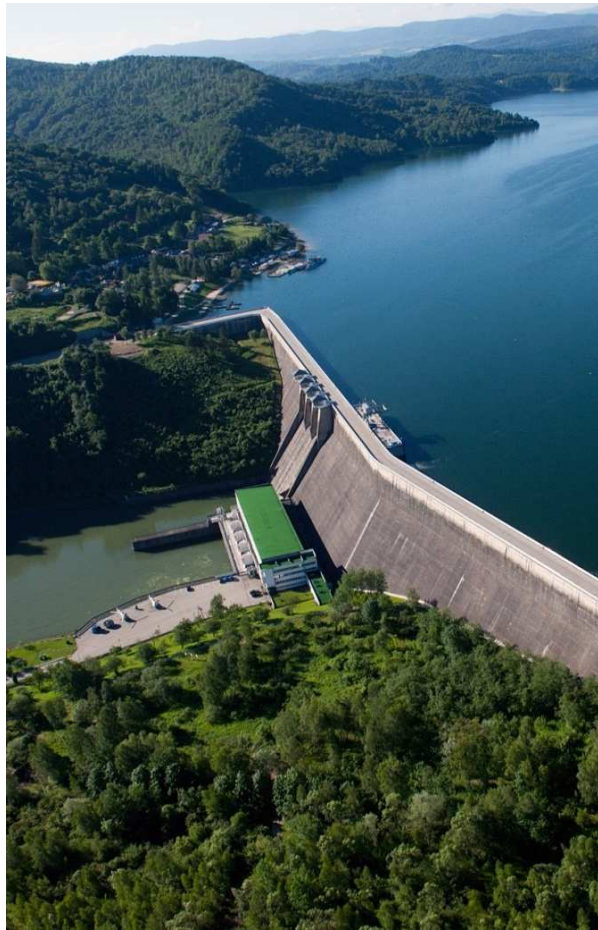


## Wyniki finansowe i operacyjne za III kwartał i 9 miesięcy 2015 r.

10 listopada 2015 r.



# Wyniki finansowe i operacyjne za III kwartał i 9 miesięcy 2015 r.



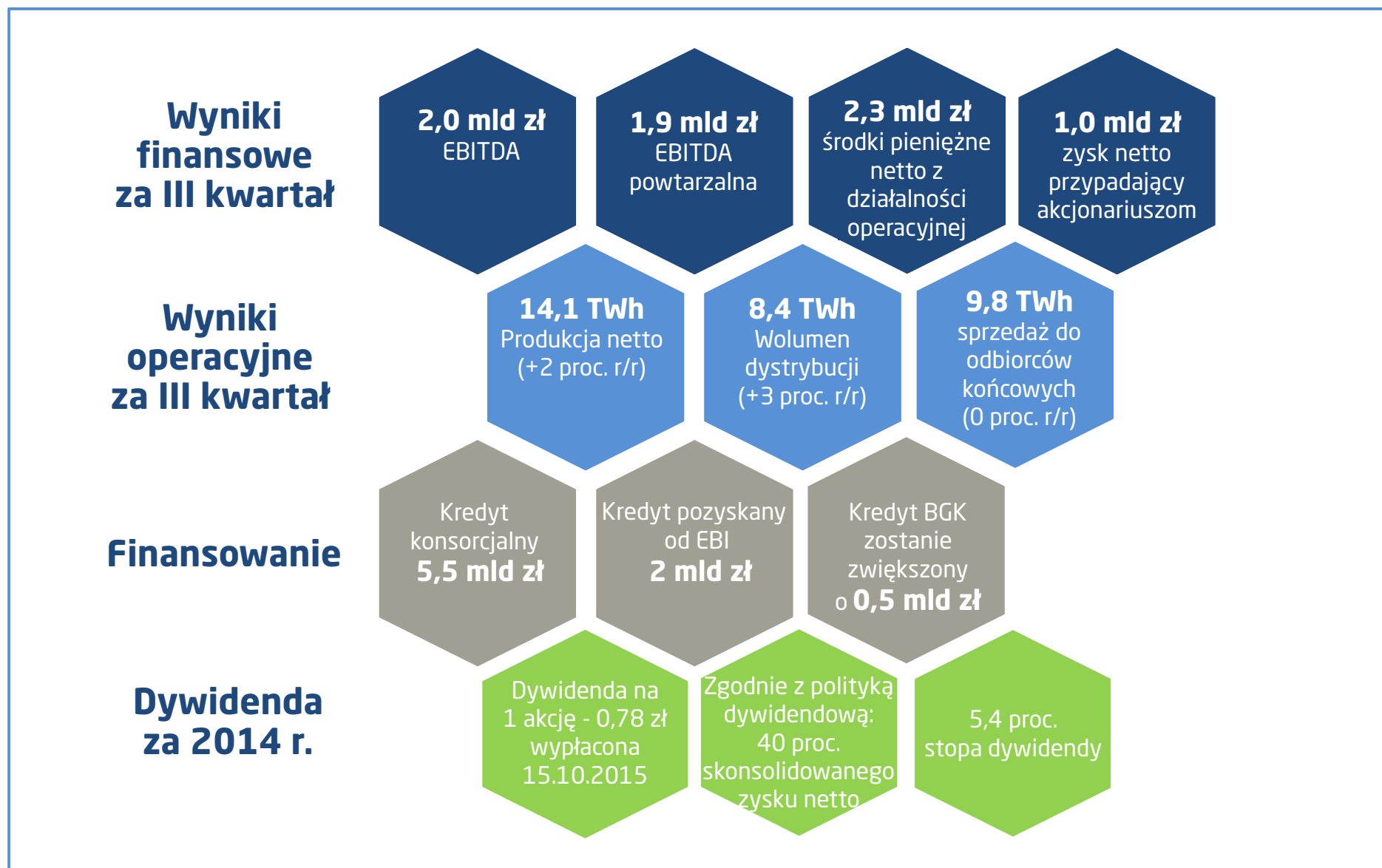
## Kluczowe wydarzenia



Marek Woszczyk

Prezes Zarządu

## Najważniejsze informacje dotyczące wyników za III kwartał i 9 miesięcy 2015 r.



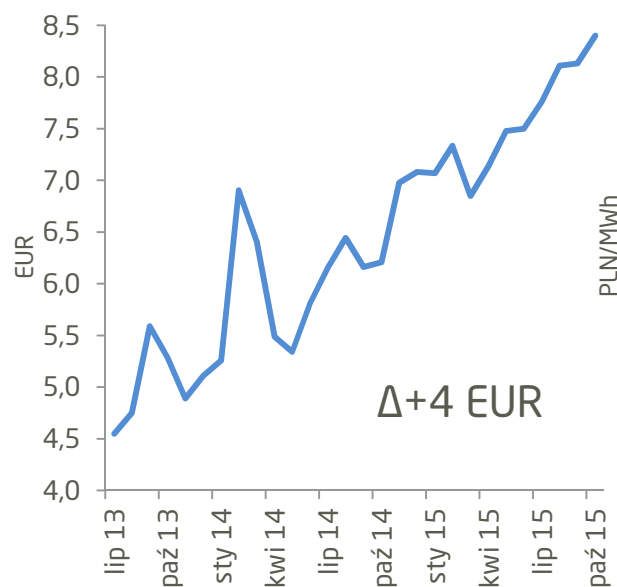
# Rosnący popyt z towarzyszącą presją na ceny

## Otoczenie makroekonomiczne

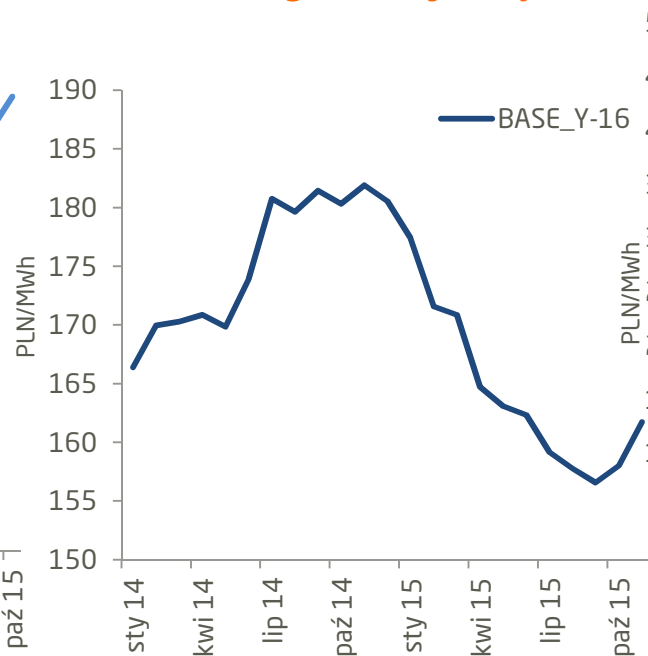
	III kw. 2015	III kw. 2014	9 m-cy 2015	9 m-cy 2014
Realny wzrost PKB (r/r)	3,3%*	3,4%	3,4%*	3,5%
Wzrost krajowego zużycia energii elektrycznej (r/r)	2,3%	1,7%	2,0%	0,3%
Krajowe zużycie energii elektrycznej [TWh]	39,28	38,40	119,19	116,89

\* Prognozowane

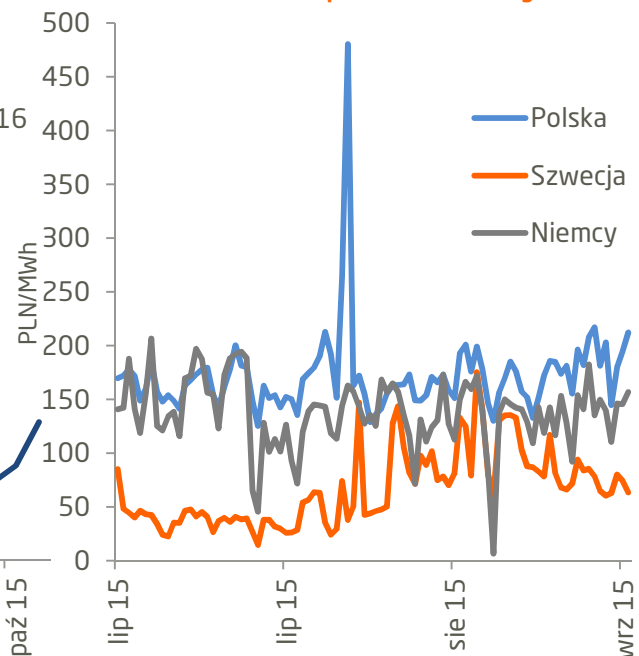
### CO2 (grudzień 2015)



### Cena energii elektrycznej w Polsce



### Tzw. peak cenowy



# Strategia rozwoju OSD na lata 2016-2020 zaproponowana przez regulatora...

## Nacisk na jakość...

Strategia PGE na lata 2014-2020 zawiera już plan redukcji SAIDI (średni czas przerw w dostawach prądu na odbiorcę) o 50 proc. do roku 2020,

**podczas, gdy Prezes URE proponuje model bardziej kompleksowy i nieco bardziej złożony**

### Zwrot z kapitału

$$= WRA * WACC * Q * WR$$

Q - współczynnik jakościowy

WR - współczynnik regulacyjny

### Regulacja jakości (Q) - zakres: 0,85-1,00

- SAIDI, SAIFI i czas realizacji podłączenia
- Oddzielnie dla każdego OSD

### Możliwość regulacji przez Prezesa URE (WR) - zakres: 0,9-1,1

- Oddzielnie dla każdego OSD
- W celu zrównoważenia wpływ ekstremalnych warunków pogodowych i wynagradzania innowacyjności OSD

## ... i tańszą działalność operacyjną ...

Działania podejmowane w oparciu o obowiązującą strategię firmy PGE przynoszą znaczny wzrost efektywności.

### Prezes URE przekazuje OSD kierunek planu redukcji

- **10% redukcji** (w ciągu 5 lat)
- Z uzasadnionym **wzrostem o 2,5%** wynikającym z rosnącej skali działalności
- Zmiany w modelu strat sieciowych

## ... podczas, gdy wynagrodzenie aktywów mniej motywuje do inwestycji

### Składniki średnioważonego kosztu kapitału (WACC)

Parametr	Aktualny model	Taryfy dla 2016
Stopa wolna od ryzyka (%)*	3,961	2,952
<b>Premia za ryzyko dla kapitału zewnętrznego (%)</b>	1,00	0,85
Koszt kapitału zewnętrznego (%)*	4,961	3,802
<b>Asset beta</b>	0,400	0,350
<b>Equity beta*</b>	0,800	0,697
<b>Premia za ryzyko dla kapitału własnego</b>	4,60	4,00
Koszt kapitału własnego (%)	7,641	5,738
Udział kapitału zewnętrznego	0,50	0,55
<b>WACC przed opodatkowaniem, nominalny (%) *</b>	<b>7,197</b>	<b>5,279</b>

\* wartości aktualizowane okresowo



## ...i jej skutki

### Rażąca rozbieżność

- Wymagane inwestycje vs. cięcia na zwrocie z aktywów

### Zaburzona równowaga interesów

- Poprawa jakości usług wymaga inwestycji, które powinny zapewnić pozytywny przepływ środków pieniężnych

### Obawy dotyczące przewidywalności

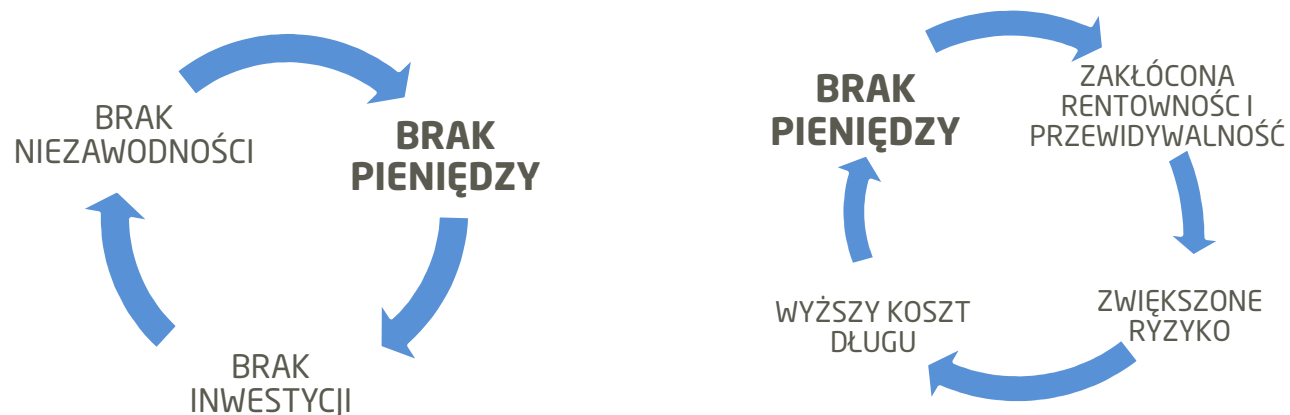
- Arbitralne wskaźniki rozmywają przewidywalność biznesu i zwiększają ryzyko kredytowe

### WACC w Dystrybucji w 2016 r.

- Polska **5,279%**
- Średnia europejska \* **6,929%**

### Błędne koła (od)tworzenia wartości

#### NIŻSZY ZWROT Z INWESTYCJI



# Program inwestycyjny - elektrownie konwencjonalne pod presją BAT

## Projekty w energetyce konwencjonalnej

### • Projekt Opole

- Zaawansowanie prac na poziomie ok. 24 proc., zgodnie z harmonogramem
- Niewielkie zmiany ze względu na oczekiwane konkluzje BAT

### • Projekt Gorzów

- Prace w zaawansowanym stadium
- Uruchomienie zaplanowane na pierwszą połowę 2016 r.

### • Projekt Turów

- W trakcie przeprojektowywania, w celu spełnienia wytycznych zawartych w konkluzjach BAT (limity dla nowych jednostek)
- Kwestie nakładów inwestycyjnych i wydłużenia czasu realizacji negocjowane z wykonawcą
- Postęp prac niezwiązanych z BAT

## Modernizacje

### • Bełchatów

- Bloki nr 9 i 10 w trakcie modernizacji, zgodnie z harmonogramem

### • Sieć dystrybucyjna

- Program "Herkules" - skrócenie długości planowanych przerw w dostawach.

## OZE

### • Farmy wiatrowe

- Przyspieszenie realizacji projektów wiatrowych
- Zakończenie planowane przed końcem 2015 r.
- Ok. 530 MW mocy w wietrze w grudniu 2015 r.

### • Fotowoltaika - pierwsze kroki

- 2400 paneli słonecznych o łącznej mocy 0,6 MW
- Szacowana roczna produkcja energii - min. 550 MWh brutto



# Wyniki finansowe i operacyjne za III kwartał i 9 miesięcy 2015 r.



## Szczegółowe wyniki finansowe i operacyjne



Magdalena Bartoś

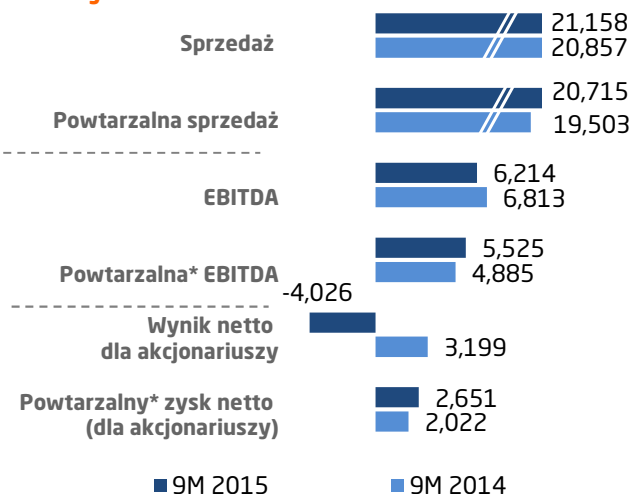
Dyrektor Zarządzająca ds. Ekonomiczno-Finansowych



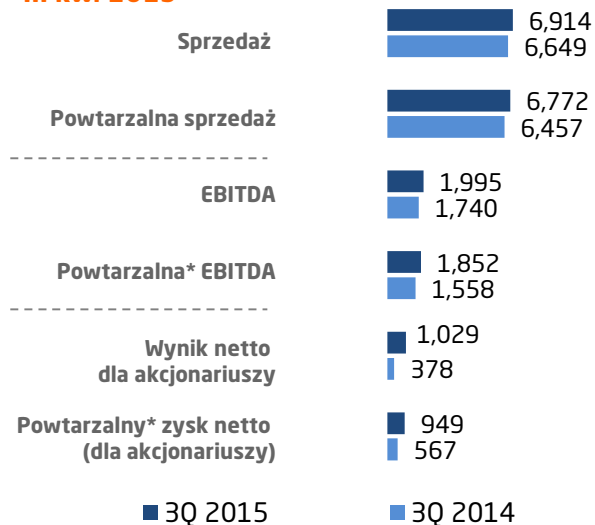
## Kluczowe wyniki finansowe

mln zł	III kw. 2015	III kw. 2014	r/r %	9 m-cy 2015	9 m-cy 2014	r/r %
Przychody	6.914	6.649	4%	21.158	20.857	1%
EBITDA	1.995	1.740	15%	6.214	6.813	-9%
Powtarzalna* EBITDA	1.852	1.558	19%	5.525	4.885	13%
Zysk (strata) netto dla akcjonariuszy	1.029	378	172%	-4.026	3.199	n.a.
Zysk na akcję z wyłączeniem odpisu**(PLN)	0,57	0,21	171%	1,72	1,75	-2%
Przypływy gotówkowe netto z działalności operacyjnej	2.255	2.849	-21%	5.217	4.433	18%
CAPEX	2.505	1.627	54%	5.837	3.859	51%
Dług netto (koniec okresu)	101	462***				
<b>Ratingi kredytowe</b>	Rating	Perspektywa				
Fitch	BBB+	Stabilna				
Moody's	Baa1	Stabilna				

### 9 m-cy 2015



### III kw. 2015

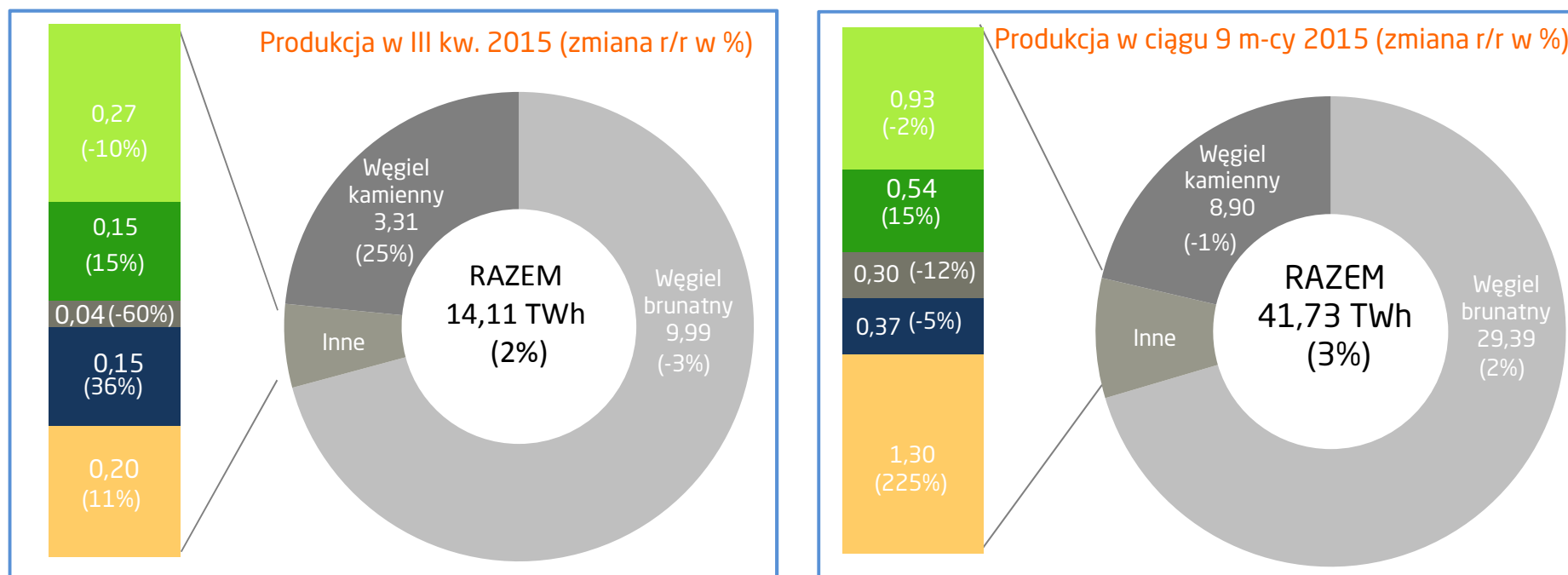


\*Powtarzalna = z wyłączeniem znaczących jednorazowych zdarzeń

\*\* Podstawa do wyliczenia dywidendy według nowej polityki dywidendowej

\*\*\* Stan na 30 czerwca 2015 r.

## Produkcja energii elektrycznej - podsumowanie



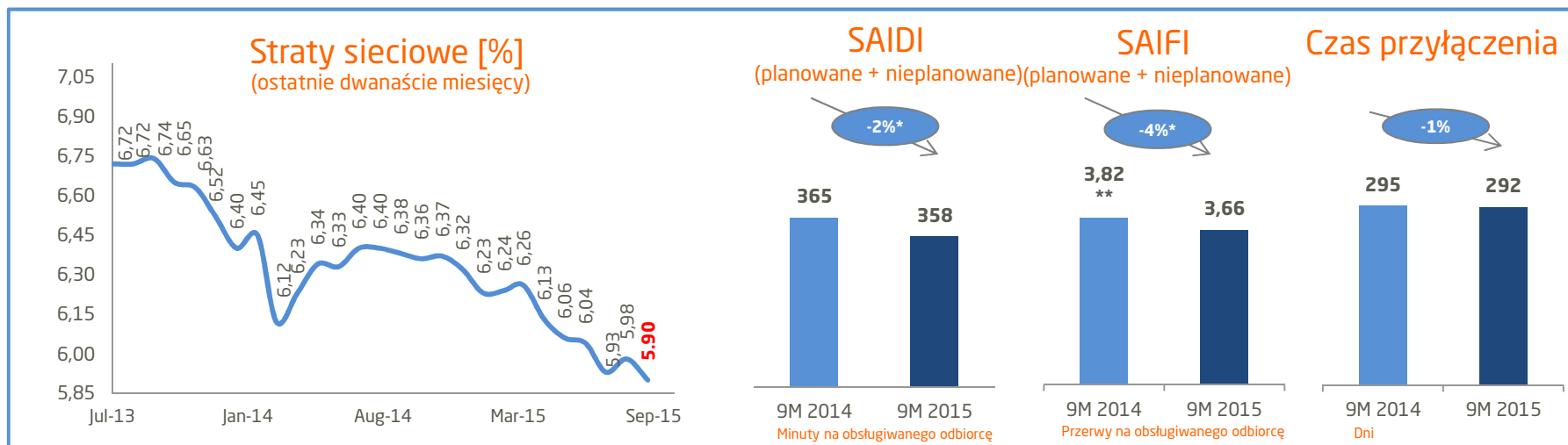
- Produkcja z węgla brunatnego spadła r/r w III kw. 2015 r. z powodu obciążeń remontowych w Turowie (bloki nr 2 i 5).
- Produkcja w elektrowniach zasilanych węglem kamiennym wzrosła r/r w III kw. 2015 r. w wyniku wznowienia produkcji w blokach nr 1 i 2 w Opolu, które były w naprawie przez większą część kwartału bazowego.
- Produkcja w elektrociepłowniach zasilanych węglem wzrosła r/r o 79 proc. w III kw. 2015 r. w wyniku wznowienia produkcji w Elektrowni Pomorzany (w czasie naprawy w kwartale bazowym), uruchomienia turbozespołu w Zgierzu w grudniu 2014 r. oraz większego wykorzystania przez Operatora Systemu Przesyłowego w Elektrociepłowni Bydgoszcz.
- Produkcja energii z aktywów wiatrowych wzrosła w wyniku lepszych warunków pogodowych oraz dzięki uruchomieniu w lipcu 2015 r. farmy wiatrowej w Karwicach o mocy 40 MW.
- Spadek produkcji w elektrowniach wodnych wynika z niekorzystnych warunków naturalnych.

# Koncentracja na wydajności

## Aktywa wytwórcze

	Węgiel brunatny	Węgiel kamienny	Elektrociepłownie	Aktywa wiatrowe
Dyspozycyjność III kw. 2015 r.	84,3%	85,3%	82,9%	97,6%
Dyspozycyjność III kw. 2014 r.	86,0%	79,3%	81,1%	98,1%
Współczynnik obciążenia III kw. 2015 r.	85,7%	68,7%	61,8%	20,0%
Współczynnik obciążenia III kw. 2014 r.	88,6%	68,8%	62,0%	18,4%

## Aktywa dystrybucyjne

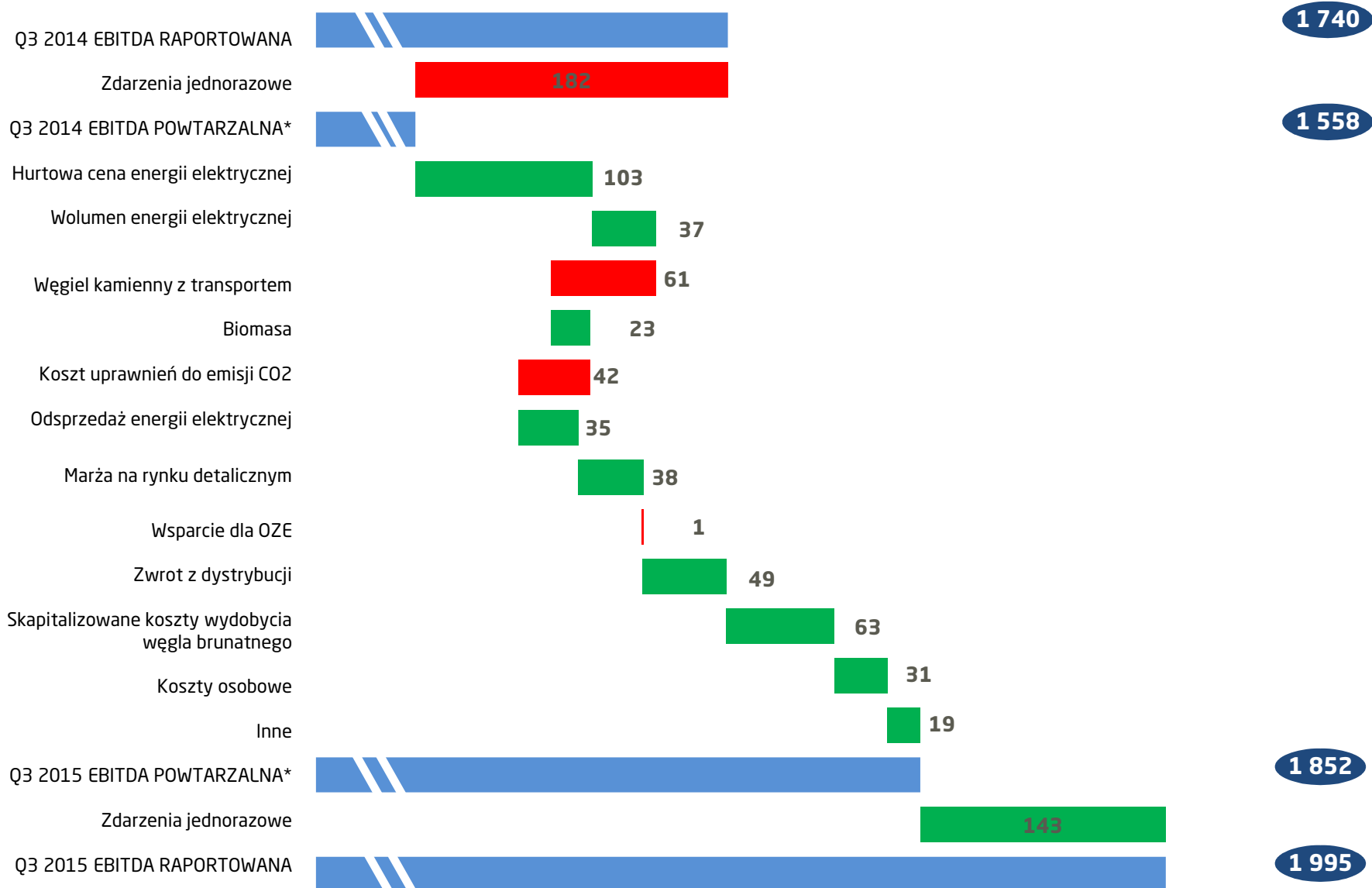


\* Burze w lipcu 2015 r. ograniczyły redukcję wskaźników

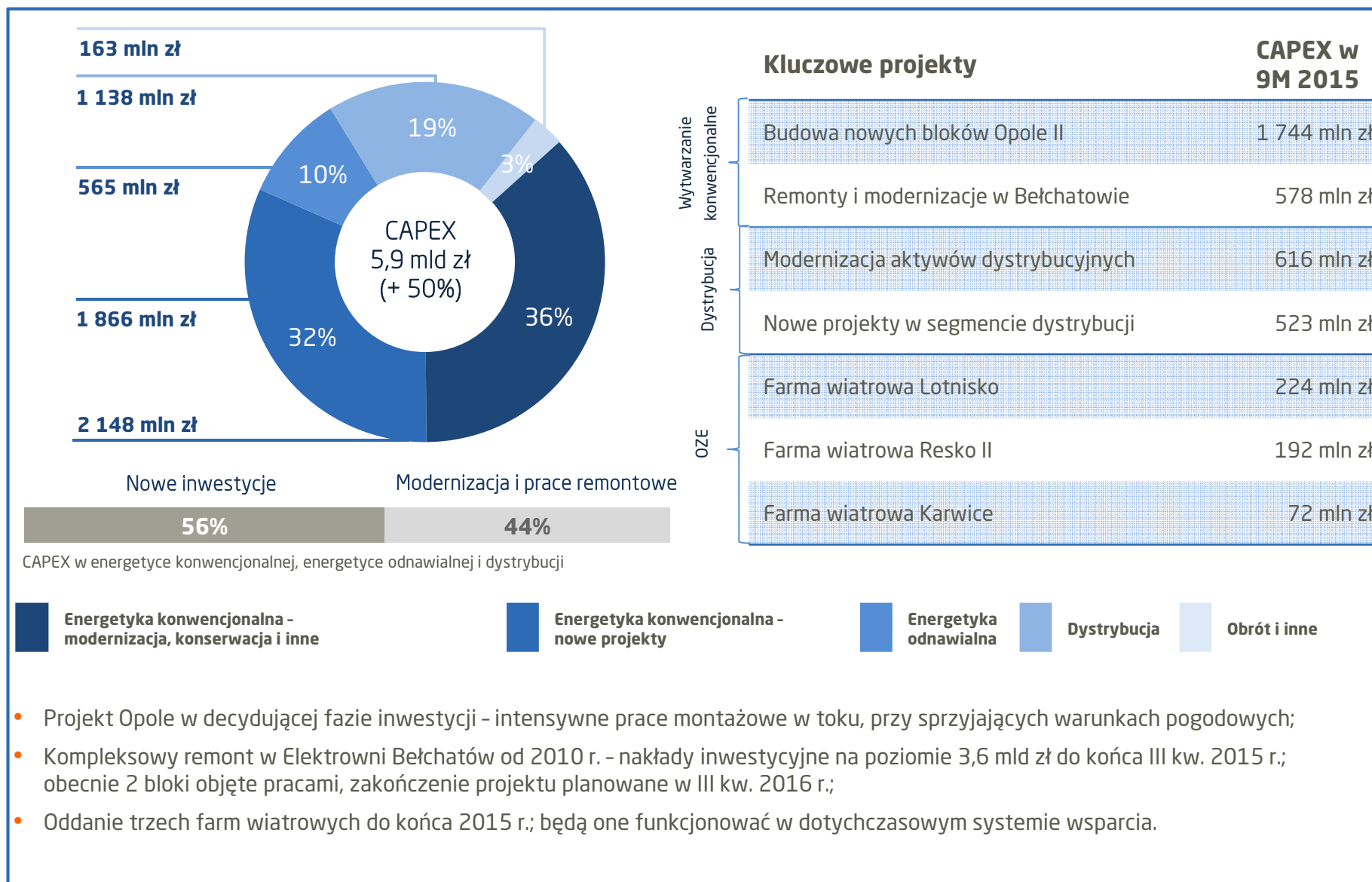
\*\* Wartość przybliżona, przekształcona zgodnie z nową metodologią

## Kształtowanie się EBITDA według głównych czynników budowy wartości

mln zł



## Nakłady inwestycyjne w trzech kwartałach 2015 r.





## W kierunku optymalnej struktury finansowania

### Zabezpieczone instrumenty finansowania do I połowy 2015 r.

- Euroobligacje na kwotę 638 mln euro w ramach programu EMTN o wartości do 2 mld euro
- Obligacje o łącznej wartości 1 mld zł w ramach programu obligacji krajowych do 5 mld zł
- Kredyt długoterminowy w BGK w wysokości 1 mld zł
- Kredyty w rachunku bieżącym w PKO BP SA (1 mld zł w kwietniu 2015 r.), Pekao SA (1 mld zł w lutym 2015 r.) i SG (250 mln zł w lipcu 2013 r., do lipca 2016 r.)
- Kredyty preferencyjne w ramach Narodowych i Regionalnych Funduszy Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

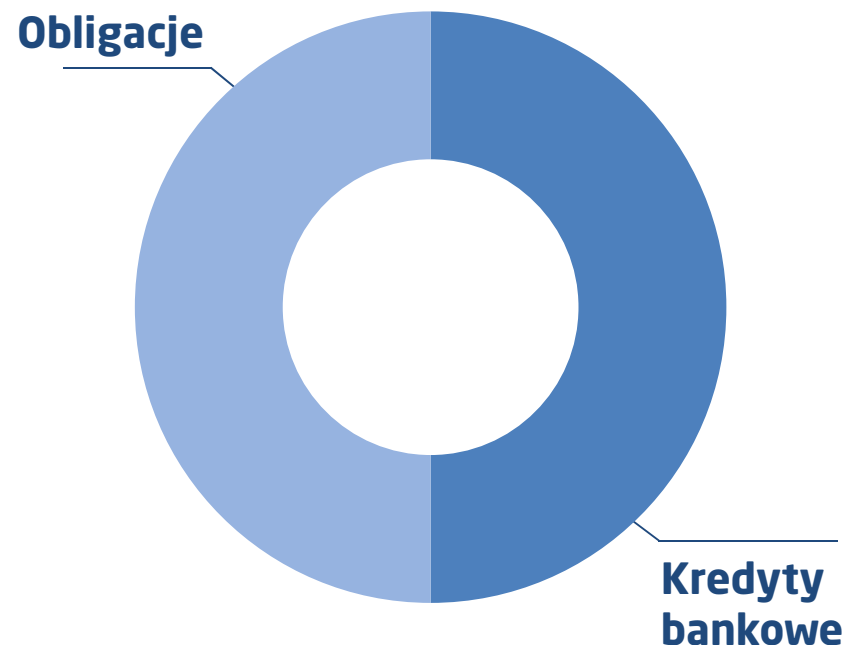
### Pozyskane w III kw. 2015

- Kredyt konsorcjalny w wysokości 5,5 mld zł
- Kredyty z Europejskiego Banku Inwestycyjnego w wysokości 2 mld zł

### Źródła finansowania w przyszłości

- Rozszerzenie kredytu z BGK o 500 mln zł
- Możliwa emisja euroobligacji w ramach programu EMTN do 2 mld euro
- Trwają rozmowy z EBOiR
- Dalsze kredyty preferencyjne do przyznania w ramach Narodowych i Regionalnych Funduszy Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

### Docelowa struktura finansowania



## Perspektywa EBITDA na rok 2015

Perspektywa 2015 vs 2014		Główne czynniki
<b>Energetyka konwencjonalna</b>	Wzrost wyniku powtarzalnego	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Średnia cena hurtowa za cały rok w zakresie 173-175 PLN/MWh</li> <li>+ Stabilne wolumeny produkcji z węgla brunatnego, natomiast niski dwucyfrowy (proc.) spadek produkcji z węgla kamiennego</li> <li>+ Wpływ wyższych wolumenów z kogeneracji gazowej będzie ograniczony wyższymi kosztami paliwa</li> <li>+ Kontynuacja programów optymalizacyjnych</li> <li>+ Spadek ceny węgla kamiennego - średni jednocyfrowy (proc.)</li> <li>+ Przychody ze „zwykłych” KDT za cały rok ok. 600 mln zł</li> <li>+ Jasna prognoza dotycząca uprawnień do emisji CO2</li> <li>- Wzrost niedoboru uprawnień do emisji CO2 o ok. 4 mln ton</li> </ul>
<b>Energetyka odnawialna</b>	Bez zmian	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Brak istotnych zmian mocy r/r</li> <li>+ Większa produkcja z farm wiatrowych ze względu na korzystne warunki pogodowe</li> <li>+ Projekty wiatrowe zostaną uruchomione do końca 2015 r. i będą wpływać na wyniki począwszy od 2016 r.</li> <li>- Negatywny skutek niższych cen zielonych certyfikatów</li> </ul>
<b>Obrót</b>	Wzrost	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Koncentrowanie się na podnoszeniu średniej marży</li> <li>+ Możliwy pozytywny wpływ niższych cen zielonych certyfikatów</li> </ul>
<b>Dystrybucja</b>	Bez zmian	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Baza aktywów regulowanych (WRA) wyceniona na 14,6 mld zł dla taryfy na 2015 r.</li> <li>+ Średnioważony koszt kapitału (WACC) na 2015 r. na poziomie 7,2% (przed podatkiem)</li> <li>+ Kontynuacja programów optymalizacyjnych</li> <li>- Obniżenie zwrotu z aktywów o 5% może mieć negatywny wpływ na EBITDA dystrybucji na poziomie 2%</li> </ul>

## EBITDA - perspektywa na 2016 r.

- **Otoczenie regulacyjne nie jest wystarczająco precyzyjne**, aby szczegółowo oszacować perspektywę 2016 r.
- Efektywności operacyjne i ograniczenie wydatków zostaną zaktualizowane po przeglądzie strategii PGE

Główne czynniki - prognoza		
	Czynniki pozytywne	Czynniki negatywne
<b>Energetyka konwencjonalna</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Spodziewany wzrost budżetu ORM</li> <li>+ Formuła cenowa węgla kamiennego umożliwi dalszy jednocyfrowy spadek kosztu jednostkowego</li> <li>+ Rekompensaty KDT oczekiwane powyżej 500 mln zł</li> <li>+ Przychody z dwóch bloków Elektrowni Dolna Odra przesuniętych do zimnej rezerwy mocy</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cena energii w kontrakcie terminowym</li> <li>- Niższa produkcja z węgla brunatnego po przesunięciu bloku 1 w Elektrowni Bełchatów do rezerwy szczytowej</li> <li>- Niższa produkcja energii z węgla kamiennego po przesunięciu dwóch bloków Elektrowni Dolna Odra do zimnej rezerwy</li> <li>- Wzrost niedoboru uprawnień do emisji CO2 o ok. 3,5 mln ton</li> </ul>
<b>Energetyka odnawialna</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Od stycznia moc zainstalowana na poziomie 530 MW zwiększy ilości wyprodukowanej energii w energetyce wiatrowej</li> <li>+ Ograniczenie podaży certyfikatów na energię odnawialną w zakresie nowej ustawy o OZE</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Negatywny wpływ odejścia od wsparcia dla dużych elektrowni wodnych (w przedziale 40 mln zł)</li> </ul>
<b>Obrót</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Nasycenie rynku</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Potencjalnie wyższe ceny certyfikatów</li> </ul>
<b>Dystrybucja</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Baza aktywów regulowanych (RAB) wyceniona w przedziale 15,1 mld zł dla taryfy na 2016 r.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Przewidywane cięcia wynagrodzenia aktywów i straty sieciowe mogą mieć negatywne skutki w wysokości nawet ok. 300 mln zł na poziomie EBITDA</li> </ul>

## Perspektywa CAPEX na lata 2015 i 2016

### Perspektywa 2015 vs 2014

#### Wzrost

- Projekt Opole II realizowany zgodnie z planem i wkracza w okres największych wydatków inwestycyjnych
- Kontynuacja projektu Gorzów
- Kontynuacja projektu Turów. Data uruchomienia została przesunięta o 3 miesiące ze względu na konieczne zmiany w projekcie, wynikające z bardziej rygorystycznych wymogów środowiskowych (BAT/BREF); Finalne decyzje dotyczące terminu i dodatkowych nakładów inwestycyjnych zapadną w najbliższych tygodniach
- Wzrost nakładów inwestycyjnych w obszarze dystrybucji mający wpływ na przyszłą rentowność aktywów
- Wzrost nakładów inwestycyjnych w OZE - nowe projekty o aktualnej mocy 178 MW

### Perspektywa na rok 2016

#### Porównywalny do 2015

- Projekt Opole będzie realizowany zgodnie z harmonogramem, wydatki utrzymane zostaną na stałym poziomie
- Projekt Gorzów zostanie sfinalizowany w I połowie 2016 r.
- Kontynuacja projekt Turów. Spodziewany wzrost nakładów inwestycyjnych
- Rozwój OZE w oczekiwaniu na wyniki aukcji - 90 MW w planach
- Pozostałe nakłady inwestycyjne zostaną określone po zakończeniu przeglądu strategii

---

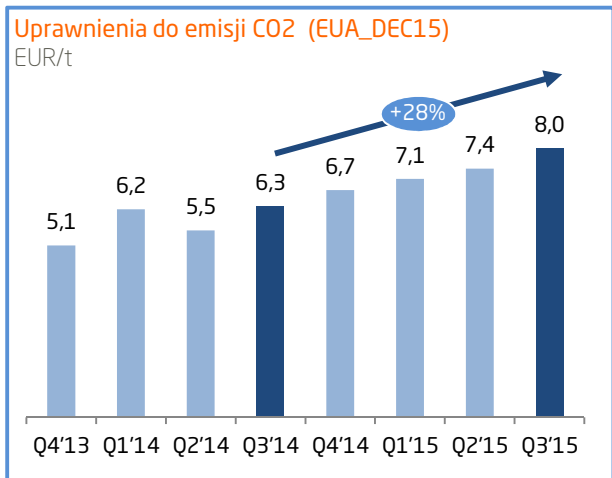
## Wyniki finansowe i operacyjne za III kwartał i 9 miesięcy 2015 r.



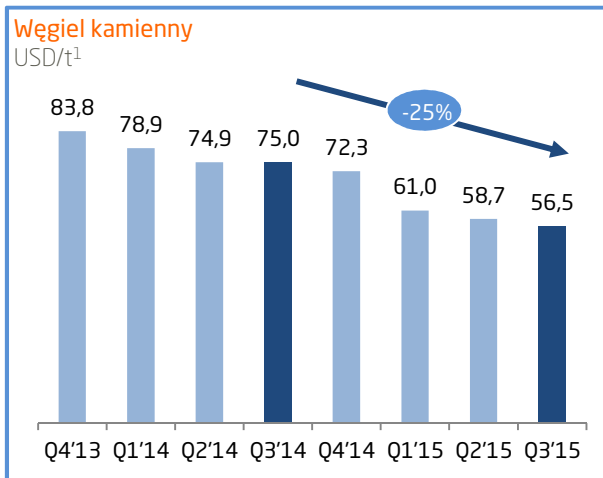
Informacja dodatkowa



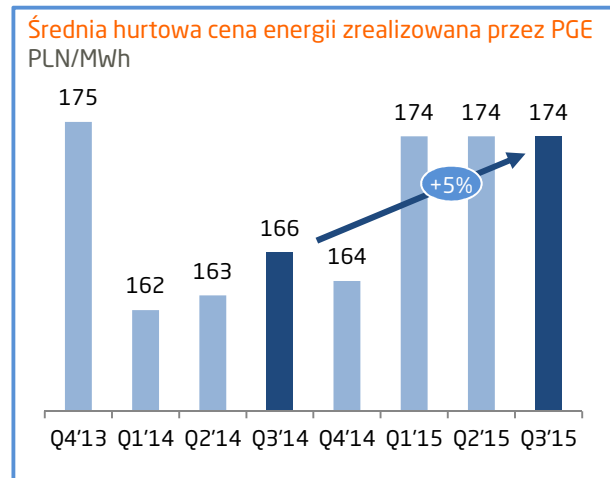
# Kontynuacja negatywnych trendów na rynku towarowym w III kw. 2015 r. Wyjątek: odbicie cen spot energii elektrycznej (perspektywa kwartał do kwartału)



Źródło: Bloomberg

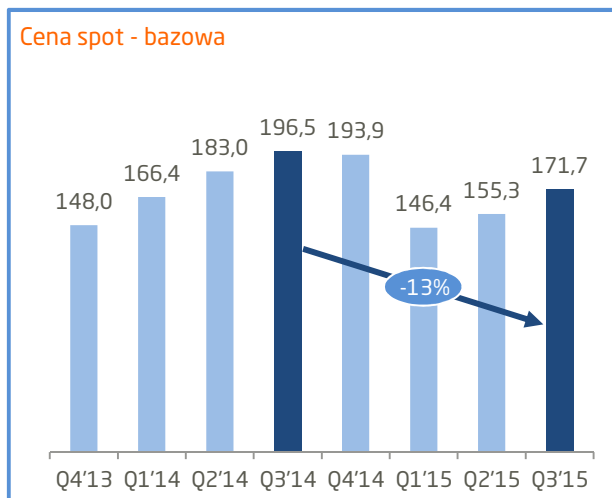


Źródło: Bloomberg

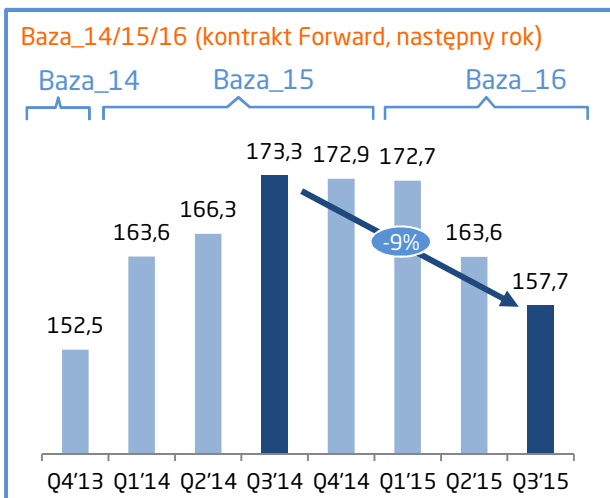
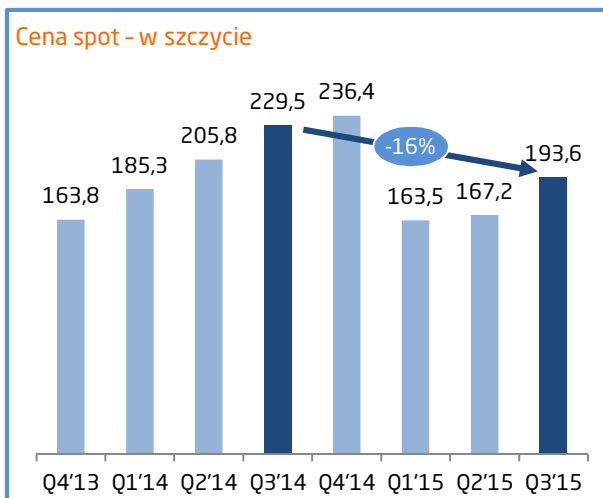


Źródło: PGE

**Średnie kwartalne ceny energii elektrycznej na TGE w latach 2013-2015**  
PLN/MWh

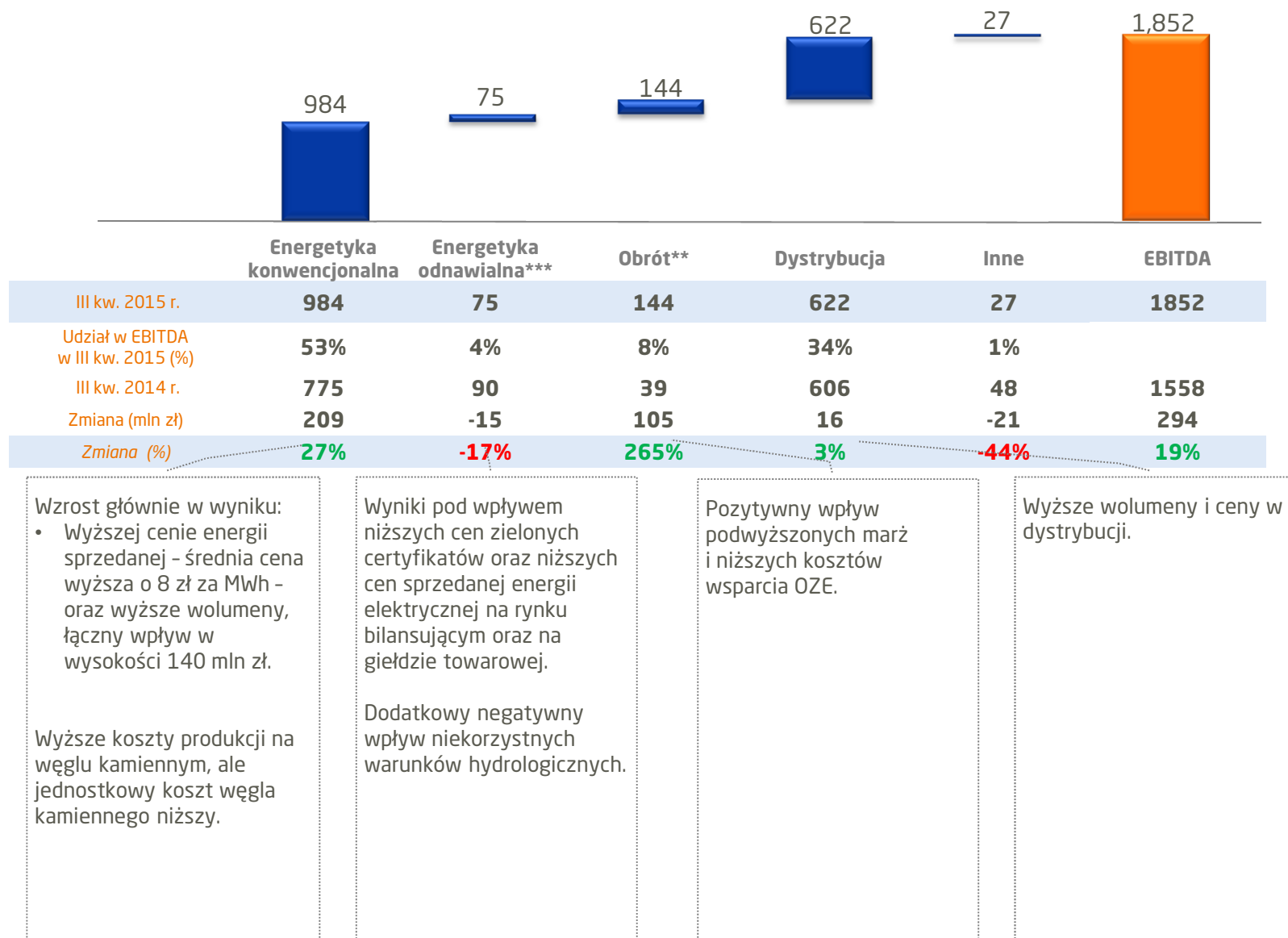


Źródło: TGE



<sup>1</sup> DES ARA bieżący miesiąc

## Powtarzalny\* zysk EBITDA w III kw. 2015 r.

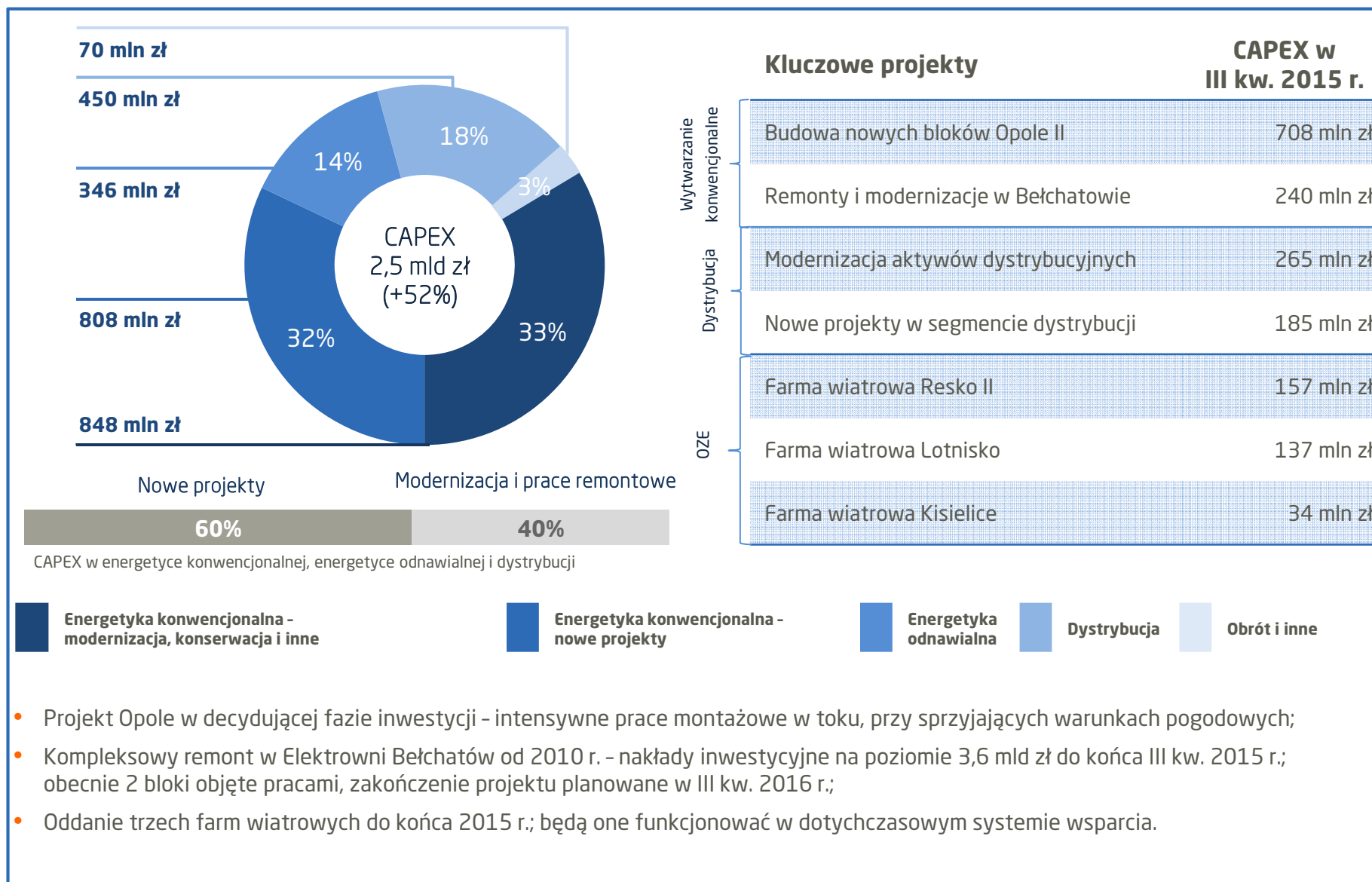


## Kluczowe dane operacyjne

Produkcja energii netto według źródeł (TWh)

	III kw. 2015 r.	III kw. 2014 r.	III kw. 2015 vs. III kw. 2014	9 m-cy 2015 r.	9 m-cy 2014 r.	9 m-cy 2015 vs. 9 m-cy 2014
Elektrownie opalane węglem brunatnym	10,03	10,44	-4%	29,64	29,15	2%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	3,18	2,59	23%	8,32	8,54	-3%
Elektrociepłownie opalane węglem	0,25	0,14	79%	0,92	0,78	18%
Elektrociepłownie opalane gazem	0,20	0,18	11%	1,30	0,40	225%
Elektrociepłownie opalane biomasą	0,11	0,11	0%	0,34	0,35	-3%
El. szczytowo-pompowe	0,15	0,11	36%	0,37	0,39	-5%
Elektrownie wodne	0,04	0,10	-60%	0,30	0,34	-12%
Elektrownie wiatrowe	0,15	0,13	15%	0,54	0,47	15%
<b>SUMA</b>	<b>14,11</b>	<b>13,80</b>	<b>2%</b>	<b>41,73</b>	<b>40,42</b>	<b>3%</b>
<b>OZE</b>	<b>0,46</b>	<b>0,53</b>	<b>-13%</b>	<b>1,77</b>	<b>1,76</b>	<b>1%</b>
w tym współspalanie biomasy	0,16	0,19	-16%	0,59	0,60	-2%

## Nakłady inwestycyjne w III kwartale 2015 r.



## Nakłady inwestycyjne

CAPEX za III kw. i 9 m-cy 2015 r. (mln zł)

Segment	III kw. 2015 r.	III kw. 2014 r.	III kw. 2015 r. vs III kw. 2014 r.	9 m-cy 2015 r.	9 m-cy 2014 r.	9 m-cy 2015 r. vs 9 m-cy 2014 r.
Energetyka konwencjonalna	1.656	1.219	36%	4.014	2.797	44%
Dystrybucja	450	318	42%	1.138	770	48%
Przyłączenie nowych odbiorców	144	126	14%	398	328	21%
Sieci dystrybucyjne	183	115	59%	467	267	75%
Energetyka odnawialna	346	87	298%	565	242	133%
Modernizacje i odtworzenie	5	12	-58%	20	23	-13%
Obrót, Pozostałe	70	35	100%	163	116	41%
<b>ŁĄCZNIE</b>	<b>2.522</b>	<b>1.659</b>	<b>52%</b>	<b>5.880</b>	<b>3.925</b>	<b>50%</b>
<b>ŁĄCZNIE (wraz z włączeniami)</b>	<b>2.505</b>	<b>1.627</b>	<b>54%</b>	<b>5.837</b>	<b>3.859</b>	<b>51%</b>



## Kluczowe dane finansowe

Dane skonsolidowane, MSR

	III kw. 2015 r. mln zł	III kw. 2014 r. Przekształcone mln zł	III kw. 2015 vs. III kw. 2014	9 m-cy 2015 mln zł	9 m-cy 2014 r. Przekształcone mln zł	9 m-cy 2015 r. vs. 9 m-cy 2014 r.
Przychody	6.914	6,649	4%	21.158	20.857	1%
rekompensaty KDT	142	192	-26%	443	1.354	-67%
Skorygowane przychody	6.772	6.457	5%	20.715	19.503	6%
EBITDA	1.995	1.740	15%	6.214	6.813	-9%
Skorygowana* EBITDA	1.852	1.558	19%	5.525	4.885	13%
EBIT	1.312	937	40%	-4.862	4.463	n.a.
Skorygowany* EBIT	1.210	784	54%	3.381	2.616	29%
Zysk netto (dla akcjonariuszy)	1.029	378	172%	-4.026	3.199	n.a.
Skorygowany* zysk netto (dla akcjonariuszy)	949	567	67%	2.651	2.022	31%
CAPEX (po korektach)	2.505	1.627	54%	5.837	3.859	51%
Przyływy pieniężne netto z dział. operacyjnej	2.255	2.849	-21%	5.217	4.433	18%
Przyływy pieniężne netto z dział. inwestycyjnej	-1.953	415	n.a.	-6.105	-4.635	32%
Marża EBITDA	29%	26%		29%	33%	
Skorygowana marża EBITDA	27%	24%		27%	25%	
Majątek obrotowy netto				4.981	6.753**	
Dług netto/12 mies.EBITDA				0,01x	-0,11x	



\*Zestawienie wydarzeń jednorazowych na następnej stronie

\*\*Na koniec 2014 r.

# Wyliczenie skorygowanej EBITDA i skorygowanego zysku netto

Zestawienie zdarzeń jednorazowych

Wyliczenie skorygowanej EBITDA

**Kluczowe zdarzenia jednorazowe**

	III kw. 2015	III kw. 2014	9 m-cy 2015	9 m-cy 2014
Rekompensaty KDT	-142	-192	-443	-1.354
Spory sądowe KDT	0	0	0	-246
Rezerwa rekultywacyjna (stopa dyskonta)	0	4	-193	211
Rozwiązanie rezerwy (darmowe CO2 na rok 2013)	0	0	0	-751
Program dobrowolnych odejść	0	7	0	166
Rezerwa aktuarialna	-1	-1	-53	46
<b>Suma korekt na poziomie EBITDA</b>	<b>-143</b>	<b>-182</b>	<b>-689</b>	<b>-1.928</b>
Odpis aktywów trwałych	41	29	8,932	81
<b>Suma korekt na poziomie EBIT</b>	<b>-102</b>	<b>-153</b>	<b>8,243</b>	<b>-1.847</b>

Wyliczenie skorygowanego wyniku netto dla akcjonariuszy

**Kluczowe zdarzenia jednorazowe**

	III kw. 2015	III kw. 2014	9 m-cy 2015	9 m-cy 2014
Rekompensaty KDT	-115	-155	-359	-1.092
Spory sądowe KDT	0	0	0	-198
Rezerwa rekultywacyjna (stopa dyskonta)	0	3	-156	170
Rozwiązanie rezerwy (darmowe CO2 na rok 2013)	0	0	0	-606
Program dobrowolnych odejść	0	6	0	134
Rezerwa aktuarialna	-1	-1	-43	37
Odpis aktywów trwałych*	36	23	7,235	65
Odpis obligacji (Autostrada Wielkopolska)	0	313	0	313
<b>Suma korekt na poziomie wyniku netto dla akcjonariuszy</b>	<b>-80</b>	<b>189</b>	<b>6,677</b>	<b>-1.177</b>

## Szczegółowe rozbięcie przychodów i kosztów w segmencie

Energetyka konwencjonalna (mln zł)

	III kw. 2015 r.	III kw. 2014 r.	III kw. 2015 r. vs. III kw. 2014 r.	9 m-cy 2015 r.	9 m-cy 2014 r.	9 m-cy 2015 r. vs. 9 m-cy 2014 r.
Przychody, w tym:	3.052	2.909	5%	9.478	9.567	-1%
Sprzedaż energii elektrycznej	2.667	2.451	9%	7.943	7.155	11%
Rekompensaty KDT	142	192	-26%	443	1.354	-67%
Sprzedaż ciepła	88	83	7%	482	444	9%
Sprzedaż świadectw pochodzenia energii	49	86	-43%	271	313	-14%
Koszty w układzie rodzajowym, w tym:	2.393	2.366	1%	16.404	7.286	125%
Amortyzacja*	382	461	-17%	10.208	1.360	651%
Zużycie materiałów	650	574	13%	2.181	1.883	16%
Zużycie energii	7	8	-8%	23	28	-17%
Usługi obce	280	339	-17%	798	959	-17%
Podatki i opłaty	402	357	13%	1.119	1.049	7%
Świadczenia pracownicze	631	589	7%	1.959	1.896	3%
Pozostałe koszty	41	38	7%	115	112	3%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	1.805	1.990	-9%	14.683	6.133	139%
Koszt własny sprzedaży	2.058	2.206	-7%	15.482	6.872	125%
EBIT	789	495	59%	-6.471	3.011	n.a.
EBITDA	1.126	956	18%	3.585	4.370	-18%

\* Amortyzacja prezentowana w kosztach rodzajowych wymaga skorygowania zanim zostanie użyta do wyliczenia EBITDA. Część kosztów rodzajowych (włączając amortyzację) została poniesiona na rzecz korzyści ekonomicznej w przyszłych okresach i z tego tytułu jest kapitalizowana.

## Szczegółowe rozbitcie przychodów i kosztów w segmencie

Energetyka odnawialna (mln zł)

	III kw. 2015 r.	III kw. 2014 r.	III kw. 2015 r. vs. III kw. 2014 r.	9 m-cy 2015 r.	9 m-cy 2014 r.	9 m-cy 2015 r. vs. 9 m-cy 2014 r.
Przychody, w tym:	168	178	-6%	546	593	-8%
Sprzedaż energii elektrycznej	69	80	-13%	239	261	-8%
Sprzedaż świadectw pochodzenia energii	31	45	-31%	122	161	-25%
Koszty w układzie rodzajowym, w tym:	152	145	5%	450	438	3%
Amortyzacja	59	56	6%	173	160	8%
Zużycie materiałów	1	1	5%	4	5	-2%
Zużycie energii	37	29	27%	95	102	-7%
Usługi obce	23	22	5%	64	56	14%
Podatki i opłaty	9	13	-28%	39	38	3%
Świadczenia pracownicze	19	19	1%	62	63	-2%
Pozostałe koszty	4	5	-24%	12	14	-10%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	136	127	8%	391	378	3%
Koszt własny sprzedaży	136	127	8%	391	378	3%
EBIT	17	34	-51%	105	164	-36%
EBITDA	76	90	-16%	278	324	-14%

## Szczegółowe rozbiecie przychodów i kosztów w segmencie

Dystrybucja (mln zł)

	III kw. 2015 r.	III kw. 2014 r.	III kw. 2015 r. vs. III kw. 2014 r.	9 m-cy 2015 r.	9 m-cy 2014 r.	9 m-cy 2015 r. vs. 9 m-cy 2014 r.
Przychody, w tym:	1.477	1.405	5%	4.478	4.253	5%
Sprzedaż z usług dystrybucyjnych	1.403	1.326	6%	4.234	4.015	5%
Pozostałe przychody operacyjne	48	53	-10%	165	155	6%
Koszty w układzie rodzajowym, w tym:	1.122	1.074	4%	3.417	3.314	3%
Amortyzacja	262	262	0%	778	754	3%
Zużycie materiałów	18	21	-13%	53	60	-13%
Zużycie energii	90	90	0%	309	340	-9%
Usługi obce	414	377	10%	1.220	1.130	8%
Podatki i opłaty	86	82	6%	265	253	5%
Świadczenia pracownicze	248	239	4%	783	765	2%
Pozostałe koszty	3	4	-10%	9	12	-19%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	1.047	994	5%	3.171	3.070	3%
Koszt własny sprzedaży	1.047	994	5%	3.171	3.070	3%
EBIT	360	344	5%	1.069	1.035	3%
EBITDA	622	606	3%	1.847	1.789	3%



## Szczegółowe rozbięcie przychodów i kosztów w segmencie

Obrót\* (mln zł)

	III kw. 2015 r.	III kw. 2014 r.	III kw. 2015 r. vs. III kw. 2014 r.	9 m-cy 2015 r.	9 m-cy 2014 r.	9 m-cy 2015 r. vs. 9 m-cy 2014 r.
Przychody, w tym:	3.802	3.543	7%	11.070	10.486	6%
Sprzedaż energii elektrycznej	2.299	2.168	6%	6.948	6.545	6%
Sprzedaż usług dystrybucyjnych	1.002	980	2%	3.034	2.986	2%
Sprzedaż świadectw pochodzenia energii	0	3	-100%	9	78	-88%
Koszty w układzie rodzajowym, w tym:	371	412	-10%	1.194	1.191	0%
Amortyzacja	6	4	37%	18	13	34%
Zużycie materiałów	2	1	23%	5	4	23%
Zużycie energii	1	1	-2%	3	2	18%
Usługi zewnętrzne	48	40	19%	152	119	28%
Podatki i opłaty	219	271	-19%	744	796	-7%
Świadczenia pracownicze	62	62	-1%	190	183	4%
Pozostałe koszty	34	32	7%	82	74	12%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	39	27	43%	102	71	43%
Koszt własny sprzedaży	3.333	3.124	7%	9.566	9.176	4%
EBIT	138	36	285%	405	187	117%
EBITDA	144	40	258%	423	200	111%

# Energetyka konwencjonalna - EBITDA w III kw. 2015 r.

Kluczowe zmiany w EBITDA (mln zł)



	EBITDA 2014	Produkcja ee ilość	Produkcja ee cena	Wynik na obrocie ee	Przychody KDT	Przychody RUS	Sprzedaż PM	Paliwa i transport	Koszty CO2	Koszty osobowe	Pozostałe koszty	Koszty aktywowane	EBITDA 2015
Odchylenie		<b>44</b>	<b>105</b>	<b>35</b>	<b>-50</b>	<b>6</b>	<b>-37</b>	<b>-42</b>	<b>-34</b>	<b>-42</b>	<b>6</b>	<b>179</b>	
EBITDA III kw'14	<b>956</b>	2.183		56	192	45	86	485	183	589		177	
EBITDA III kw'15		2.332		91	142	51	49	527	217	631		356	<b>1.126</b>

# Energetyka konwencjonalna - EBITDA w 9 miesiącach 2015 r.

Kluczowe zmiany w EBITDA (mln zł)



	EBITDA 2014	Produkcja - ilość	Produkcja - cena	Wynik na obrocie	Przychody KDT	Przychody RUS	Sprzedaż PM	Paliwa i transport	Koszty CO2	Koszty osobowe	Zmiany rezerwy rekultywacyjnej	Pozostałe koszty	Koszty aktywowane	EBITDA 2015
Odchylenie		<b>197</b>	<b>384</b>	<b>96</b>	<b>-1,156</b>	<b>31</b>	<b>26</b>	<b>-163</b>	<b>-804</b>	<b>-64</b>	<b>404</b>	<b>-142</b>	<b>406</b>	
EBITDA 9M'14	<b>4.370</b>	6.256		238	1.599	149	245	1.637	-248	1.895	-211		588	
EBITDA 9M'15		6.837		334	443	180	271	1.800	556	1.959	193		994	<b>3.585</b>

# Energetyka odnawialna - EBITDA w III kw. 2015 r.

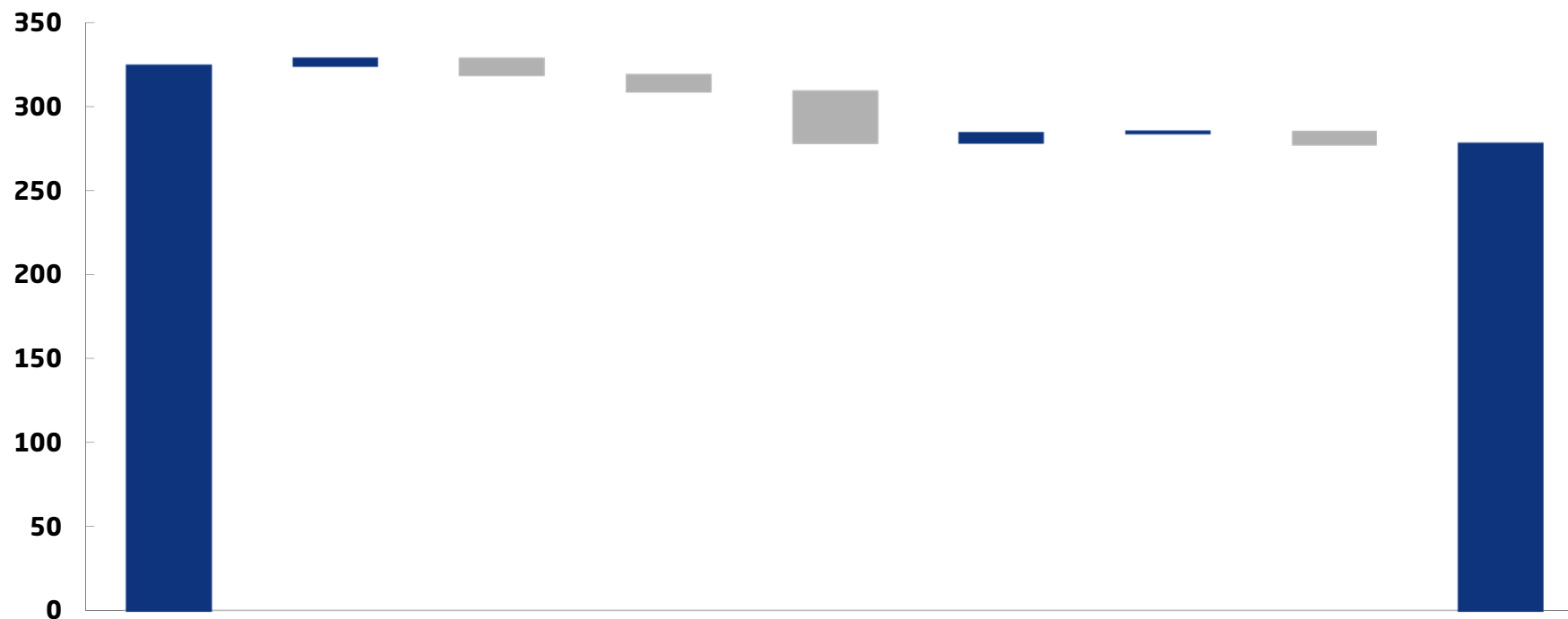
Kluczowe zmiany w EBITDA (mln zł)



	EBITDA 2014	Sprzedaż ee - wiatr	Sprzedaż PM - wiatr	Sprzedaż ee - woda	Sprzedaż PM - woda	Sprzedaż RUS	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA 2015
Odchylenie*		<b>3</b>	<b>0</b>	<b>-12</b>	<b>-14</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	
EBITDA III kw'14	<b>90</b>	23	26	19	20	59	19	37	
EBITDA III kw'15		26	26	7	6	64	19	33	<b>76</b>

## Energetyka odnawialna - EBITDA w 9 miesiącach 2015 r.

Kluczowe zmiany w EBITDA (mln zł)



	EBITDA 2014	Sprzedaż ee - wiatr	Sprzedaż PM - wiatr	Sprzedaż ee - woda	Sprzedaż PM - woda	Sprzedaż RUS	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA 2015
Odchylenie*		<b>4</b>	<b>-10</b>	<b>-10</b>	<b>-30</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>-6</b>	
EBITDA 9M'14	<b>324</b>	86	95	67	67	170	63	97	
EBITDA 9M'15		90	85	57	37	175	62	103	<b>278</b>

\* Z wyłączeniem przychodów i kosztów z rynku bilansującego nie mających wpływu na wynik EBITDA.

## Dystrybucja - EBITDA w III kw. 2015 r.

Kluczowe zmiany w EBITDA (mln zł)



EBITDA 2014	Wolumen dystrybuowanej ee	Zmiana taryfy dystrybucyjnej	Inne przychody*	Różnica bilansowa	Usługi przesyłowe PSE S.A.**	Koszty osobowe	Koszty stałe***	Pozostałe	EBITDA 2015
Odchylenie	<b>39</b>	<b>40</b>	<b>-7</b>	<b>0</b>	<b>-28</b>	<b>-9</b>	<b>1</b>	<b>-20</b>	
EBITDA III kw'14	<b>606</b>	1,272	107	90	310	239	101	33	
EBITDA III kw'15		1,351	100	90	338	248	100	53	<b>622</b>



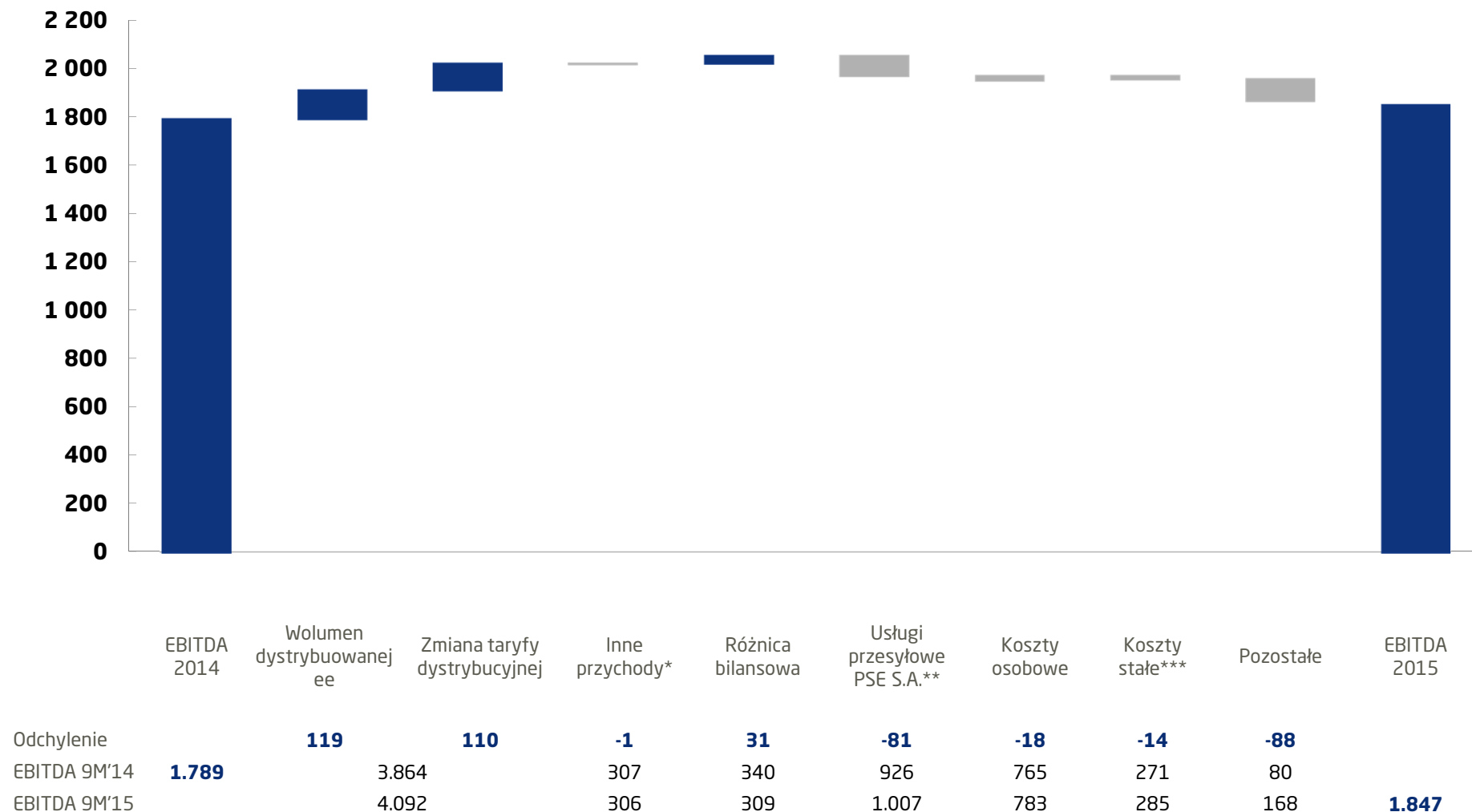
\* Inne przychody (energia bierna, przekroczenie mocy, usługi dodatkowe), przychody z opłaty przyłączeniowej, sprzedaż usług tranzytowych

\*\* Bez wpływu na wynik, zrównoważone wzrostem przychodu

\*\*\* Koszty stałe (pomniejszone o koszt własny zużycia ee, koszty stałe przesyłu PSE S.A. oraz koszty osobowe)

## Dystrybucja - EBITDA w 9 miesiącach 2015 r.

Kluczowe zmiany w EBITDA (mln zł)



\* Inne przychody (energia bierna, przekroczenie mocy, usługi dodatkowe), przychody z opłaty przyłączeniowej, sprzedaż usług tranzytowych

\*\* Bez wpływu na wynik, zrównoważone wzrostem przychodu

\*\*\* Koszty stałe (pomniejszone o koszt własny zużycia ee, koszty stałe przesyłu PSE S.A. oraz koszty osobowe)

## Obrót\* - EBITDA w III kw. 2015 r.

Kluczowe zmiany w EBITDA (mln zł)



	EBITDA 2014	Wynik na obrocie ee	Koszty umorzenia PM - ilość	Koszty umorzenia PM - cena	Przychody z tyt. umowy ZWZH	Pozostałe	EBITDA 2015
Odchylenie		<b>38</b>	<b>9</b>	<b>46</b>	<b>12</b>	<b>-1</b>	
EBITDA III kw'14	<b>40</b>	315	268		114	121	
EBITDA III kw'15		353	213		126	122	<b>144</b>

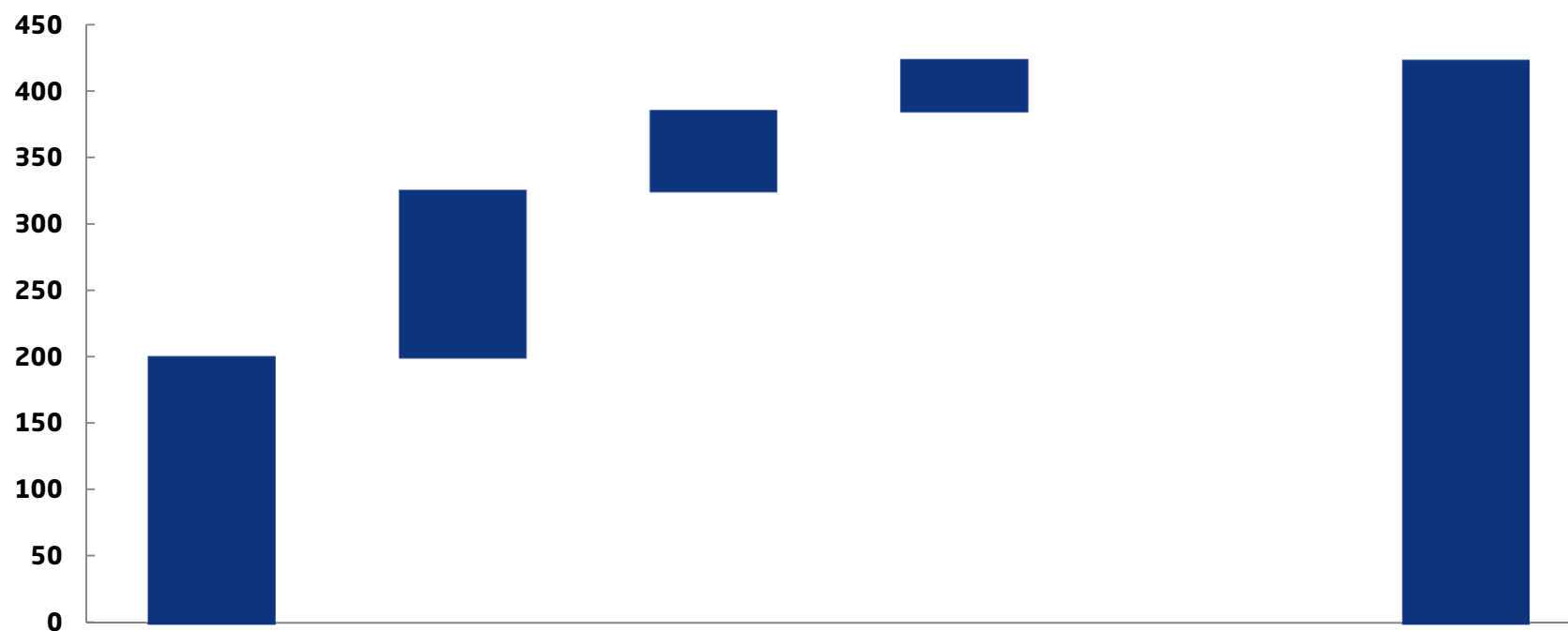


\*Od I kwartału 2015 r. segment Sprzedaży Detalicznej i segment Obrotu Hurtowego są prezentowane jako jedna linia biznesowa – segment Obrotu. Poprzednio, segment Sprzedaży Detalicznej i Obrotu Hurtowego były prezentowane odrębnie



## Obrót\* EBITDA w 9 miesiącach 2015 r.

Kluczowe zmiany w EBITDA (mln zł)



	EBITDA 2014	Wynik na obrocie ee	Przychody z tyt. umowy ZWZH	Koszty umorzenia PM	Pozostałe	EBITDA 2015
Odchylenie		<b>125</b>	<b>60</b>	<b>38</b>	<b>0</b>	
EBITDA 9M'14	<b>200</b>	1,009	790	337	356	
EBITDA 9M'15		1,134	730	375	356	<b>423</b>

---

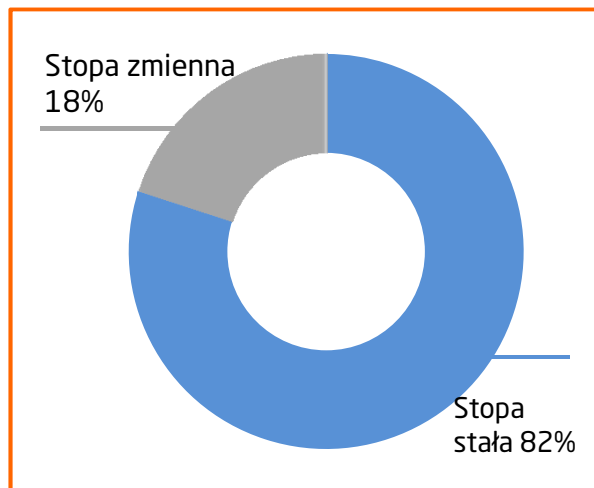
## Nowa linia kredytowa w Europejskim Banku Inwestycyjnym

### Zapewnione finansowanie w wysokości 2 mld zł z EBI

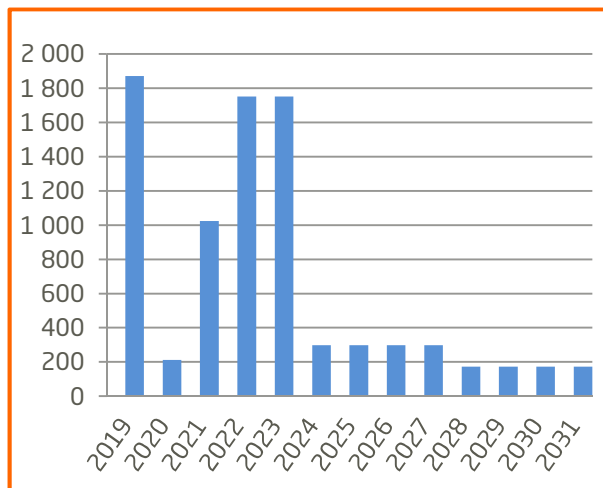
- 2 umowy podpisane 27 października 2015 r.
- Maksymalna łączna kwota kredytu - 1.990 mln zł, włączając:
  - Maksymalna kwota z tytułu umowy kredytowej z przeznaczeniem środków na projekty związane z modernizacją i rozbudową sieci dystrybucyjnych: 1,5 mld zł
  - Maksymalna kwota z tytułu umowy kredytowej z przeznaczeniem środków na sfinansowanie oraz refinansowanie nakładów na projekty inwestycyjne dotyczące budowy bloków kogeneracyjnych EC Gorzów i EC Rzeszów: 490 mln zł
- Okres dostępności kredytu wynosi 22 miesiące od daty podpisania umowy.
- Kredyt będzie udostępniony w transzach, gdzie nominalnie każda z transz będzie nie mniejsza niż 100 mln zł.
- Stopa procentowa: negocjowana z EBI, zależy od kosztu pozyskania finansowania przez EBI oraz oceny ryzyka kredytowego PGE,
- Spłata transz: wszystkie transze będą amortyzowane, przy czym spłata pierwszej raty powinna zostać dokonana nie wcześniej niż 2 miesiące od daty ciągnięcia transzy
- Ostateczny termin spłaty: od 4 do 15 lat od daty ciągnięcia transzy (w zależności od warunków poszczególnych transz).

## Struktura długu oraz płynność (stan na 30 września 2015 r.)

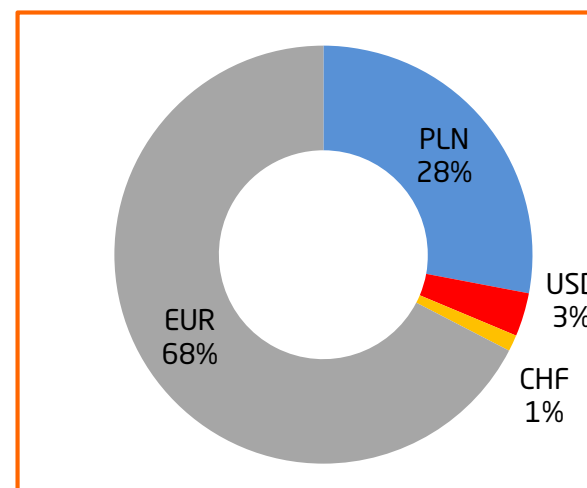
Zadłużenie ze stałą i zmienną stopą  
(rzeczywiste zadłużenie)



Harmonogram spłaty kredytów bankowych  
(mln zł)\*



Profil walutowy rzeczywistego zadłużenia



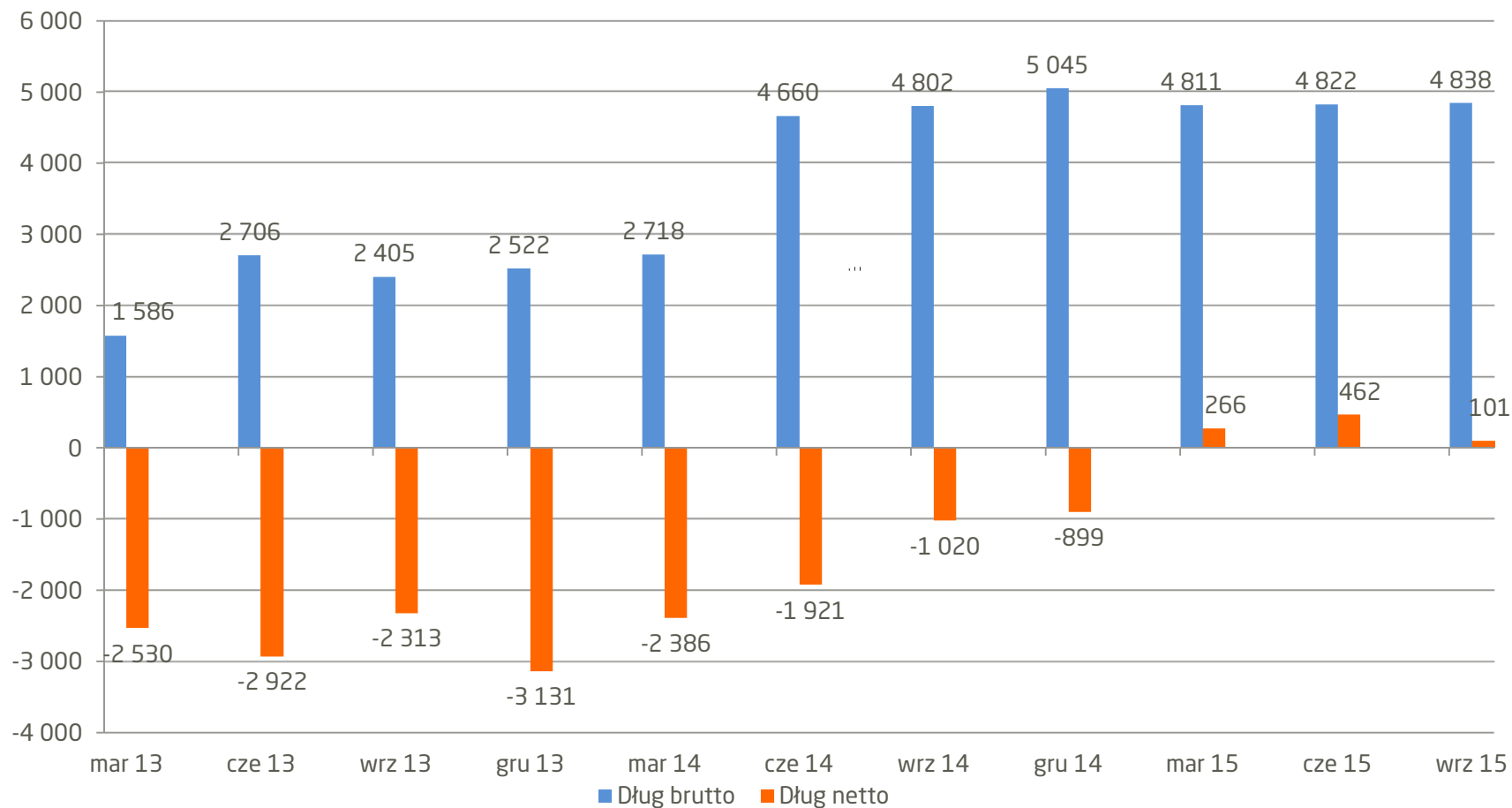
Wyłącznie ilustracyjnie, przy założeniu pełnego wykorzystania dostępnych kredytów bankowych (kredyt konsorcjalny, BGK oraz EBI)

### Emisje w ramach Programu Emisji Euroobligacji Średnioterminowych

<b>Kwota</b>	EUR 500.000.000	EUR 138.000.000
<b>Okres</b>	5 lat	15 lat
<b>Zapadalność</b>	9 czerwca 2019 r.	1 sierpnia 2029 r.
<b>Kupon</b>	1,625% rocznie	3% rocznie
<b>Rating</b>	BBB+ (Fitch); Baa1 (Moody's)	BBB+ (Fitch)
<b>Kod ISIN</b>	XS1075312626	XS1091799061

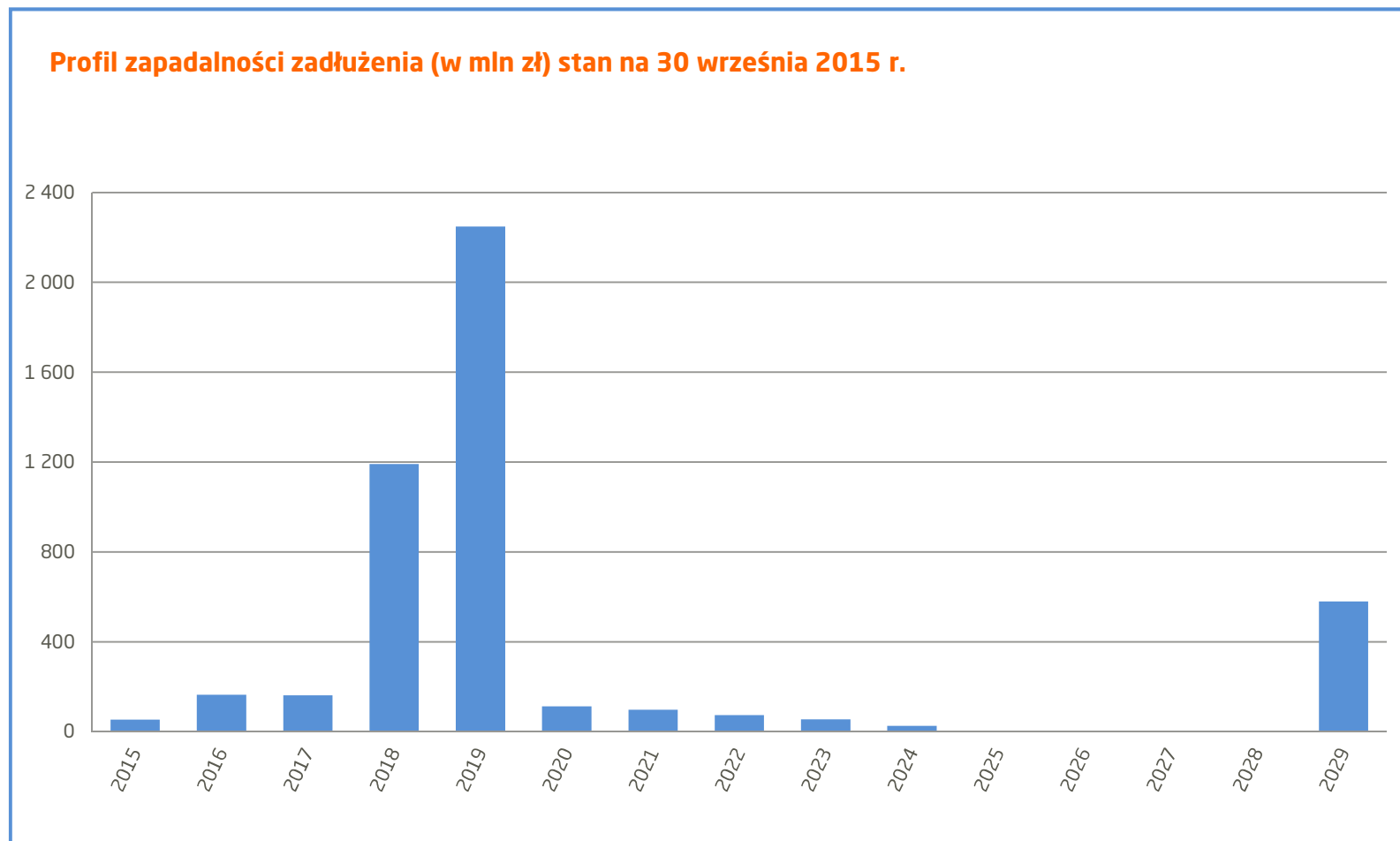
# Zadłużenie w kolejnych kwartałach

Zadłużenie brutto i netto (mln zł)



- Długoterminowe zadłużenie jest zaciągane głównie przez spółkę PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (jednostkę dominującą) oraz PGE Sweden AB (szwedzką spółkę specjalnego przeznaczenia emitującą euroobligacje). PGE GiEK (spółka z segmentu energetyka konwencjonalna) posiada również pewne zadłużenie w postaci historycznie zaciągniętych pożyczek inwestycyjnych.

## Profil zapadalności zadłużenia



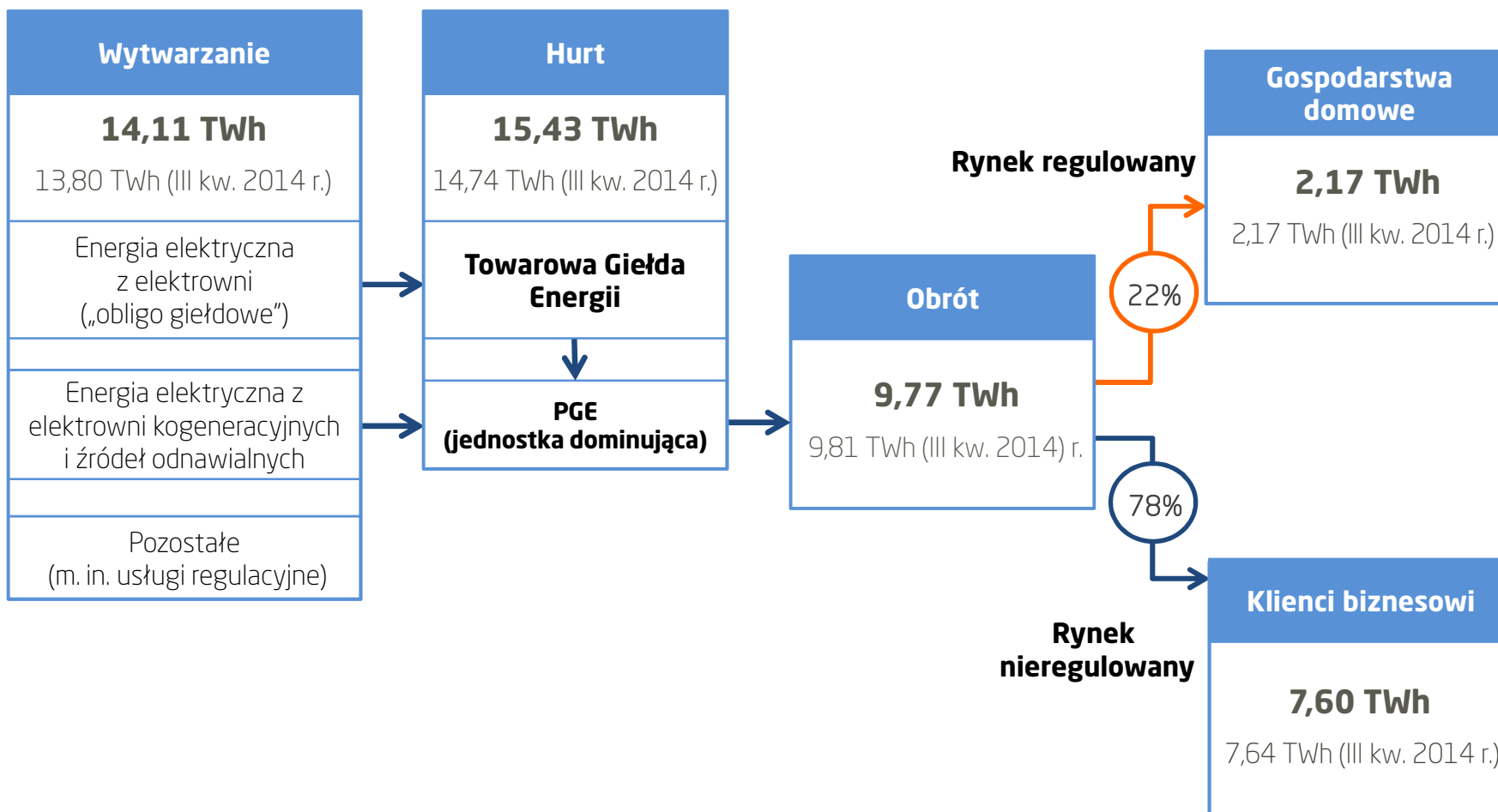
## Pozycja gotówkowa PGE zapewnia ...

... komfortową pozycję w zakresie płynności	III kw. 2015 r.	I półrocze 2015 r.	
	Zadłużenie brutto (mln zł)	4.838	4.822
	Zadłużenie netto (mln zł)	101	462
	Dług netto/12M EBITDA	0,01x	0,06x
	Dług netto/Kapitał własny	0,003x	0,01x

silną pozycję finansową potwierdzoną przez agencje ratingowe	Moody's	Fitch	
	Długoterminowy rating spółki (IDR)	Baa1	BBB+
	Perspektywa ratingu	stabilna	stabilna
	Data nadania ratingu	2 września 2009 r.	2 września 2009 r.
	Data ostatniego potwierdzenia ratingu	<b>2 czerwca 2015 r.</b>	<b>21 maja 2015 r.</b>
	Rating niezabezpieczonego zadłużenia		BBB+
	Data ostatniej zmiany ratingu	26 maja 2014 r.	4 sierpnia 2011 r.
	Data ostatniego potwierdzenia ratingu		21 maja 2015 r.
	Długoterminowy rating krajowy spółki		AA- (pol)
	Data nadania ratingu		10 sierpnia 2012 r.
Data ostatniego potwierdzenia ratingu		21 maja 2015 r.	

# Główne przepływy biznesowe w III kwartale 2015 r.

Główne przepływy biznesowe (ilustracyjnie)



# Uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> - regulacje i rozliczenia

## Regulacje w III Okresie Rozliczeniowym

- Począwszy od 2013 jedynie uprawnienia emisyjne na produkcję ciepła są przyznawane nieodpłatnie.
- Uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> z produkcji energii elektrycznej są przyznawane nieodpłatnie pod warunkiem realizacji zadań inwestycyjnych ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym.

## Standardy księgowo

- Wszystkie otrzymane darmowe uprawnienia są rozpoznawane w ich wartości nominalnej - zero.
- Rezerwa na uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> jest zawiązywana w odniesieniu do ich aktualnego niedoboru w danym okresie.
- Poniesione koszty widoczne w rachunku zysków i strat w pozycji podatki i opłaty.

## Rozliczenia uprawnień do emisji w 2015 r.

- W III kw. 2015 r. (i 9 miesiącach 2015 r.) instalacje PGE wyemitowały 15,05 mln (i 44,02 mln) ton CO<sub>2</sub>.
- Całkowite koszty związane z emisją CO<sub>2</sub> w III kw. 2015 r. (i 9 miesiącach 2015 r.) wyniosły 218 mln zł (i 557 mln zł).
- W kwietniu 2015 r., jednostki z GK PGE otrzymały nieodpłatne uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> w ilości 29 mln ton na produkcję energii elektrycznej w 2014 r. oraz 1 mln ton na produkcję ciepła w 2015 r.
- Również w kwietniu 2015 r., PGE zakończyła proces rozliczenia roku 2014 (tzn. PGE umorzyła uprawnienia opowiadające emisji z 2014 r.).

## Bezpłatne EUA ujmowane w wartości zerowej - nota 7, Skonsolidowane SF III kw. 2015 r.

	EUA		CER/ERU		Razem
	Ilość (mln)	Wartość (mln zł)	Ilość (mln)	Wartość (mln zł)	wartość (mln zł)
Stan na dzień 1 stycznia 2014 r.	59	1.404	-	-	1.404
Zakup	33	829	3	2	831
Przyznane nieodpłatnie	34	-	-	-	-
Umorzenie	-61	-683	-	-	-683
Pozostałe zmiany	3	2	-3	-2	-
Stan na dzień 1 stycznia 2015 r.	<b>68</b>	<b>1.552</b>	-	-	<b>1.552</b>
Zakup	13	423	-	-	423
Przyznane nieodpłatnie	30	-	-	-	-
Umorzenie	-59	-681	-	-	-681
<b>Stan na dzień 30 września 2015 r.</b>	<b>52</b>	<b>1.294</b>	-	-	<b>1.294</b>

## Rezerwy na zakup uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> - note 11, Skonsolidowane SF III kw. 2015 r. (mln zł)

Stan na dzień 1 stycznia 2015 r.	676
Umorzenie	-680
Rozwiązanie rezerwy	-1
<b>Utworzenie rezerwy w okresie 9 miesięcy 2015 r.</b>	<b>557</b>
Stan na 30 września 2015 r.	552

## Wpływ na rachunek zysków i strat (mln zł) - ilustracyjnie

	9 m-cy 2015 r.
Koszty według rodzaju	20.956
<b>Podatki i opłaty</b>	<b>2.176</b>



## Rekompensaty KDT - aktualny status sporów sądowych

Jednostki wytwórcze z GK PGE są w sporze z prezesem URE w sprawie rekompensat kosztów osieroconych za lata 2008-2010.

**Rekompensaty z tytułu kosztów osieroconych za lata 2011-2014 nie podlegają sporom sądowym.**





Status spraw sądowych

Year	Elektrownia Opole	Elektrownia Turów	Elektrociepłownia Gorzów	Elektrociepłownia Rzeszów	Elektrociepłownia Lublin-Wrotków	Elektrownia ZEDO
2008	Sprawa w Sądzie Najwyższym*	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta	Sprawa w Sądzie Najwyższym*	Sprawa w Sądzie Najwyższym*
2009	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta	Sprawa w Sądzie Najwyższym*	Sprawa w Sądzie Najwyższym*	Werdykt SOKiK*	Sprawa w Sądzie Najwyższym*
2010	Werdykt SOKiK**	Sprawa zamknięta ***	Nie dotyczy	Sprawa zamknięta ***	Sprawa zamknięta ***	Sprawa zamknięta ***

\* Przypadki zależne od werdyktu Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej

\*\* Apelacja PGE GiEK S.A. częściowo dozwolona, zarówno PGE GiEK jak i Prezesowi URE przysługuje prawo do wniesienia odwołania do Sądu Apelacyjnego

\*\*\* Jeden wyrok łącznie dla PGE GiEK S.A. jako prawnego następcy połączonych spółek z segmentu energetyki konwencjonalnej

	Sprawa zamknięta - korzystny prawomocny wyrok
	Przypadek nie podlegający rekompensatom KDT
	Wyrok sądu apelacyjnego korzystny dla PGE, kasacja złożona przez URE do Sądu Najwyższego
	Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów - korzystny prawomocny wyrok

PLN m	2011	2012	2013	2014
Rezerwa na spory sądowe w sprawie rekompensat KDT za lata 2008-2010	(1.038)			
Rozwiązanie rezerwy na podstawie prawnie wiążących wyroków	-	200	337	246
Nierozliczone spory dot. KDT - łączna wartość	255			

# Analitycy sell-side pokrywający PGE

## Rynek krajowy

Instytucja	Analityk
• BOŚ	• Michał Stalmach
• BRE Bank	• Kamil Kliszczyk
• BZ WBK	• Paweł Puchalski
• Citigroup	• Piotr Dzieciołowski
• Deutsche Bank	• Tomasz Krukowski
• Erste Group	• Tomasz Duda
• Haitong Bank	• Robert Maj
• ING	• Maria Mickiewicz
• IPOPEMA	• Sandra Piczak
• JP Morgan	• Michał Kuzawiński
• PKO BP	• Stanisław Ozga
• Societe Generale	• Bartłomiej Kubicki
• Trigon	• Krzysztof Kubiszewski
• UBS	• Michał Potyra
• UniCredit CAIB	• Łukasz Jakubowski

## Rynek zagraniczny

Instytucja	Analityk
• Goldman Sachs	• Fred Barasi
• HSBC	• Dmytro Konovalov
• Merrill Lynch	• Denis Derushkin
• Morgan Stanley	• W okresie przejściowym
• Raiffeisen Centrobank	• Teresa Schinwald
• Wood & Company	• Bram Buring



## Biuro Relacji Inwestorskich

### Dyrektor Biura Relacji Inwestorskich



**Jakub Frejlich**

**Tel: (+48 22) 340 10 32**

**Mob: +48 695 883 902**

### Zespół Relacji Inwestorskich



**Krzysztof Dragan**

**Tel: (+48 22) 340 15 13**

**Mob: +48 601 334 290**



**Filip Osadczyk**

**Tel: (+48 22) 340 12 24**

**Mob: +48 695 501 370**



**Małgorzata Babska**

**Tel: (+48 22) 340 13 36**

**Mob: 661 778 955**



**Bernard Gaworczyk**

**Tel: (+48 22) 340 12 69**

**Mob: 661 778 760**

---

## Zastrzeżenie

Niniejsza prezentacja została przygotowana przez Zarząd PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (dalej „Spółkę” lub „PGE”) oraz inne jednostki. Niniejsza prezentacja nie stanowi rekomendacji, oferty czy zachęty do sprzedaży lub zakupu papierów wartościowych Spółki, ani spółek zależnych, w żadnej jurysdykcji. Żadna część niniejszej prezentacji, ani fakt jej dystrybuowania nie powinien tworzyć podstawy, ani wiązany z jakąkolwiek decyzją inwestycyjną, kontraktem czy zobowiązaniem.

Działamy w sektorze dla którego trudno jest uzyskać precyzyjne informacje branżowe i rynkowe. Dane rynkowe i branżowe oraz prognozy i stwierdzenia użyte w niniejszej prezentacji dotyczące rynkowej pozycji PGE oparte są na założeniach, które uważamy za rozsądne i pochodzą z naszych wewnętrznych badań i analiz, wykonanych na nasze zamówienie przez podmioty zewnętrzne lub z publicznych źródeł i powszechnie dostępnych publikacji takich jak prasa.

Niniejsza prezentacja ani żadne materiały dystrybuowane wraz z tą prezentacją nie są adresowane, ani przeznaczone do użytku przez obywateli lub rezydentów żadnego stanu, kraju czy jurysdykcji, gdzie taka dystrybucja, publikacja, udostępnienie lub użycie byłoby sprzeczne z prawem, regulacją lub podlegało rejestracji bądź licencjonowaniu.

Prezentacja zawiera zwroty dotyczące przyszłości. Te zwroty zawierają słowa „antycypować”, „wierzyć”, „zamierzać”, „szacować”, „oczekiwać” oraz wyrazy bliskoznaczne. Wszystkie określenia inne niż informacje historyczne zawarte w niniejszej prezentacji, dotyczące m.in. finansów Spółki, strategii biznesowej, planów i celów Zarządu (także planów rozwoju i celów odnośnie produktów i usług) są zwrotami dotyczącymi przyszłości.

Zwroty dotyczące przyszłości wiążą się ze znanym i nieznanym ryzykiem, niepewnością i innymi czynnikami, które mogą spowodować, że faktyczne wyniki Spółki będą istotnie różne od tych o których była mowa w zwrotach dotyczących przyszłości. Zwroty dotyczące przyszłości oparte są na wielu założeniach dotyczących bieżącej i przyszłej strategii biznesowej oraz otoczenia, w którym Spółka będzie działała w przyszłości. Oświadczenia dotyczące przyszłości mają zastosowanie wyłącznie w dacie ich publikacji. Spółka nie bierze na siebie odpowiedzialności za aktualizację i rewizję zawartych tutaj zwrotów dotyczących przyszłości, tak aby odzwierciedlić zmiany w oczekiwaniach Spółki, zmiany w otoczeniu i w warunkach w oparciu o które zwroty dotyczące przyszłości zostały sformułowane.

Spółka uprzedza, że zwroty dotyczące przyszłości nie są gwarancjami przyszłych wyników, zaś faktyczna pozycja finansowa czy strategia biznesowa, plany i cele operacyjne zarządu mogą być istotnie różne niż te sugerowane, w zwrotach dotyczących przyszłości z niniejszej prezentacji. Ponadto nawet jeśli pozycja finansowa czy strategia biznesowa, plany i cele operacyjne zarządu są zgodne z tymi ze zwrotów dotyczących przyszłości z niniejszej prezentacji, nie są one wskazówkami co do przyszłych wyników i rozwoju. Spółka nie bierze na siebie żadnej odpowiedzialności za weryfikowanie, potwierdzanie czy rewidowanie publicznie jakichkolwiek zwrotów dotyczących przyszłości w celu uwzględnienia wydarzeń czy okoliczności, które nastąpią po dacie publikacji.