


# Skonsolidowane wyniki finansowe PKN ORLEN 2 kwartał 2015r.



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

23 lipca 2015r.

 **#ORLEN2Q15**  
**@PKN\_ORLEN**

## Najważniejsze wydarzenia 2kw.2015r.

Otoczenie makroekonomiczne

Wyniki finansowe i operacyjne

Płynność i inwestycje

Perspektywy na 2015r.

## Budowa wartości



- EBITDA LIFO\*: 2,9 mld PLN
- 8,1 mt przerobu ropy i wzrost sprzedaży o 15% (r/r)
- Nabycie 32% udziałów w Ceska Rafinerska przez Unipetrol

## Siła finansowa



- Przepływy z działalności operacyjnej: 2,7 mld PLN
- Dźwignia finansowa: 19,8%
- Dywidenda: 1,65 PLN na akcję wypłacona 8 lipca 2015r.

## Ludzie



- ORLEN Warsaw Marathon

### ORLEN OLIMPIADA



- ORLEN Olimpiada



**ORLEN. Napędzamy przyszłość.**

Najważniejsze wydarzenia 2kw.2015r.

Otoczenie makroekonomiczne

Wyniki finansowe i operacyjne

Płynność i inwestycje

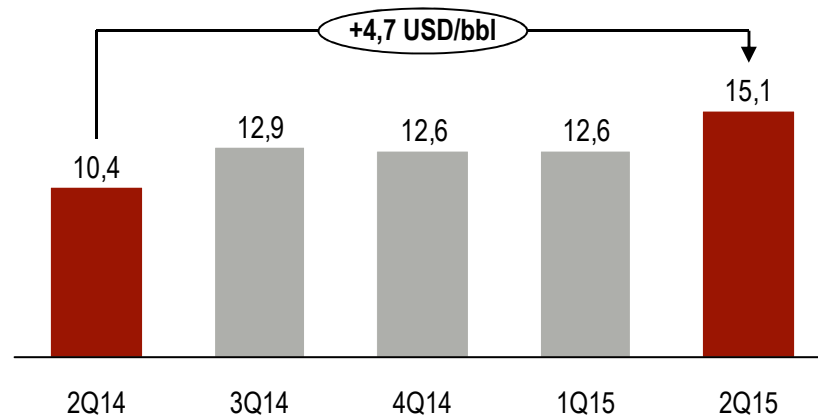
Perspektywy na 2015r.

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



## Wzrost marży downstream

Modelowa marża downstream, USD/bbl



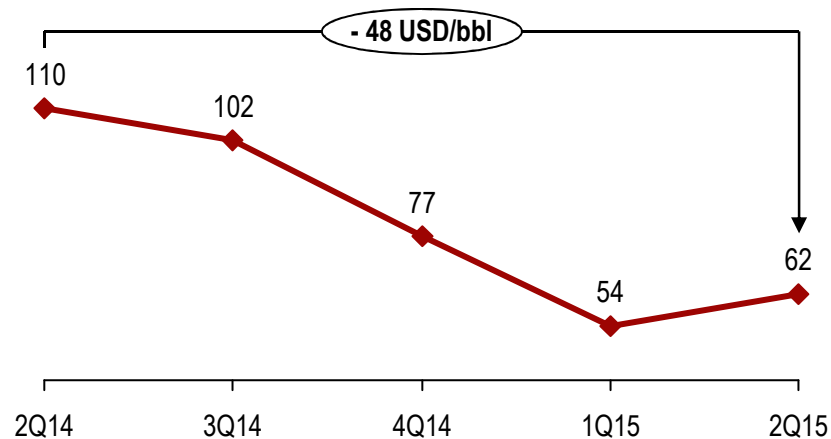
## Struktura produktowa marży downstream

Marże (crack) z notowań

Produkty rafineryjne (USD/t)	2Q14	1Q15	2Q15	Δ (r/r)
ON	91	123	116	27%
Benzyna	195	140	215	10%
Cieźki olej opałowy	-254	-133	-147	42%
SN 150	149	166	198	33%
Produkty petrochemiczne (EUR/t)				
Etylen	562	505	619	10%
Propylen	545	454	557	2%
Benzen	405	180	307	-24%
Paraksylen	295	336	411	39%

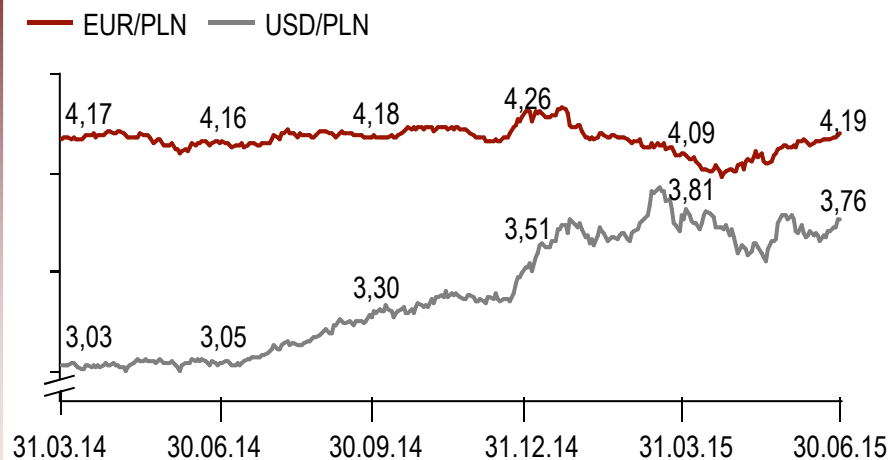
## Spadek ceny ropy

Średnia cena ropy Brent, USD/bbl

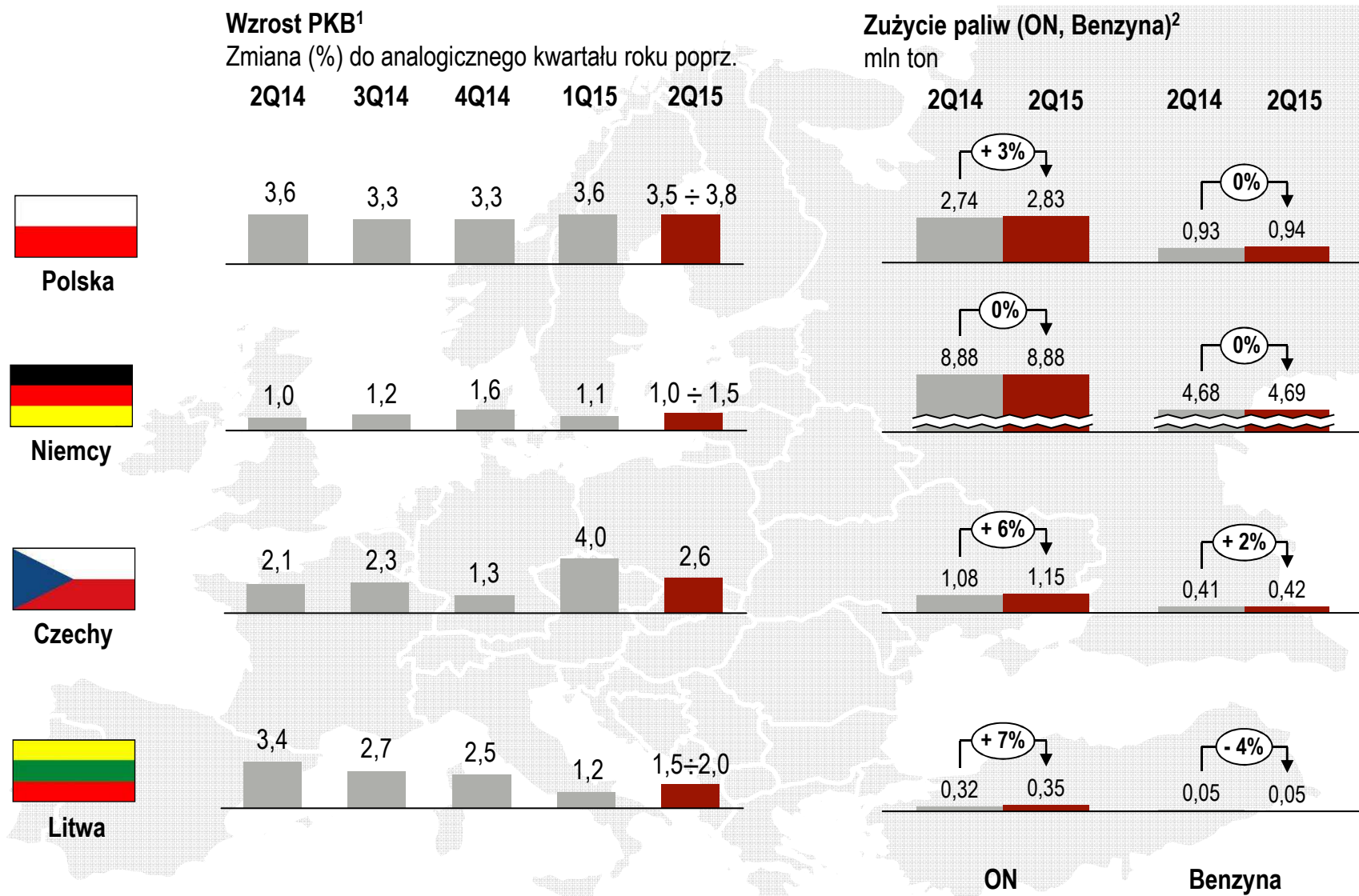


## Oslabienie średniego PLN wzg. USD oraz umocnienie wzg. EUR

Kurs walutowy USD/PLN i EUR/PLN



# Wzrost PKB i konsumpcji paliw



<sup>1</sup> Polska – GUS / dane nieodsezonowane, (Niemcy, Litwa) – Eurostat / dane nieodsezonowane, Czechy – OECD / dane odsezonowane, 2Q15 – szacunki

<sup>2</sup> 2Q15 – szacunki na bazie kwietnia i maja 2015r.

Najważniejsze wydarzenia 2kw.2015r.

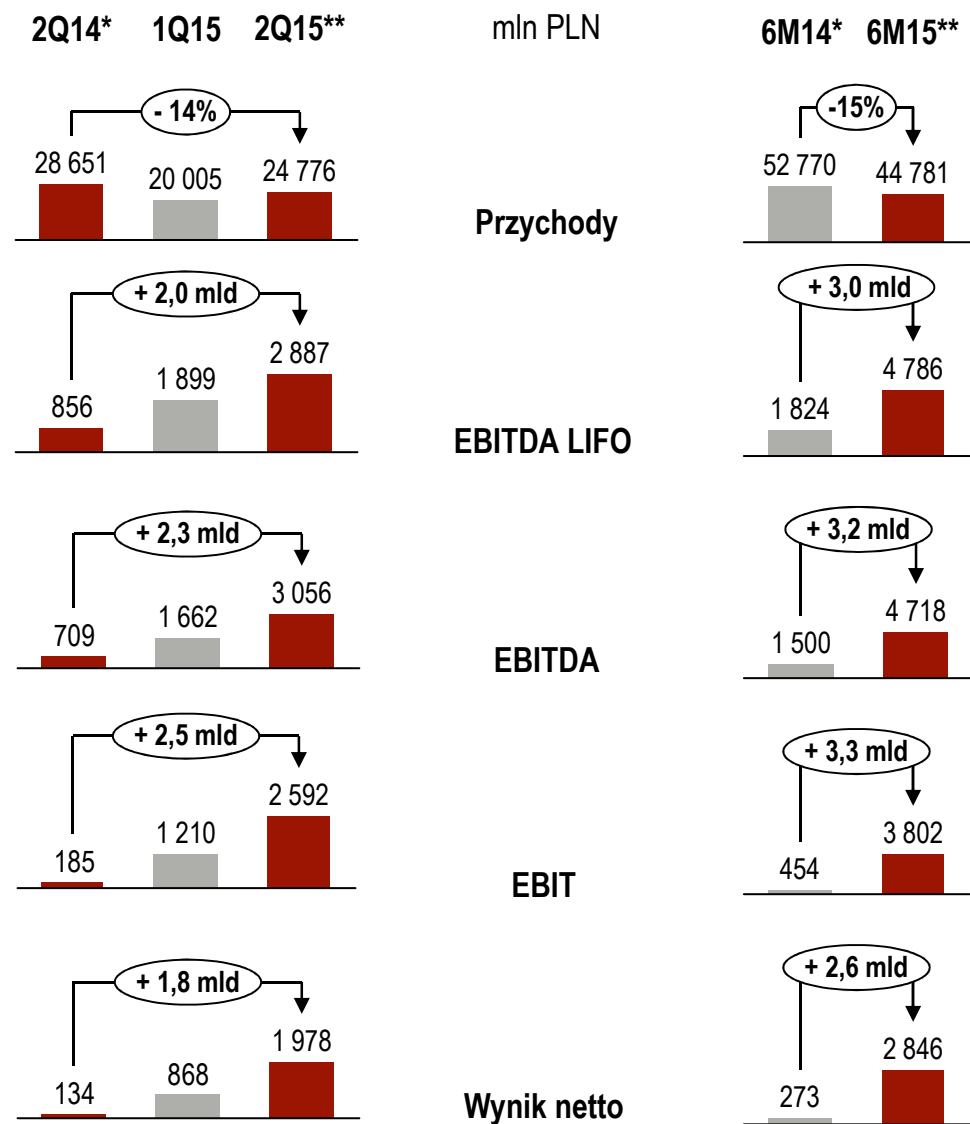
Otoczenie makroekonomiczne

Wyniki finansowe i operacyjne

Płynność i inwestycje

Perspektywy na 2015r.

# Wyniki finansowe w 2kw.2015r.



**Przychody:** spadek o (-) 14% (r/r) w efekcie niższych cen ropy naftowej częściowo zniwelowany wzrostem wolumenów sprzedaży

**EBITDA LIFO:** wzrost o 2,0 mld PLN (r/r) w efekcie wzrostu marży downstream o 45%, osłabienia PLN wzg. USD o 22% oraz wzrostu wolumenów sprzedaży łącznie o 15%

**Efekt LIFO:** 0,2 mld PLN na skutek wzrostu 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:** 2,0 mld PLN zysku w 2Q15

\* Dane przed odpisem aktywów w wys. (-) 5002 mln PLN w 2Q14 (downstream) i (-) 5017 mln PLN za 6M14 oraz 'net investment hedge' w wys. (-) 833 mln PLN w części finansowej

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

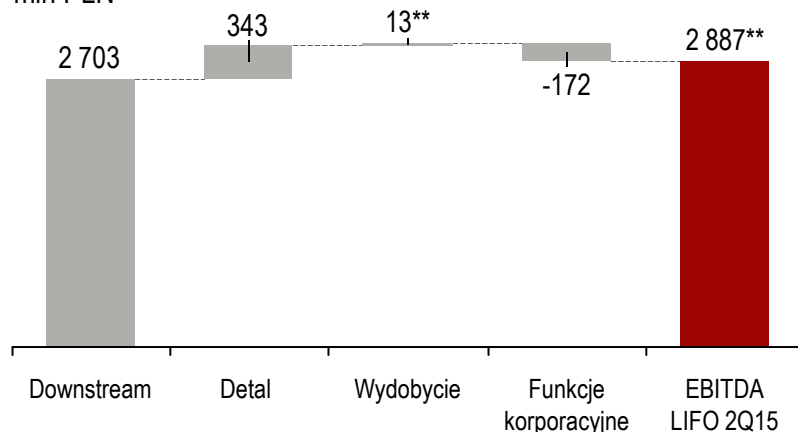


# EBITDA LIFO - wzrost wyniku o 2,0 mld PLN (r/r)



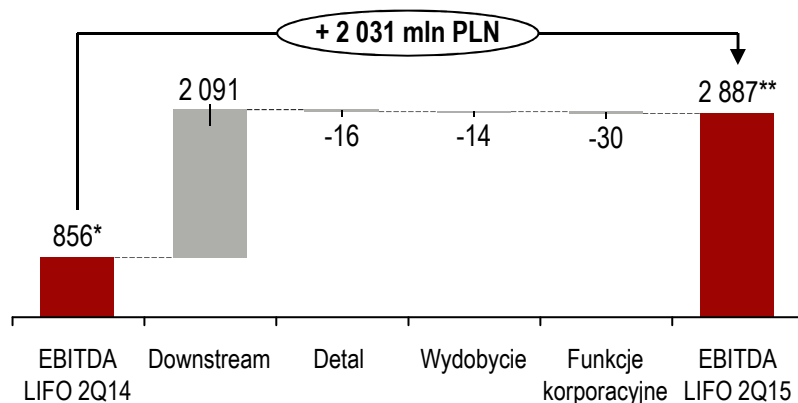
## Wyniki segmentów w 2kw.2015r.

mln PLN



## Zmiana wyników segmentów (r/r)

mln PLN



### Dodatni wpływ:

- Wzrostu marży downstream o 4,7 USD/bbl (r/r)
- Osłabienia PLN względem USD o 22% (r/r)
- Wzrostu przerobu ropy o 26% (r/r) w efekcie wyższego wykorzystania mocy we wszystkich rafineriach (r/r) oraz konsolidacji 32% udziałów Ceska Rafinerska zakupionych od ENI od maja 2015r.
- Wzrostu sprzedaży we wszystkich segmentach łącznie o 15% (r/r)
- Poprawy marż pozapaliwowych w detalu (r/r)

### ograniczony przez negatywny efekt:

- Osłabienie średniego EUR wzg. USD o 19%
- Spadku marż paliwowych w detalu (r/r)

- **Downstream:** wzrost marży wsparty osłabieniem PLN wzg. USD oraz wzrost sprzedaży (r/r) ograniczony przez ujemny wpływ osłabienia EUR wzg. USD
- **Detal:** wzrost sprzedaży na rynku polskim i czeskim oraz wyższe marże pozapaliwowe ograniczone przez niższe wolumeny na rynku niemieckim oraz zmniejszenie poziomu marż paliwowych
- **Wydobywanie:** racjonalizacja wydatków (r/r) uwzględniająca sytuację na rynku ropy i gazu. Brak nowych odwiertów w 2Q15 ze względu na coroczną sezonową przerwę techniczną w prowincji Alberta
- **Funkcje korporacyjne:** wzrost kosztów (r/r) ze względu na brak dodatnich efektów na pozostałej działalności operacyjnej

\* Dane przed odpisem aktywów w wys. (-) 5002 mln PLN (downstream)

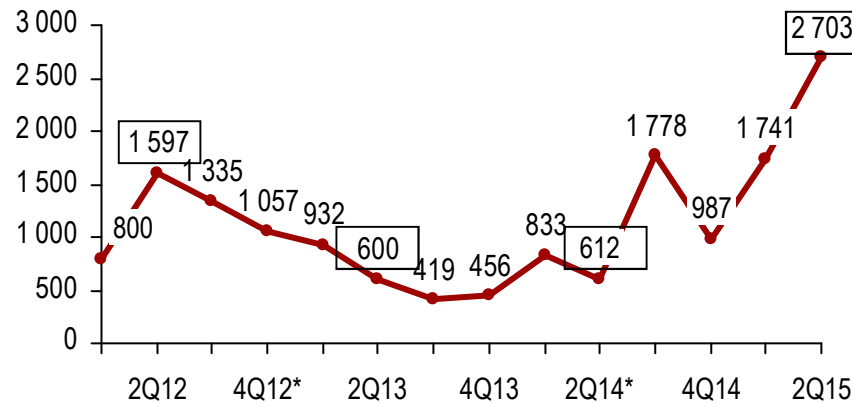
\*\* Dane przed odpisem aktywów w wys. (-) 429 mln PLN (wydobywanie)

# Downstream – EBITDA LIFO

2,7 mld PLN w efekcie dobrego makro oraz wzrostu sprzedaży (r/r)

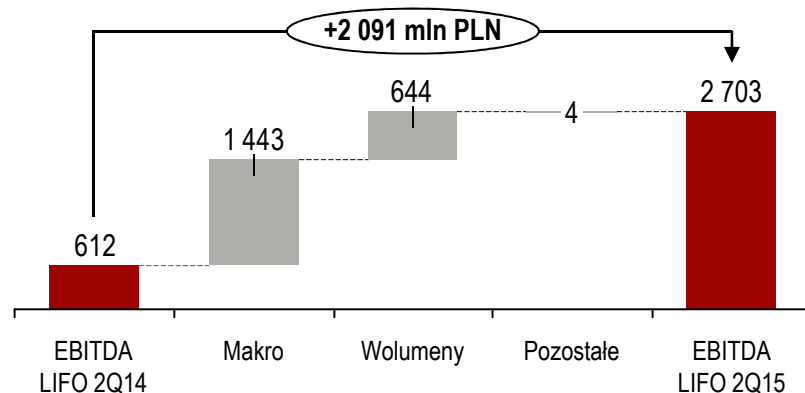


**EBITDA LIFO kwartalnie (bez odpisów aktualizujących\*)**  
mln PLN



- Wzrost marży downstream o 4,7 USD/bbl (r/r) w efekcie spadku cen ropy oraz poprawy marż na produktach: oleju napędowym, benzynie, COO, SN150 oraz etylenie i paraksylenie
- Oslabienie średniego PLN wzg. USD o 22%
- Wzrost przerobu łącznie o 26% (r/r) i wykorzystania mocy o 15pp (r/r)
- Mniejszy wpływ postojów remontowych instalacji (r/r)
- Poprawa uzysku paliw w Płocku i na Litwie (r/r) i stabilny poziom w Czechach
- Wzrost sprzedaży łącznie o 18% (r/r), w tym w: Polsce o 15%, Czechach o 25% i ORLEN Lietuva o 20%
- Wyższa sprzedaż (r/r): benzyny o 19%, oleju napędowego o 28%, olefin o 17%, poliolefin o 4%, nawozów o 18%, PCW o 4% oraz PTA o 47%

**EBITDA LIFO – wpływ czynników**  
mln PLN



- Oslabienie średniego EUR wzg. USD o 19% negatywnie wpływające na wyniki petrochemii
- Utrzymująca się 'szara strefa' w Polsce

Makro: kurs 8mln PLN, marże 1887 mln PLN, dyferencjał (-) 452 mln PLN

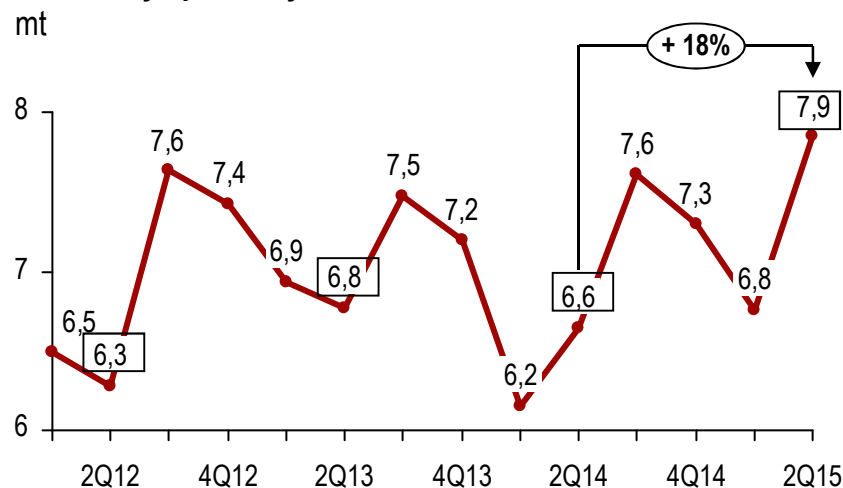
\* Odpisy: 4Q12 = (-) 0,7mld PLN, 2Q14 = (-) 5,0 mld PLN

# Downstream – dane operacyjne

## Wzrost sprzedaży na wszystkich rynkach łącznie o 18% (r/r)



### Wolumeny sprzedaży



### Wykorzystanie mocy

%

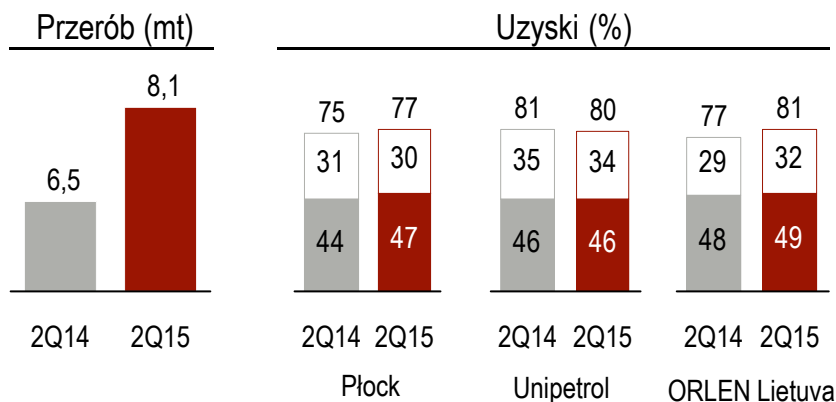
Rafinerie	2Q14	1Q15	2Q15	Δ (r/r)
Płock	79%	87%	100%	21 pp
Unipetrol	90%	84%	95%	5 pp
ORLEN Lietuva	72%	70%	86%	14 pp

Instalacje petrochemiczne	2Q14	1Q15	2Q15	Δ (r/r)
Olefiny (Płock)	82%	90%	95%	13 pp
Olefiny (Unipetrol)	88%	95%	90%	2 pp
BOP	73%	89%	91%	18 pp

### Przerób ropy i uzysk paliw

mt, %    Uzysk lekkich destylatów    Uzysk średnich destylatów



### Produkty rafineryjne:

- Polska – wyższa sprzedaż do kluczowych odbiorców oraz drogą morską
- Czechy – wyższa sprzedaż dzięki wzrostowi przerobu w efekcie nabycia udziałów w CR, wyższemu wykorzystaniu mocy produkcyjnych oraz poprawie sytuacji rynkowej
- ORLEN Lietuva – wyższa sprzedaż morską przy porównywalnej sprzedaży lądowej

### Produkty petrochemiczne:

- Polska – wyższa sprzedaż PCW i PTA w efekcie braku ograniczeń produkcyjnych mających miejsce w 2Q14 związanych z postojem kompleksu PX/PTA w PKN ORLEN oraz PCW w Anwil
- Czechy – wyższa sprzedaż poliolefin oraz nawozów dzięki poprawie sytuacji rynkowej i braku ograniczeń produkcyjnych w Spolana

### 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 2Q15 kontynuowano prace montażowe na rurociągach turbiny parowej oraz układach pomocniczych. Prowadzone były testy pomontażowe, próby szczelności oraz chemiczne czyszczenie układów
- Przeprowadzono weryfikację około połowy systemów sukcesywnie przekazywanych do rozruchu
- Uzgodniono z PSE procedury pierwszego podania napięcia oraz z Gaz System procedurę nagazowania stacji gazu
- Na budowie pracuje 23 głównych podwykonawców (ok. 800 osób)
- CAPEX 1,4 mld PLN
- Uruchomienie produkcji na przełomie 2015/2016 roku

### Budowa CCGT w Płocku (596 MWe)

- W 2Q15 zaakceptowano ostateczny projekt budowlany, trwały prace projektowe głównych budynków oraz zakończono planowanie zagospodarowania terenu pod obiekty bloku CCGT
- W 2Q15 prowadzono uzgodnienia z właścicielami działek w celu ustanowienia służebności przesyłu dla linii elektroenergetycznej
- W 2Q15 wykonano test wyważania wirnika turbiny gazowej (wynik pozytywny)
- Obecnie trwają prace związane z przetargami oraz projektowaniem infrastruktury Zakładu Produkcyjnego w Płocku m.in.: przyłącza wodno-kanalizacyjne i umowa gazowa
- CAPEX 1,65 mld PLN
- Uruchomienie produkcji na koniec 4Q17



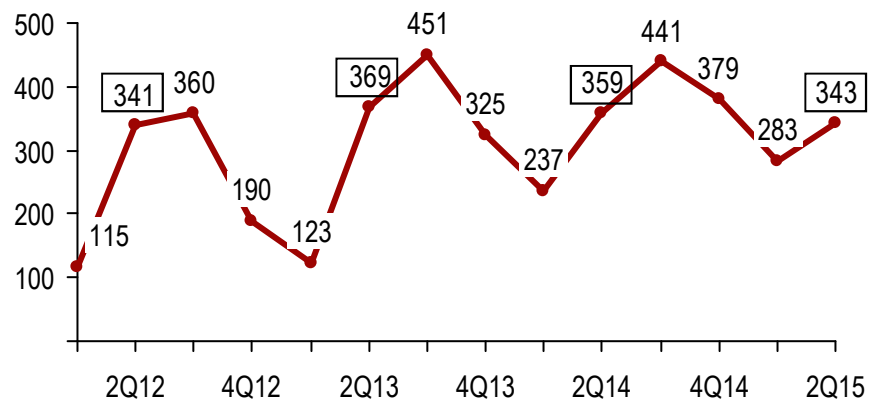
# Detal – EBITDA LIFO

Bardzo dobry wynik pomimo niższych marż paliwowych (r/r)



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

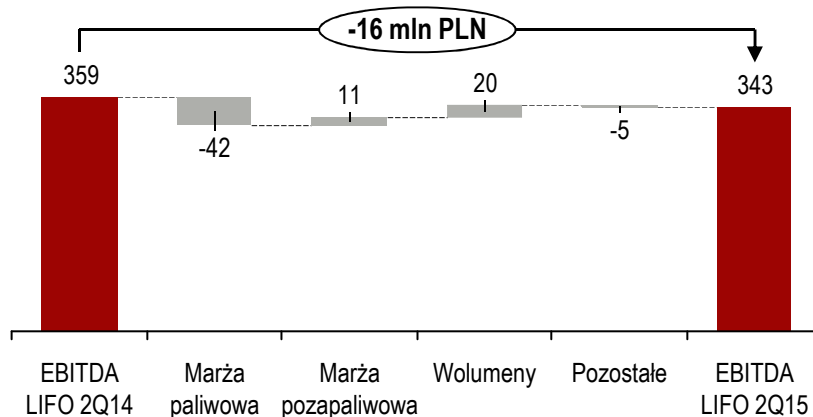
mln PLN



- Wzrost wolumenów sprzedaży łącznie o 1% (r/r)
- Wzrost udziałów w Polsce i Czechach (r/r)
- Poprawa marż paliwowych na rynku niemieckim oraz pozapaliwowych (r/r) na rynku polskim i czeskim
- 1308 punktów Stop Cafe i Stop Cafe Bistro w Polsce; wzrost o 159 punktów (r/r)

**EBITDA LIFO – wpływ czynników**

mln PLN



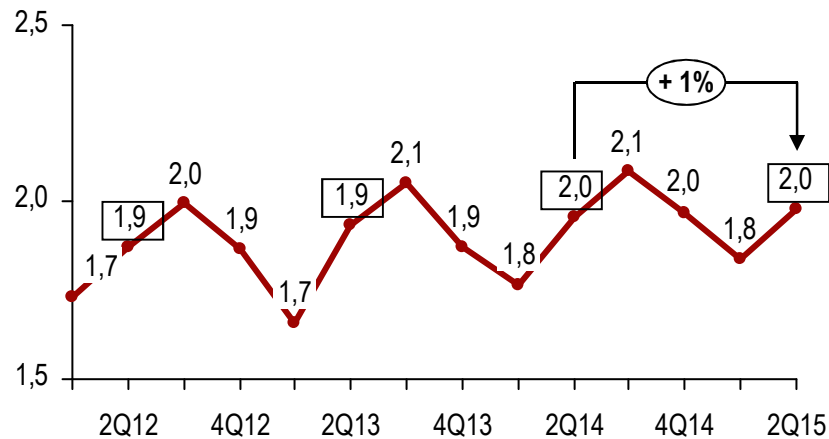
- Zmniejszenie poziomu marż paliwowych na rynku polskim, czeskim i litewskim oraz pozapaliwowych na rynku niemieckim

# Detal – dane operacyjne

## Wzrost sprzedaży o 1% (r/r) oraz dalszy rozwój oferty pozapaliwowej





### Wolumeny sprzedaży

mt



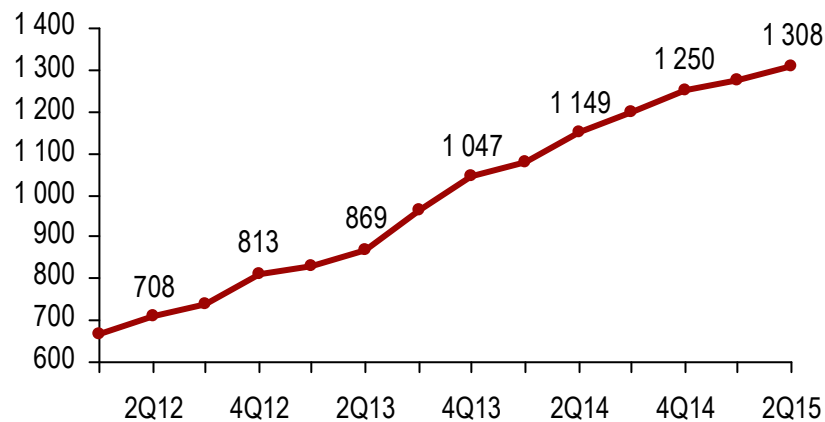
### Liczba stacji i udziały w rynku (wolumenowe)

#, %

	# stacji	Δ r/r	% rynku	Δ r/r
 <b>PL</b>	1 760	-1	36,9%	0,9 pp
 <b>DE</b>	558	2	5,8%	0,0 pp
 <b>CZ</b>	338	0	15,2%	0,3 pp
 <b>LT</b>	26	0	3,5%	0,0 pp

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

#



- Wzrost sprzedaży łącznie o 1% (r/r), w tym: wzrost w Polsce o 4% (r/r) i Czechach o 8% (r/r), przy porównywalnej sprzedaży na Litwie (r/r) oraz spadku sprzedaży w Niemczech o (-) 5% (r/r)
- Wzrost udziałów w Polsce o 0,9 pp i Czechach o 0,3 pp (r/r)
- 2682 stacji na koniec 2Q15 tj. wzrost łącznej liczby stacji o 1 (r/r), w tym: spadek w Polsce o (-) 1 stację przy wzroście w Niemczech o 2 stacje
- Dalszy rozwój oferty pozapaliwowej poprzez uruchomienie w 2Q15 kolejnych 31 nowych punktów Stop Cafe i Stop Cafe Bistro w Polsce

# Wydobycie

## Projekty poszukiwawcze w Polsce



Polska



### Projekty konwencjonalne

#### Projekt Sieraków

- W 2Q15 prowadzono prace koncepcyjne związane z możliwością zagospodarowania części obszaru oraz kontynuowano analizy danych w celu weryfikacji perspektyw obszaru i aktualizacji programu prac

#### Projekt Karbon

- W 2Q15 prowadzono prace przygotowawcze do akwizycji nowych danych sejsmicznych 3D na koncesji Lublin oraz Garwolin
- Podjęto decyzję o wstrzymaniu dalszych prac oraz rezygnacji z koncesji konwencjonalnej Bełżyce. Dokonano odpis z tyt. utraty wartości aktywów w kwocie (-) 8 mln PLN

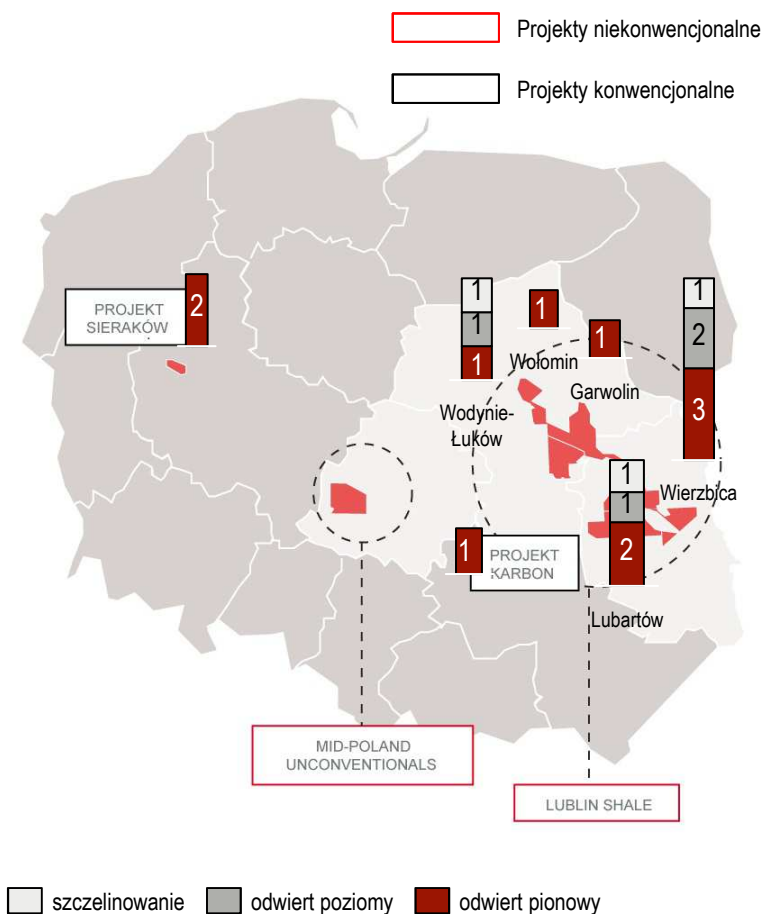
### Projekty niekonwencjonalne

#### Lublin Shale

- W 2Q15 prowadzono analizy danych pozyskanych z otworu na koncesji Wołomin wykonanym w 1Q15
- Przeprowadzono weryfikację perspektywiczności obszaru i zaplanowano redukcję powierzchni koncesji. W wyniku oceny dokonano odpis z tyt. utraty wartości aktywów o wartości (-) 421 mln PLN

#### Mid-Poland Unconventionals

- W 2Q15 zakończono akwizycję i przetwarzanie danych sejsmicznych 2D, trwają analizy pozyskanych danych



- EBITDA 2Q15\*: (-) 10 mln PLN
- EBITDA 6M15\*: (-) 17 mln PLN
- CAPEX 2Q15: 3 mln PLN
- CAPEX 6M15: 34 mln PLN

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

### Kanada

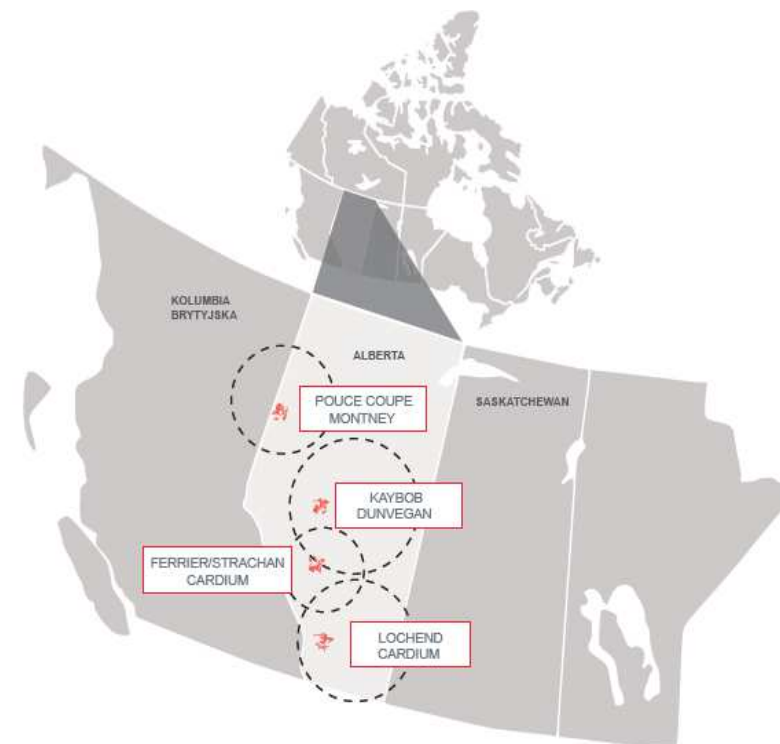


#### Aktywa

- 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)

#### 2Q15

- W 2Q15 prowadzono prace nad budową instalacji przerobu gazu oraz wyposażeniem 5 odwiertów. Nowe wiercenia nie miały miejsca ze względu coroczną sezonową przerwę techniczną (tzw. spring break)
- Średnie wydobycie wyniosło ok. 7,4 tys. boe/d (43% węglowodory ciekłe)
- Wzrost wydobywania o 12% (kw/kw). Główne prace związane z modernizacją infrastruktury przesyłowej, które ograniczały wydobycie, zostały zakończone
- 2 kwietnia 2015r. spółka TriOil Resources Ltd. zmieniła nazwę na ORLEN Upstream Canada Ltd.



▪ **EBITDA 2Q15:** 23 mln PLN

▪ **CAPEX 2Q15:** 18 mln PLN

▪ **EBITDA 6M15:** 44 mln PLN

▪ **CAPEX 6M15:** 63 mln PLN



Najważniejsze wydarzenia 2kw.2015r.

Otoczenie makroekonomiczne

Wyniki finansowe i operacyjne

Płynność i inwestycje

Perspektywy na 2015r.

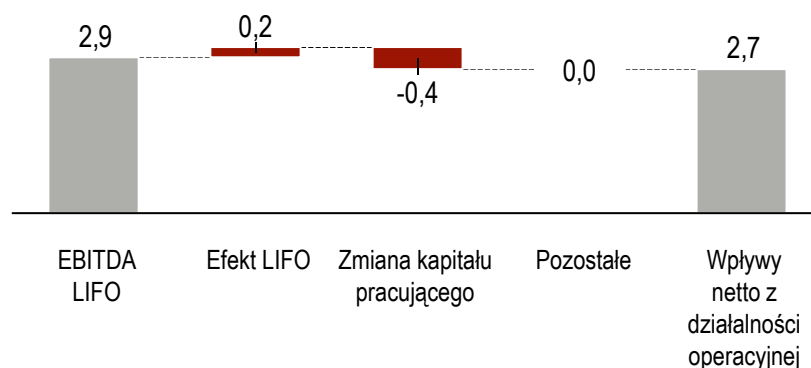
# Przepływy pieniężne

## 2,7 mld PLN wpływów z działalności operacyjnej



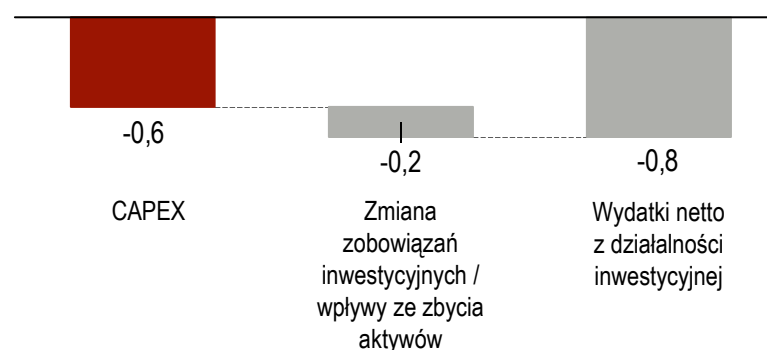
### Przepływy z działalności operacyjnej

mld PLN



### Przepływy z działalności inwestycyjnej

mld PLN



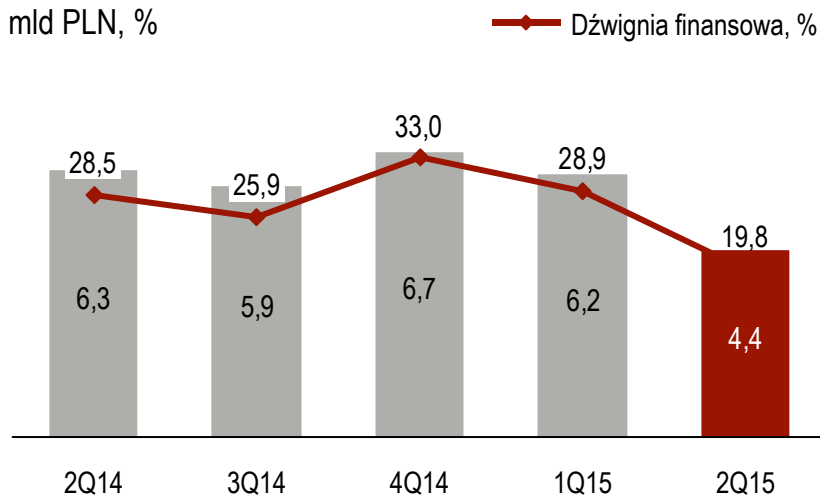
- Zwiększenie kapitału pracującego w 2Q15 o 0,4 mld PLN w rezultacie wzrostu należności spowodowanych wyższą sprzedażą wolumenową oraz zwiększeniem poziomu zapasów po nabyciu udziałów w Ceska Rafinerska przez Unipetrol
- Zapasy obowiązkowe wykazane w bilansie na koniec 2Q15 wyniosły 3,9 mld PLN, z czego w Polsce 3,5 mld PLN
- Na koniec 2Q15 sprzedana jest 1 transza zapasów obowiązkowych w ilości 1,0 mln t (obecna wartość 1,6 mld PLN). Transza została sprzedana w czerwcu 2014r. za kwotę 736 mln USD (2,2 mld PLN). Cena odkupu ropy w USD została zabezpieczona kontraktem terminowym, którego wycena rynkowa na koniec czerwca 2015r. wynosi (-) 1,1 mld PLN i jest ujęta w zobowiązaniach krótkoterminowych. Termin wykupu przypada na styczeń 2016r. z możliwością wcześniejszej realizacji



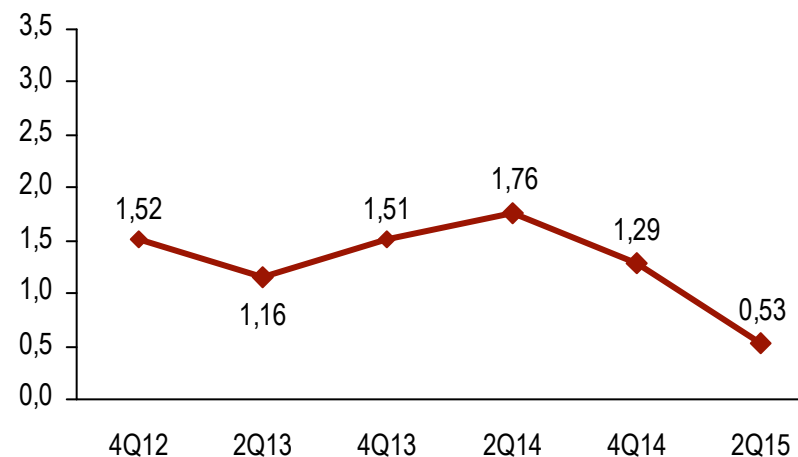
# Bezpieczny poziom zadłużenia i dźwigni finansowej



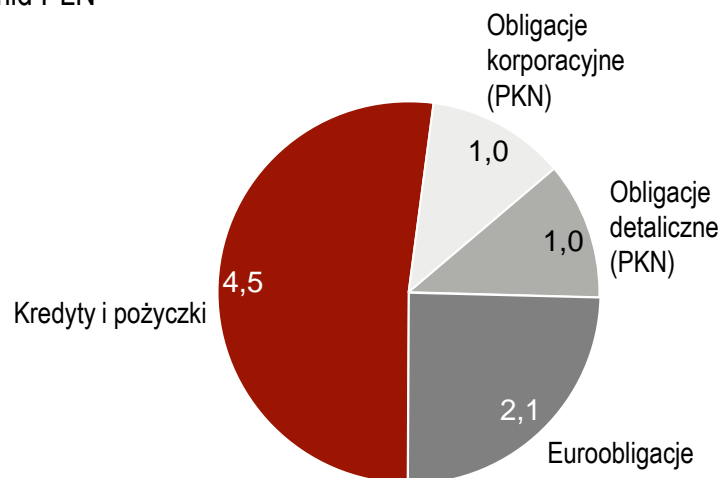
## Dług netto i dźwignia finansowa mld PLN, %



## Wskaźnik – dług netto/EBITDA LIFO



## Zdywersyfikowane źródła finansowania (dług brutto) mld PLN



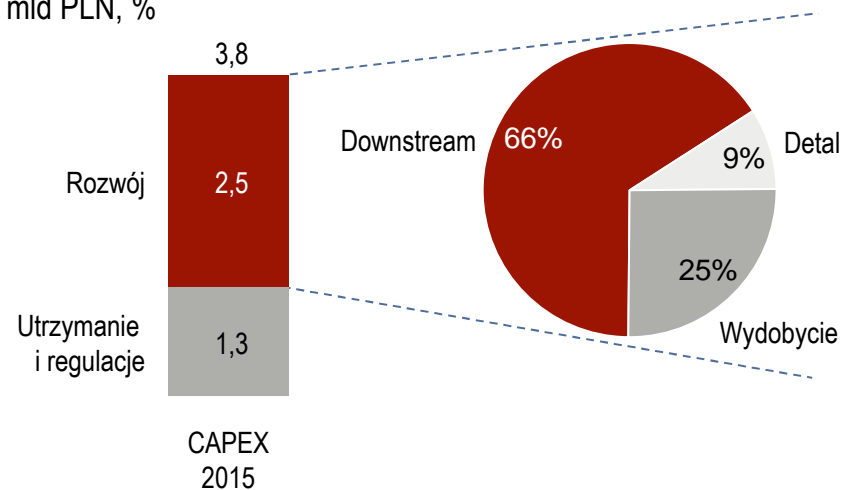
- Struktura walutowa długu brutto:  
EUR 57%, PLN 29%, USD 7%, CAD 4%, CZK 3%,
- Spadek zadłużenia netto o 1,8 mld PLN (kw/kw) w efekcie dodatnich wpływów z działalności operacyjnej w kwocie 2,7 mld PLN, pomniejszonych wydatkami inwestycyjnymi na poziomie (-) 0,8 mld PLN oraz wpływem różnic kursowych z przeszacowania kredytów walutowych i wyceny zadłużenia w łącznej kwocie (-) 0,1 mld PLN
- Średnia zapadalność kredytów przypada na 1Q19

# Nakłady inwestycyjne



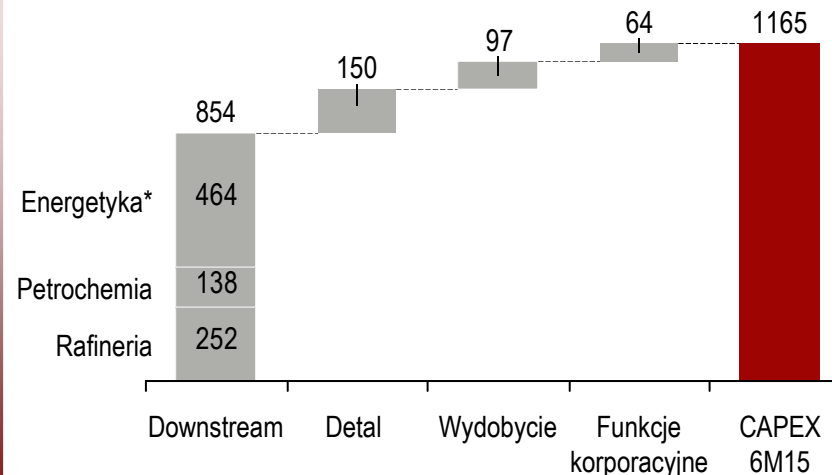
## Planowany CAPEX w 2015r.

mld PLN, %



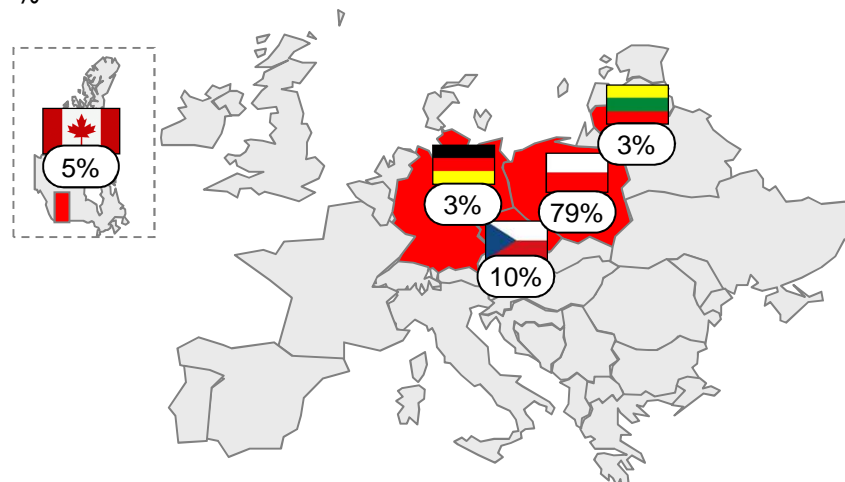
## Zrealizowany CAPEX 6M15 – podział na segmenty

mld PLN



## Zrealizowany CAPEX 6M15 – podział wg krajów

%



## Główne projekty rozwojowe w 2kw.15r.

### Downstream

- Budowa CCGT we Włocławku wraz z infrastrukturą
- Budowa CCGT Płock wraz z infrastrukturą
- Modernizacja Instalacji DRW-IV
- Wymiana sekcji konwekcyjnych pieców na Wytwórni Olefin II
- Budowa instalacji Metatezy

### Detal

- Uruchomiono 9 stacji paliw (w tym 2 stacje własne w Polsce), zmodernizowano 17, zamknięto 10
- Otwarto 31 punktów Stop Cafe i Stop Cafe Bistro w Polsce

### Wydobycie

- Kanada – 18 mln PLN
- Polska – 3 mln PLN

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

\*\* CAPEX 2Q15 wyniósł 582 mln PLN: rafineria 156 mln PLN, petrochemia 85 mln PLN, energetyka 212 mln PLN, detal 82 mln PLN, wydobycie 21 mln PLN, FK 26 mln PLN

Najważniejsze wydarzenia 2kw.2015r.

Otoczenie makroekonomiczne

Wyniki finansowe i operacyjne

Płynność i inwestycje

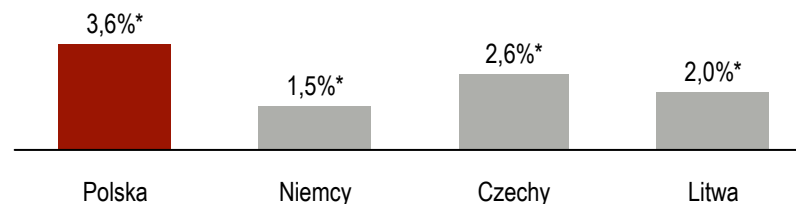
Perspektywy na 2015r.

## Otoczenie makroekonomiczne

- **Cena ropy Brent** – zakładamy stabilizację cen ropy na obecnych poziomach. 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. stabilny poziom cen ropy oraz wzrost konsumpcji paliw i produktów petrochemicznych

## Gospodarka – prognozy PKB

- **PKB** – oczekiwany poziom 3,6 proc. w 2015r. oraz 3,4 proc. w 2016r. - NBP (lipiec 2015)



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

## 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



**ORLEN. Napędzamy przyszłość.**

\* Polska (NBP, lipiec 2015); Niemcy (RGE, czerwiec 2015); Czechy (CNB, lipiec 2015); Litwa (Lietuvos Bankas czerwiec 2015)

# Dziękujemy za uwagę



**ORLEN**

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

telefon: + 48 24 256 81 80

faks: + 48 24 367 77 11

e-mail: [ir@orlen.pl](mailto:ir@orlen.pl)

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

# Agenda

---



Slajdy pomocnicze



## Wyniki – podział na kwartały (przed odpisami)



mIn PLN	2Q14*	1Q15	2Q15**	Δ r/r	6M14*	6M15**	Δ
Przychody	28 651	20 005	24 776	-14%	52 770	44 781	-15%
EBITDA LIFO	856	1 899	2 887	237%	1 824	4 786	162%
efekt LIFO	-147	-237	169	-	-324	-68	79%
EBITDA	709	1 662	3 056	331%	1 500	4 718	215%
Amortyzacja	-524	-452	-464	11%	-1 046	-916	12%
EBIT LIFO	332	1 447	2 423	630%	778	3 870	397%
EBIT	185	1 210	2 592	1301%	454	3 802	737%
Wynik netto	134	868	1 978	1376%	273	2 846	942%

\* Dane przed odpisem aktywów w wys. (-) 5002 mln PLN w 2Q14 (downstream) i (-) 5017 mln PLN za 6M14 oraz 'net investment hedge' w wys. (-) 833 mln PLN w części finansowej

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

## Wyniki – podział na segmenty (przed odpisami)



2Q14* mln PLN	Downstream*	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	Razem
EBITDA LIFO	612	359	27	-142	856
Efekt LIFO	-147	-	-	-	-147
EBITDA	465	359	27	-142	709
Amortyzacja	-393	-85	-20	-26	-524
EBIT	72	274	7	-168	185
EBIT LIFO	219	274	7	-168	332
2Q15** mln PLN	Downstream	Detal	Wydobycie**	Funkcje korporacyjne	Razem
EBITDA LIFO	2 703	343	13	-172	2 887
Efekt LIFO	169	-	-	-	169
EBITDA	2 872	343	13	-172	3 056
Amortyzacja	-314	-90	-39	-21	-464
EBIT	2 558	253	-26	-193	2 592
EBIT LIFO	2 389	253	-26	-193	2 423

\* Dane przed odpisem aktywów w wys. (-) 5002 mln PLN (downstream)

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

## EBITDA LIFO – podział na segmenty (przed odpisami)



mIn PLN	2Q14*	1Q15	2Q15**	Δ r/r	6M14*	6M15**	Δ
Downstream*	612	1 741	2 703	342%	1 445	4 444	208%
Detal	359	283	343	-4%	596	626	5%
Wydobycie**	27	14	13	-52%	58	27	-53%
Funkcje korporacyjne	-142	-139	-172	-21%	-275	-311	-13%
<b>EBITDA LIFO</b>	<b>856</b>	<b>1 899</b>	<b>2 887</b>	<b>237%</b>	<b>1 824</b>	<b>4 786</b>	<b>162%</b>

\* Dane przed odpisem aktywów w wys. (-) 5002 mln PLN w 2Q14 (downstream) i (-) 5017 mln PLN za 6M14 oraz 'net investment hedge' w wys. (-) 833 mln PLN w części finansowej

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

## Wyniki – podział na spółki (przed odpisami)



2Q15* mln PLN	PKN ORLEN S.A.	Unipetrol <sup>2)</sup>	ORLEN Lietuva <sup>2)</sup>	Pozostałe i korekty konsolidacyjne	Razem
Przychody	17 230	4 865	4 630	-1 949	24 776
EBITDA LIFO	1 371	591	515	410	2 887
Efekt LIFO <sup>1)</sup>	94	91	-21	5	169
EBITDA	1 465	682	494	415	3 056
Amortyzacja	-274	-71	-10	-109	-464
EBIT	1 191	611	484	306	2 592
EBIT LIFO	1 097	520	505	301	2 423
Przychody finansowe	536	29	-6	-489	70
Koszty finansowe	-538	29	-103	330	-282
Wynik netto	966	492	364	156	1 978

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

- 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	2Q14	2Q14*	1Q15	2Q15	Δ r/r	6M14	6M14*	6M15	Δ
Przychody	1 701	1 701	876	1 252	-26%	2 985	2 985	2 128	-29%
EBITDA LIFO	-1 376	0	101	134	-	-1 397	-21	235	-
EBITDA	-1 368	8	83	134	1575%	-1 397	-21	217	-
EBIT	-1 398	-22	81	131	-	-1 456	-80	212	-
Wynik netto	-1 400	-24	47	98	-	-1 452	-76	145	-

- Obniżenie przychodów ze sprzedaży na wszystkich rynkach o (-) 26% (r/r) w rezultacie niskich cen ropy wpływających na ceny produktów
- Wzrost sprzedaży wolumenowej o 17% (r/r) ze względu na wyższą sprzedaż morską o przy porównywalnej (r/r) sprzedaży lądowej
- Znacząca poprawa EBITDA LIFO o 134 mln USD (r/r) dzięki sprzyjającej sytuacji makroekonomicznej i rynkowej.
- Dodatni wpływ otoczenia makro na wynik EBITDA LIFO częściowo ograniczony ujemną wyceną transakcji zabezpieczających marżę rafineryjną ujętą w kosztach finansowych w wysokości (-) 28 mln USD w 2Q15
- Dalsza poprawa wskaźników operacyjnych: wzrost uzysku paliw o 4 pp (r/r) oraz wykorzystanie mocy produkcyjnych o 14 pp (r/r)
- CAPEX: 2Q15 – 2,4 mln USD / 6M15 – 8,7 mln USD

\* Dane ujmowane w konsolidacji Grupy ORLEN oraz bez odpisów aktualizujących wartość aktywów w 2Q14 w kwocie 1 376 mUSD

# Grupa UNIPETROL

## Główne elementy rachunku wyników



mln CZK	2Q14	2Q14*	1Q15	2Q15	Δ r/r	6M14	6M14*	6M15	Δ
Przychody	32 440	32 440	23 975	32 523	0%	61 249	61 249	56 498	-8%
EBITDA LIFO	-3 695	1 026	3 111	3 959	286%	-1 825	2 896	7 070	144%
EBITDA	-3 558	1 163	2 897	4 567	293%	-1 820	2 901	7 464	157%
EBIT	-4 174	547	2 444	4 090	648%	-3 046	1 675	6 534	290%
Wynik netto	-3 492	332	2 003	3 306	896%	-2 538	1 286	5 309	313%

- Wzrost przychodów ze sprzedaży w efekcie wyższej sprzedaży wolumenowej
- Wzrost wolumenów sprzedaży o 21,0% (r/r) dzięki zwiększonym mocom produkcyjnym po nabyciu 32% akcji CR od ENI oraz korzystnej sytuacji rynkowej, która pozwoliła na ulokowanie dodatkowego wolumenu na rynku
- Zwiększenie EBITDA LIFO o ponad 2,9 mld CZK (r/r) dzięki utrzymującej się korzystnej sytuacji makroekonomicznej, wyższym wolumenom sprzedaży segmentu downstream i detal oraz wyższym marżom na sprzedaży pozapaliwowej
- Wzrost przerobu ropy o 39% (r/r) do 1 845 tys. ton w efekcie wyższej dostępności mocy produkcyjnych po konsolidacji nabytych udziałów w CR od maja 2015r. W rezultacie wzrost wykorzystania mocy rafineryjnych o 5 pp (r/r) do 95% i stabilny poziom uzysku paliw
- CAPEX: 2Q15 – 471,5 mln CZK / 6M15 – 763,9 mln CZK

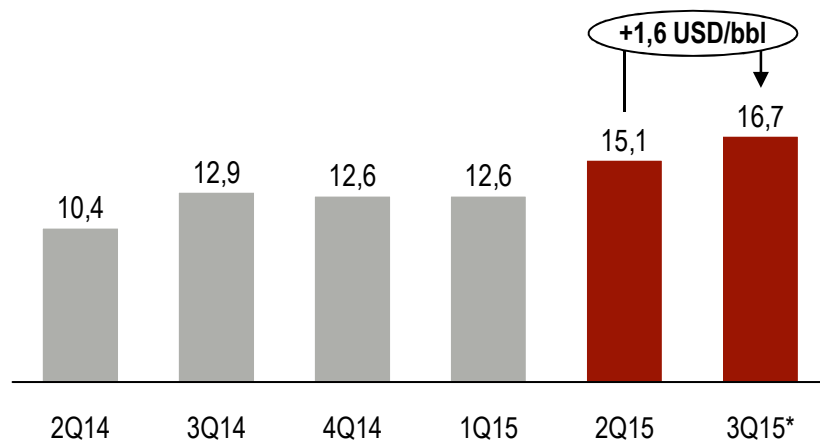
\* Dane ujmowane w konsolidacji Grupy ORLEN oraz bez odpisów aktualizujących wartość aktywów w 2Q14 w kwocie 4 721 mCZK

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



## Wzrost marży downstream

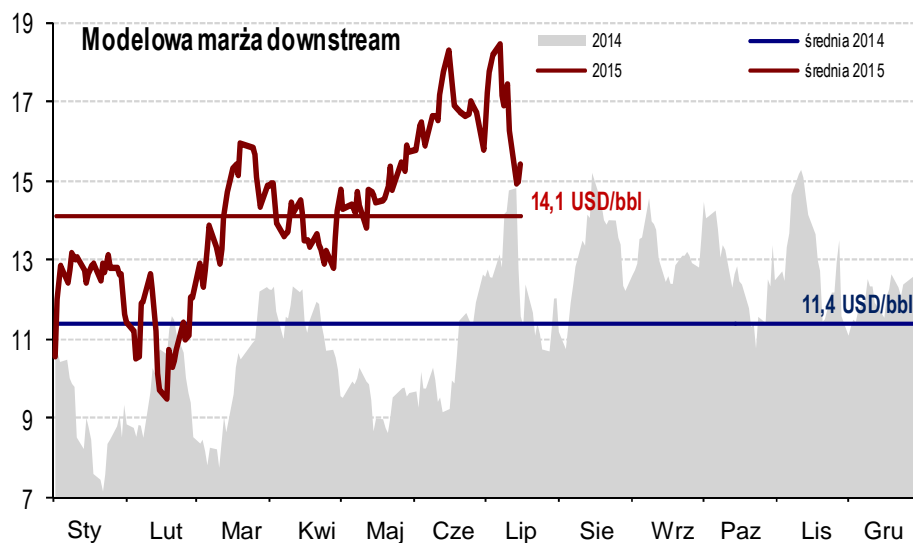
Modelowa marża downstream, USD/bbl



## Struktura produktowa marży downstream

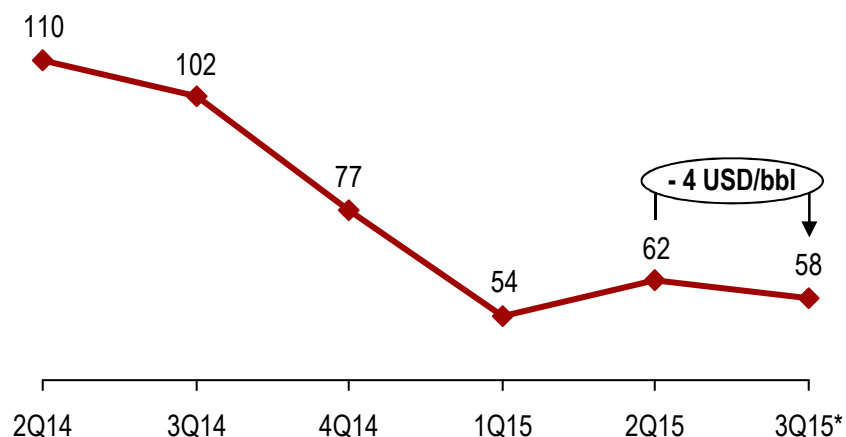
Marże (crack) z notowań

Produkty rafineryjne (USD/t)	3Q14	2Q15	3Q15*	Δ (kw/kw)	Δ (r/r)
ON	111	116	103	-11%	-7%
Benzyna	193	215	268	25%	39%
Ciężki olej opałowy	-215	-147	-144	2%	33%
SN 150	202	198	111	-44%	-45%
<b>Produkty petrochemiczne</b>					
Etylen	604	619	707	14%	17%
Propylen	557	557	612	10%	10%
Benzen	479	307	394	28%	-18%
PX	369	411	482	17%	31%



## Spadek cen ropy

Średnia cena ropy Brent, USD/bbl



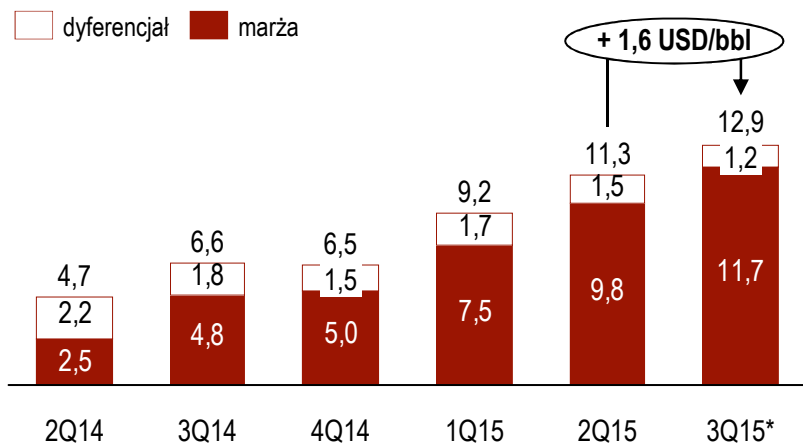
\* Dane do dnia 17.07.2015

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



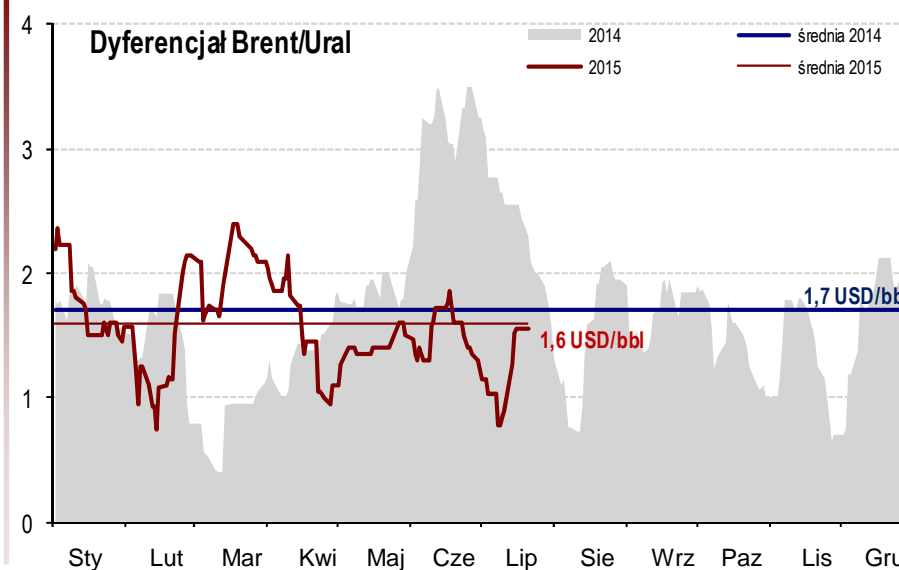
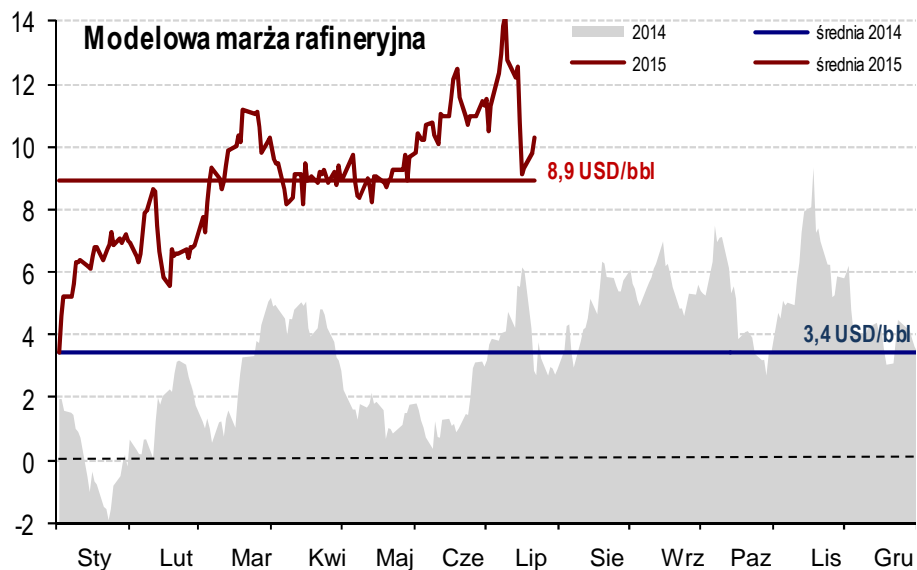
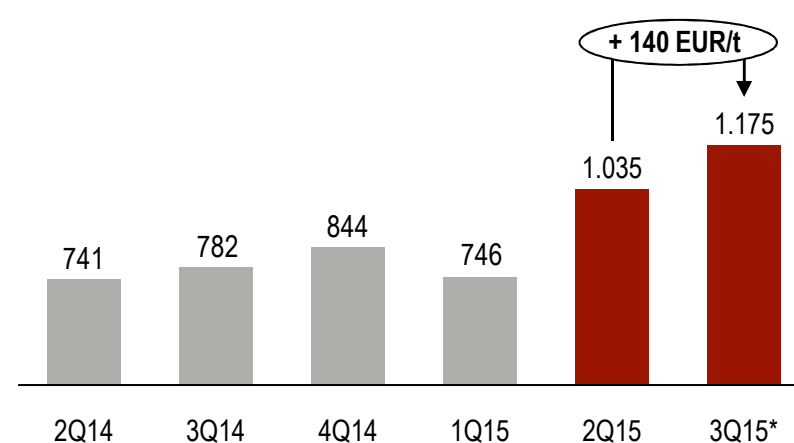
## Wzrost marży rafineryjnej i dyferencjału B/U

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



## Wzrost marży petrochemicznej

Modelowa marża petrochemiczna, EUR/t



\* Dane do dnia 17.07.2015



# Dane produkcyjne



	2Q14	1Q15	2Q15	Δ (r/r)	Δ (kw/kw)	6M14	6M15	Δ
<b>Przerób ropy w Grupie PKN ORLEN (tys. t)</b>	6 480	6 652	8 149	26%	23%	12 670	14 801	17%
Wykorzystanie mocy przerobowych w Grupie	80%	82%	95%	15 pp	13 pp	79%	89%	10 pp
<b>Rafineria w Polsce <sup>1</sup></b>								
Przerób ropy naftowej (tys. t)	3 232	3 533	4 058	26%	15%	6 735	7 591	13%
Wykorzystanie mocy przerobowych	79%	87%	100%	21 pp	13 pp	83%	93%	10 pp
Uzysk paliw <sup>4</sup>	75%	80%	77%	2 pp	-3 pp	76%	78%	2 pp
Uzysk średnich destylatów <sup>5</sup>	44%	48%	47%	3 pp	-1 pp	45%	47%	2 pp
Uzysk lekkich destylatów <sup>6</sup>	31%	32%	30%	-1 pp	-2 pp	31%	31%	0 pp
<b>Rafinerie w Czechach <sup>2</sup></b>								
Przerób ropy naftowej (tys. t)	1 331	1 243	1 845	39%	48%	2 456	3 088	26%
Wykorzystanie mocy przerobowych	90%	84%	95%	5 pp	11 pp	87%	90%	3 pp
Uzysk paliw <sup>4</sup>	81%	81%	80%	-1 pp	-1 pp	81%	80%	-1 pp
Uzysk średnich destylatów <sup>5</sup>	46%	46%	46%	0 pp	0 pp	46%	46%	0 pp
Uzysk lekkich destylatów <sup>6</sup>	35%	35%	34%	-1 pp	-1 pp	35%	34%	-1 pp
<b>Rafineria na Litwie <sup>3</sup></b>								
Przerób ropy naftowej (tys. t)	1 830	1 795	2 195	20%	22%	3 297	3 990	21%
Wykorzystanie mocy przerobowych	72%	70%	86%	14 pp	16 pp	65%	78%	13 pp
Uzysk paliw <sup>4</sup>	77%	71%	81%	4 pp	10 pp	75%	76%	1 pp
Uzysk średnich destylatów <sup>5</sup>	48%	43%	49%	1 pp	6 pp	46%	46%	0 pp
Uzysk lekkich destylatów <sup>6</sup>	29%	28%	32%	3 pp	4 pp	29%	30%	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 zaokrągleń

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](mailto:ir@orlen.pl)

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