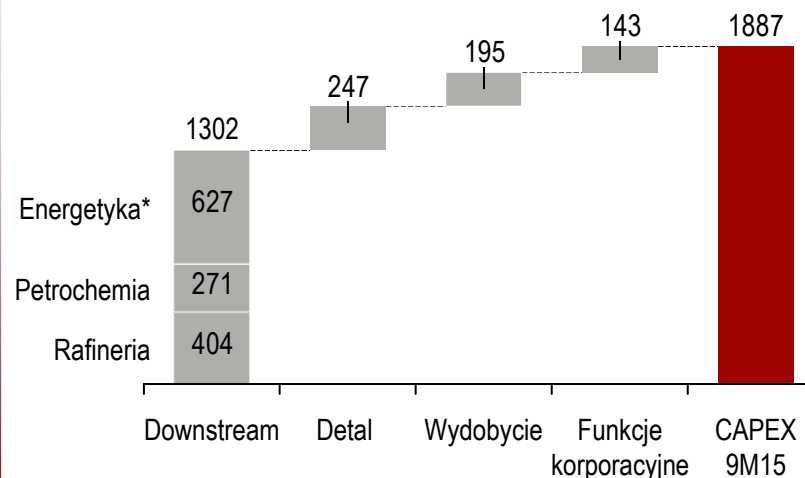
## Planowany CAPEX w 2015r.

mld PLN, %



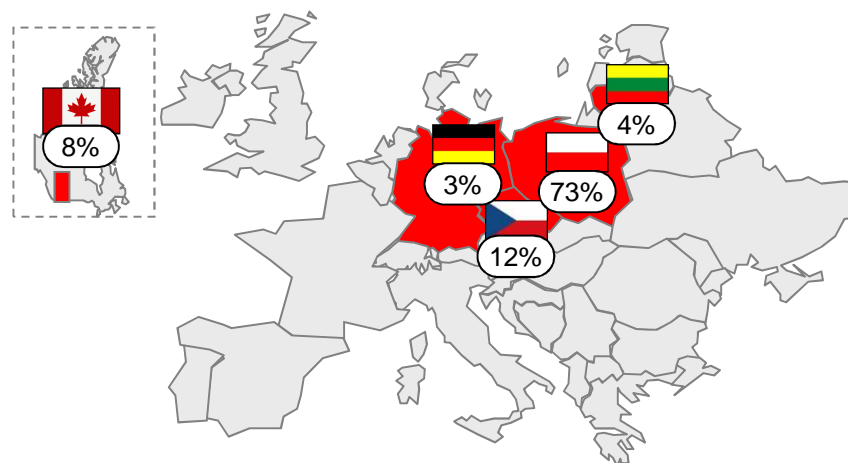
## Zrealizowany CAPEX 9M15 – podział na segmenty

mld PLN



## Zrealizowany CAPEX 9M15 – podział wg krajów

%



## Główne projekty rozwojowe w 3kw.15r.\*\*

### Downstream

- Budowa CCGT we Włocławku wraz z infrastrukturą
- Budowa CCGT Płock wraz z infrastrukturą
- Dostosowanie EC w Płocku do standardów emisyjnych od 01.01.2016
- Modernizacja instalacji DRW IV

### Detal

- Uruchomiono 10 stacji paliw (w tym 6 stacje własnych w Polsce i 1 w Niemczech), zmodernizowano 2, zamknięto 3
- Otwarto 27 punktów Stop Cafe i Stop Cafe Bistro w Polsce

### Wydobycie

- Kanada – 86 mln PLN
- Polska – 12 mln PLN

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

\*\* CAPEX 3Q15 wyniósł 722 mln PLN: rafineria 151 mln PLN, petrochemia 135 mln PLN, energetyka 162 mln PLN, detal 97 mln PLN, wydobycie 98 mln PLN, FK 79 mln PLN

\*\*\*Nie zawiera wydatków 1,5 mld PLN na planowane nabycie aktywów wydobywczych Kicking Horse Energy i FX Energy



Najważniejsze wydarzenia 3kw.2015r.



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



Perspektywy na 2015r.

## Otoczenie makroekonomiczne

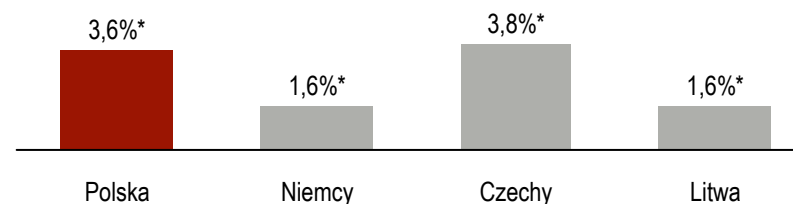
- **Cena ropy Brent** – zakładamy cenę ropy na poziomach zbliżonych do obecnych. Cena ropy uzależniona jest również od ryzyk geopolitycznych
- **Marża downstream** – oczekiwany wzrost średniorocznego poziomu w 2015r. (r/r) ze względu na sprzyjające otoczenie makro tj. niższy poziom cen ropy oraz wzrost konsumpcji paliw i produktów petrochemicznych (r/r)

## Otoczenie regulacyjne

- **Szara strefa** – PKN ORLEN posiada koncesję na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą na 10 lat. Proces wydawania koncesji trwa. 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 zapasową w wysokości 43 PLN/ tonę ropy i 99 PLN/ tonę LPG

## Gospodarka

- **Prognozy PKB** – dla Polski 3,6% w 2015r. oraz 3,4% w 2016r. - NBP (lipiec 2015)



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



**ORLEN. Napędzamy przyszłość.**

\* Polska (NBP, lipiec 2015); Niemcy (RGE, październik 2015); Czechy (CNB, sierpień 2015); Litwa (Lietuvos Bankas, wrzesień 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](mailto:ir@orlen.pl)

[www.orlen.pl](http://www.orlen.pl)





Slajdy pomocnicze

## Wyniki – podział na kwartały



mIn PLN	3Q14	2Q15	3Q15	Δ r/r	9M14	9M15	Δ
Przychody	29 160	24 776	23 468	-20%	81 930	68 249	-17%
EBITDA LIFO*	2 129	2 902	2 060	-3%	3 953	6 872	74%
efekt LIFO	-656	169	-334	49%	-980	-402	59%
EBITDA*	1 473	3 071	1 726	17%	2 973	6 470	118%
Amortyzacja	-460	-464	-469	-2%	-1 506	-1 385	8%
EBIT LIFO*	1 669	2 438	1 591	-5%	2 447	5 487	124%
EBIT*	1 013	2 607	1 257	24%	1 467	5 085	247%
Wynik netto	615	1 549	885	44%	-4 649	3 302	-

\* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:  
 2Q15: (-) 0,4 mld PLN dotyczące aktywów wydobywczych ORLEN Upstream  
 3Q15: (-) 0,1 mld PLN dotyczące głównie aktywów petrochemicznych Unipetrol  
 9M14: (-) 5,0 mld PLN / 9M15: (-) 0,5 mld PLN

## Wyniki – podział na segmenty



3Q15* mln PLN	Downstream	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	Razem
EBITDA LIFO	1 655	539	10	-144	2 060
Efekt LIFO	-334	-	-	-	-334
EBITDA	1 321	539	10	-144	1 726
Amortyzacja	-318	-92	-36	-23	-469
EBIT	1 003	447	-26	-167	1 257
EBIT LIFO	1 337	447	-26	-167	1 591

3Q14 mln PLN	Downstream	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	Razem
EBITDA LIFO	1 778	441	52	-142	2 129
Efekt LIFO	-656	-	-	-	-656
EBITDA	1 122	441	52	-142	1 473
Amortyzacja	-310	-89	-37	-24	-460
EBIT	812	352	15	-166	1 013
EBIT LIFO	1 468	352	15	-166	1 669

\* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:  
3Q15: (-) 0,1 mld PLN dotyczące głównie aktywów petrochemicznych Unipetrol

## EBITDA LIFO – podział na segmenty



mIn PLN	3Q14	2Q15	3Q15	Δ r/r	9M14	9M15	Δ
Downstream	1 778	2 712	1 655	-7%	3 223	6 120	90%
Detal	441	349	539	22%	1 037	1 170	13%
Wydobycie	52	13	10	-81%	110	37	-66%
Funkcje korporacyjne	-142	-172	-144	-1%	-417	-455	-9%
<b>EBITDA LIFO</b>	<b>2 129</b>	<b>2 902</b>	<b>2 060</b>	<b>-3%</b>	<b>3 953</b>	<b>6 872</b>	<b>74%</b>

\* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:  
 2Q15: (-) 0,4 mld PLN dotyczące aktywów wydobywczych ORLEN Upstream  
 3Q15: (-) 0,1 mld PLN dotyczące głównie aktywów petrochemicznych Unipetrol  
 9M14: (-) 5,0 mld PLN / 9M15: (-) 0,5 mld PLN

# Wyniki – podział na spółki (przed odpisami)



3Q15* mln PLN	PKN ORLEN S.A.	Unipetrol <sup>2)</sup>	ORLEN Lietuva <sup>2)</sup>	Pozostałe i korekty konsolidacyjne	Razem
Przychody	16 384	4 552	3 982	-1 450	23 468
EBITDA LIFO	921	555	108	476	2 060
Efekt LIFO <sup>1)</sup>	-336	-82	93	-9	-334
EBITDA	585	473	201	467	1 726
Amortyzacja	-275	-74	-11	-109	-469
EBIT	310	399	190	358	1 257
EBIT LIFO	646	481	97	367	1 591
Przychody finansowe	43	25	36	-3	101
Koszty finansowe	-148	-28	-35	9	-202
Wynik netto	160	320	185	302	967

\* Wyniki przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych w wys. (-) 0,1 mld PLN dotyczące głównie aktywów petrochemicznych Unipetrol

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	3Q14	2Q15	3Q15	Δ r/r	9M14*	9M15	Δ
Przychody	1 822	1 252	1 057	-42%	4 808	3 185	-34%
EBITDA LIFO	53	139	29	-45%	31	269	768%
EBITDA	25	134	54	116%	3	271	8933%
EBIT	22	131	51	132%	-58	263	-
Wynik netto	21	98	50	1	-54	195	-

- Wzrost sprzedaży w 3Q15 o 2% (r/r) pomimo ograniczonej dostępności instalacji produkcyjnych (postoje remontowe w sierpniu i wrześniu) i niższej sprzedaży lądowej (ograniczenie wolumenów na Ukrainie). Niższe przychody ze sprzedaży produktów odzwierciedlają spadek cen ropy naftowej i w efekcie notowań produktów rafineryjnych
- Wzrost wykorzystania mocy rafineryjnych o 8 pp (r/r) w sprzyjających warunkach otoczenia makroekonomicznego, niższy o (-) 1,0 pp (r/r) uzysk paliw w rezultacie planowanego postoiu instalacji Visbreaker oraz HON
- EBITDA LIFO niższa o (-) 24 mln USD (r/r): pozytywny wpływ otoczenia makro i wyższych wolumenów sprzedaży zniwelowany efektem przeceny zapasów do cen możliwych do uzyskania w kwocie (-) 55 mln USD na skutek spadających notowań ropy naftowej
- EBITDA LIFO niższa o (-) 110 mln USD (kw/kw): (-) 15 mln USD wpływu niższych wolumenów w efekcie postoiu remontowego (niższe uzyski paliw o 3pp) oraz (-) 94 mln USD wpływ rotacji zapasów na skutek postoiu remontowego oraz ich przeszacowanie do cen możliwych do uzyskania w wyniku obniżenia cen ropy naftowej i marż rafineryjnych
- CAPEX: 3Q15 – 8,8 mln USD / 9M15 – 17,4 mln USD

Dane ujmowane w konsolidacji PKN ORLEN przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów: w 3Q14 w kwocie (-) 2 mln USD i za 9M14 w kwocie (-) 1374 mln USD oraz w 3Q15 w kwocie (-) 1 mln USD i za 9M15 w kwocie (-) 1 mln USD

# Grupa UNIPETROL

## Główne elementy rachunku wyników



mln CZK	3Q14	2Q15	3Q15	Δ r/r	9M14*	9M15	Δ
Przychody	34 041	32 523	29 452	-13%	95 290	85 950	-10%
EBITDA LIFO	2 391	3 959	3 597	50%	5 188	10 780	108%
EBITDA	2 069	4 567	3 066	48%	4 872	10 643	118%
EBIT	1 585	4 090	2 589	63%	3 161	9 236	192%
Wynik netto	1 482	3 306	2 081	40%	2 767	7 481	170%

- Wzrost łącznych wolumenów sprzedaży o 25% (r/r) – zwiększenie wolumenów rafineryjnych dzięki wyższym mocom produkcyjnym 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 (-) 8 pp (r/r) do 85% w 3Q15 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
- Zwiększenie EBITDA LIFO o ponad 1,2 mld CZK (r/r) głównie dzięki pozytywnemu wpływowi otoczenia makro w kwocie 2,6 mld CZK, niższych wolumenów sprzedaży w kwocie (-) 0,3 mld CZK w części ograniczone przeceną zapasów do cen możliwych do uzyskania w kwocie (-) 1,0 mld CZK na skutek obniżenia notowań ropy naftowej i marż na produkty na przełomie 3 i 4 kwartału 2015 roku
- CAPEX: 3Q15 – 696 mln CZK / 9M15 – 1 460 mln CZK

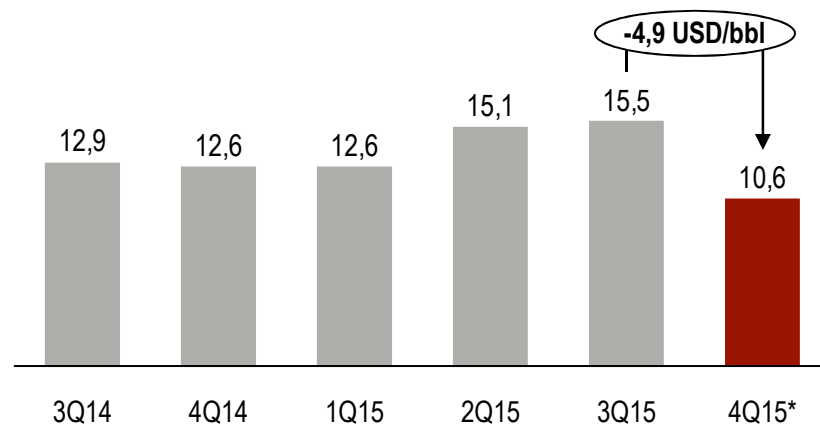
Dane ujmowane w konsolidacji PKN ORLEN przed uwzględnieniem odpisów aktualizujących wartość aktywów w 3Q14 w kwocie (-) 99 mln CZK i za 9M14 w kwocie (-) 4 820 mln CZK oraz w 3Q15 w kwocie (-) 597 mln CZK i za 9M15 w kwocie (-) 710 mln CZK

# Otoczenie makroekonomiczne w 4kw.2015r.



## Spadek marży downstream

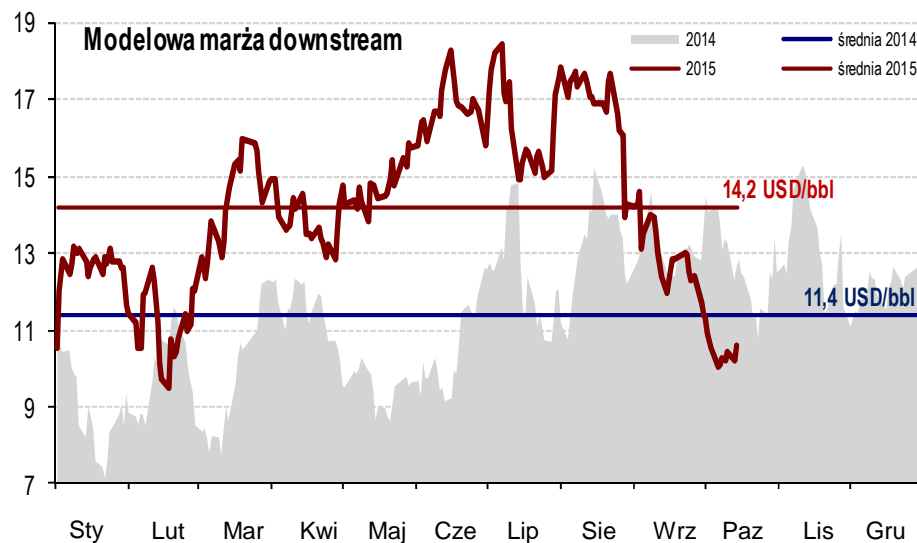
Modelowa marża downstream, USD/bbl



## Struktura produktowa marży downstream

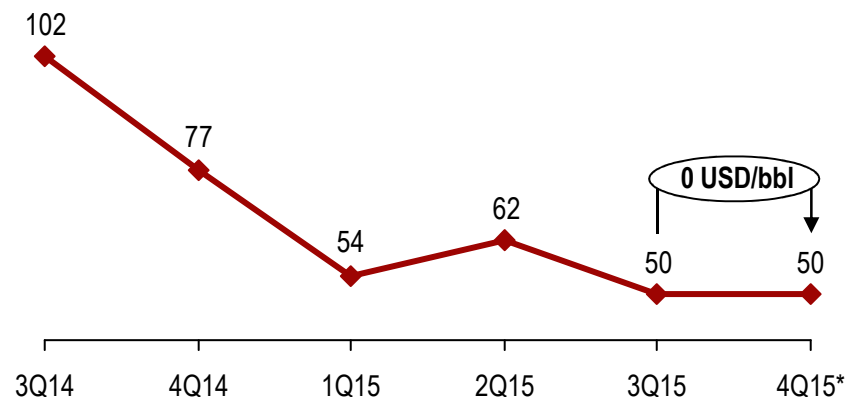
Marże (crack) z notowań

Produkty rafineryjne (USD/t)	4Q14	3Q15	4Q15*	Δ (kw/kw)	Δ (r/r)
ON	122	108	95	-12%	-22%
Benzyna	135	212	125	-41%	-7%
Ciężki olej opałowy	-180	-140	-156	-11%	13%
SN 150	194	145	152	5%	-22%
Produkty petrochemiczne (EUR/t)					
Etylen	588	671	571	-15%	-3%
Propylen	540	564	376	-33%	-30%
Benzen	435	355	186	-48%	-57%
PX	443	481	391	-19%	-12%



## Stabilizacja ceny ropy

Średnia cena ropy Brent, USD/bbl



\* Dane do dnia 16.10.2015



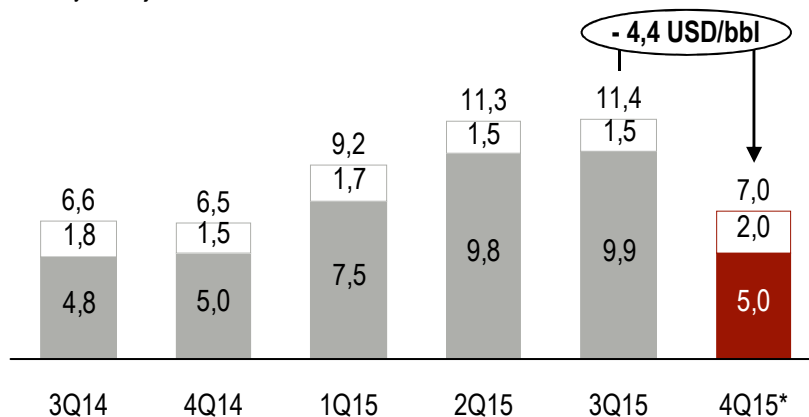
# Otoczenie makroekonomiczne w 4kw.2015r.



## Spadek marży rafineryjnej z dyferencjałem B/U

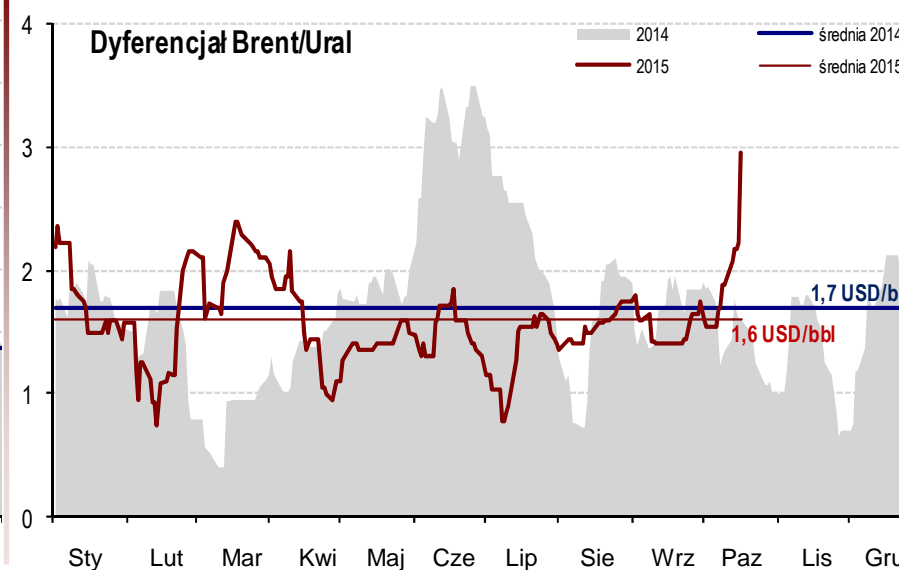
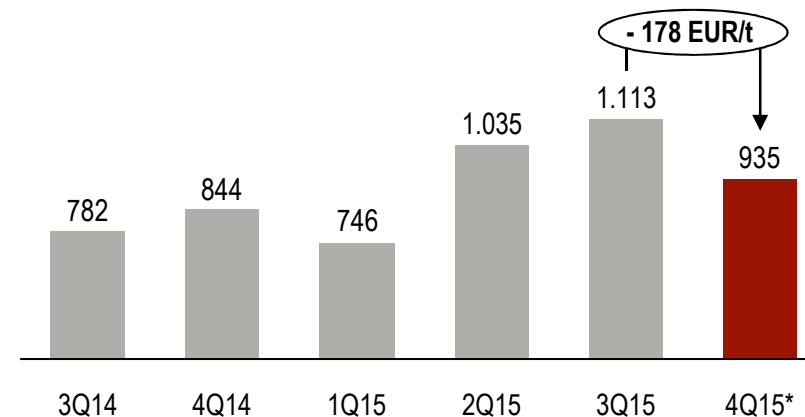
Modelowa marża rafineryjna oraz dyferencjał B/U, USD/bbl

dyferencjał marża



## Spadek marży petrochemicznej

Modelowa marża petrochemiczna, EUR/t



\* Dane do dnia 16.10.2015

# Dane produkcyjne



	3Q14	2Q15	3Q15	Δ (r/r)	Δ (kw/kw)	9M14	9M15	Δ
<b>Przerób ropy w Grupie PKN ORLEN (tys. t)</b>	7 385	8 149	8 332	13%	2%	20 055	23 133	15%
Wykorzystanie mocy przerobowych w Grupie	91%	95%	95%	4 pp	0 pp	83%	91%	8 pp
<b>Rafineria w Polsce <sup>1</sup></b>								
Przerób ropy naftowej (tys. t)	3 931	4 058	4 240	8%	4%	10 666	11 831	11%
Wykorzystanie mocy przerobowych	96%	100%	104%	8 pp	4 pp	87%	97%	10 pp
Uzysk paliw <sup>4</sup>	78%	77%	77%	-1 pp	0 pp	77%	78%	1 pp
Uzysk średnich destylatów <sup>5</sup>	47%	47%	47%	0 pp	0 pp	46%	47%	1 pp
Uzysk lekkich destylatów <sup>6</sup>	31%	30%	30%	-1 pp	0 pp	31%	31%	0 pp
<b>Rafinerie w Czechach <sup>2</sup></b>								
Przerób ropy naftowej (tys. t)	1 372	1 845	1 840	34%	0%	3 828	4 928	29%
Wykorzystanie mocy przerobowych	93%	95%	85%	-8 pp	-10 pp	89%	88%	-1 pp
Uzysk paliw <sup>4</sup>	79%	80%	82%	3 pp	2 pp	81%	81%	0 pp
Uzysk średnich destylatów <sup>5</sup>	46%	46%	47%	1 pp	1 pp	46%	46%	0 pp
Uzysk lekkich destylatów <sup>6</sup>	33%	34%	35%	2 pp	1 pp	35%	35%	0 pp
<b>Rafineria na Litwie <sup>3</sup></b>								
Przerób ropy naftowej (tys. t)	1 986	2 195	2 195	11%	0%	5 283	6 185	17%
Wykorzystanie mocy przerobowych	78%	86%	86%	8 pp	0 pp	69%	81%	12 pp
Uzysk paliw <sup>4</sup>	79%	81%	78%	-1 pp	-3 pp	76%	77%	1 pp
Uzysk średnich destylatów <sup>5</sup>	47%	49%	47%	0 pp	-2 pp	47%	46%	-1 pp
Uzysk lekkich destylatów <sup>6</sup>	32%	32%	31%	-1 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 jakakolwiek 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](mailto:ir@orlen.pl)

[www.orlen.pl](http://www.orlen.pl)