

Wyniki finansowe i operacyjne za I kwartał 2017

11 maja 2017 roku



Agenda

- **Henryk Baranowski – Prezes Zarządu**
 - Podsumowanie I kwartału
 - Kluczowe wydarzenia
 - Dywidenda
 - Inwestycje
- **Emil Wojtowicz – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych**
 - Sytuacja na rynku energii elektrycznej
 - Wyniki finansowe
 - Wyniki operacyjne
 - Perspektywy na rok 2017



Główne wydarzenia



Henryk Baranowski

Prezes Zarządu



I kwartał 2017 w pigułce

Oczekiwana poprawa wyników operacyjnych

- Najwyższy wolumen produkcji od 5 lat
 - Zmodernizowana Elektrownia Bełchatów
 - Wzrost produkcji z węgla brunatnego +24% r/r
- Stabilny rozwój segmentu dystrybucja
 - Rozwój gospodarczy na terenie naszej sieci dystrybucji wpływa na wzrost zapotrzebowania
 - Prowadzone inwestycje pozwalają na realizację celów taryfy jakościowej Prezesa URE
- Zmiana modelu handlu
 - Wpływ na przychody skonsolidowane
 - Neutralny wpływ na rentowność segmentu wytwarzania

5 Kluczowe wydarzenia

Rozwój zewnętrzny

- Indywidualna oferta na aktywa EDF w Polsce
 - PGE zainteresowana pełną kontrolą operacyjną i pełną konsolidacją spółek
 - Rozwój regulowanej działalności segmentu produkcji ciepła
- Dokapitalizowanie PGG
 - Przejęcie aktywów KHW
- Sprzedaż Exatel S.A.
 - Realizacja sprzedaży aktywów spoza działalności podstawowej
- Inwestycja w Polimex-Mostostal
 - Wykorzystanie kompetencji budowlanych

Dywidenda - długoterminowa perspektywa rozwoju

Zmiana polityki wypłaty dywidendy z zysków za lata 2016-2018

- Ambitny program rozwoju organicznego
 - Realizacja kluczowych dla bezpieczeństwa energetycznego projektów inwestycyjnych w Opolu i Turowie
- Szanse rozwoju poprzez przejęcia
 - Oferta na aktywa EDF w Polsce
- Koszty inwestycji tzw. środowiskowych

Powrót do wypłaty dywidendy po 2018

- Zakończenie realizacji istotnych inwestycji
- Oparcie wypłaty o korygowany odpisami skonsolidowany zysk netto dla akcjonariuszy jednostki dominującej
- Rekomendowana wypłata w wysokości 40-50%

Zmieniamy się, by pozostać liderem

Dywersyfikacja działalności wytwórczej

- Dywersyfikacja miksu produkcyjnego:
 - Opole II i oferta na Elektrownię Rybnik – węgiel kamienny
 - EC Gorzów – gaz ziemny
 - EC Rzeszów – odpady komunalne
- Zwiększenie znaczenia regulowanej działalności ciepłowniczej
 - Oferta na aktywa EDF
 - Tworzenie segmentu kogeneracja

Rozwój nowych technologii i nowych modeli biznesowych

- Wejście w działalność DSR
- Stacje ładowania samochodów elektrycznych – Kraków włączony w program e-Mobility
- Recykling baterii litowo-jonowych
- Współpraca z nauką w obszarze Smart Living – Politechnika Warszawska i Kampus+

Projekty strategiczne Grupy PGE



Projekt Opole II – budowa bloków o mocy 1 800 MW

Zaawansowanie projektu Opole II:

Ogólne zaawansowanie prac przekroczyło 75%

Dotychczasowy CAPEX:

7,1 mld PLN z 11 mld PLN na projekt (budżet netto)

Status:

- prace montażowe bloku 5 zaawansowane
- w zakresie bloku 6 rozpoczęto montaż turbozespołu



Projekt Turów – budowa bloku o mocy 490 MW

Zaawansowanie projektu Turów:

Zaawansowanie prac na terenie budowy ok. 25%

Dotychczasowy CAPEX:

0,7 mld PLN z 4 mld PLN (budżet netto)

Status:

- zakończono prace fundamentowe pod główne urządzenia bloku
- prace przygotowawcze do wznoszenia płaszcza chłodni kominowej

Szczegółowe wyniki finansowe i operacyjne



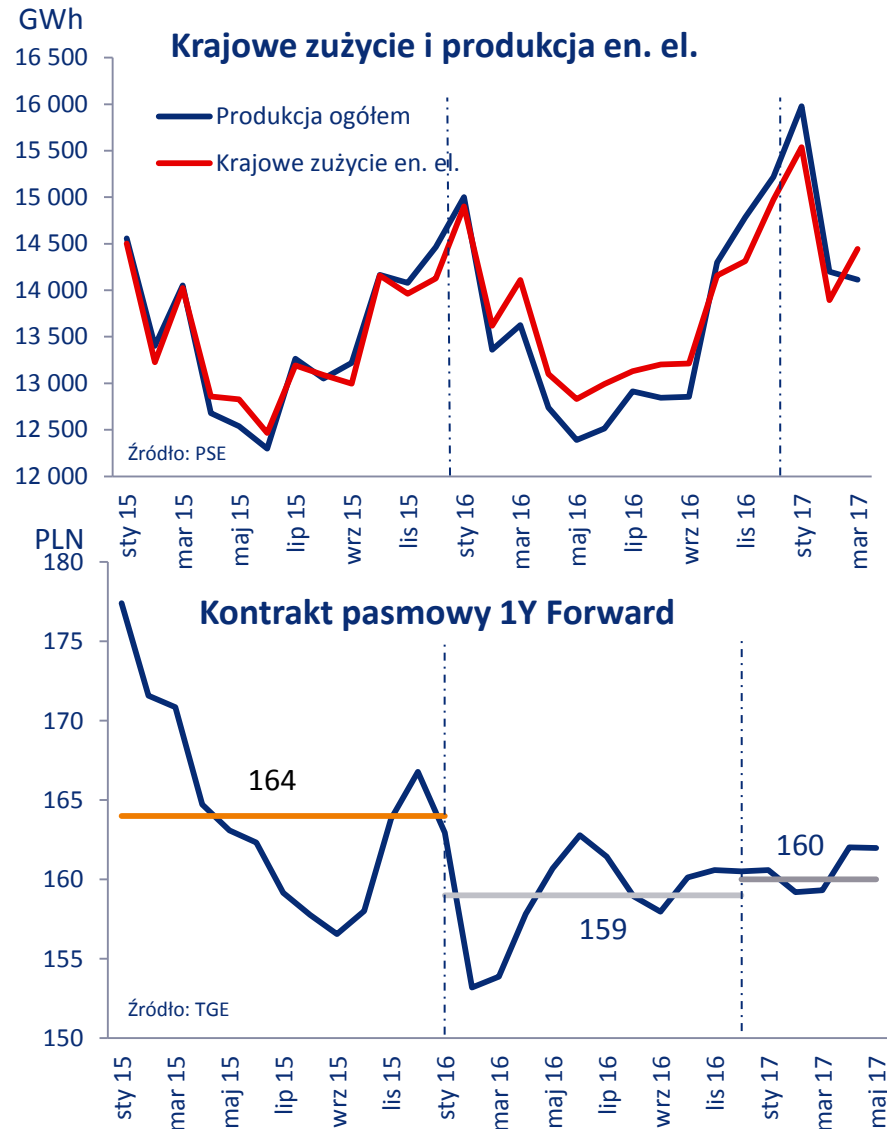
Emil Wojtowicz

Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

Rynek energii elektrycznej

Silny wzrost zapotrzebowania przy stabilnych cenach

- Wzrost zużycia r/r +2,7%
 - Rekord zapotrzebowania na moc: 26,2 GW
 - Wzrost produkcji r/r +5,3%
 - Polska eksporterem netto w I kw.:
-0,4 TWh vs. +0,6 TWh 2016
(przepływy fizyczne)
 - Zmiana trendu wymiany zagranicznej w marcu +0,3 TWh
-
- Cena dostawy na 2018 rok w nieznacznym trendzie wzrostowym ~160 PLN/MWh
 - Ceny węgla jako główny czynnik cenotwórczy na rynku energii
 - Średnia cena zrealizowana przez energetykę konwencjonalną PGE w I kwartale 2017: 163 PLN



Kluczowe dane finansowe

Dane skonsolidowane

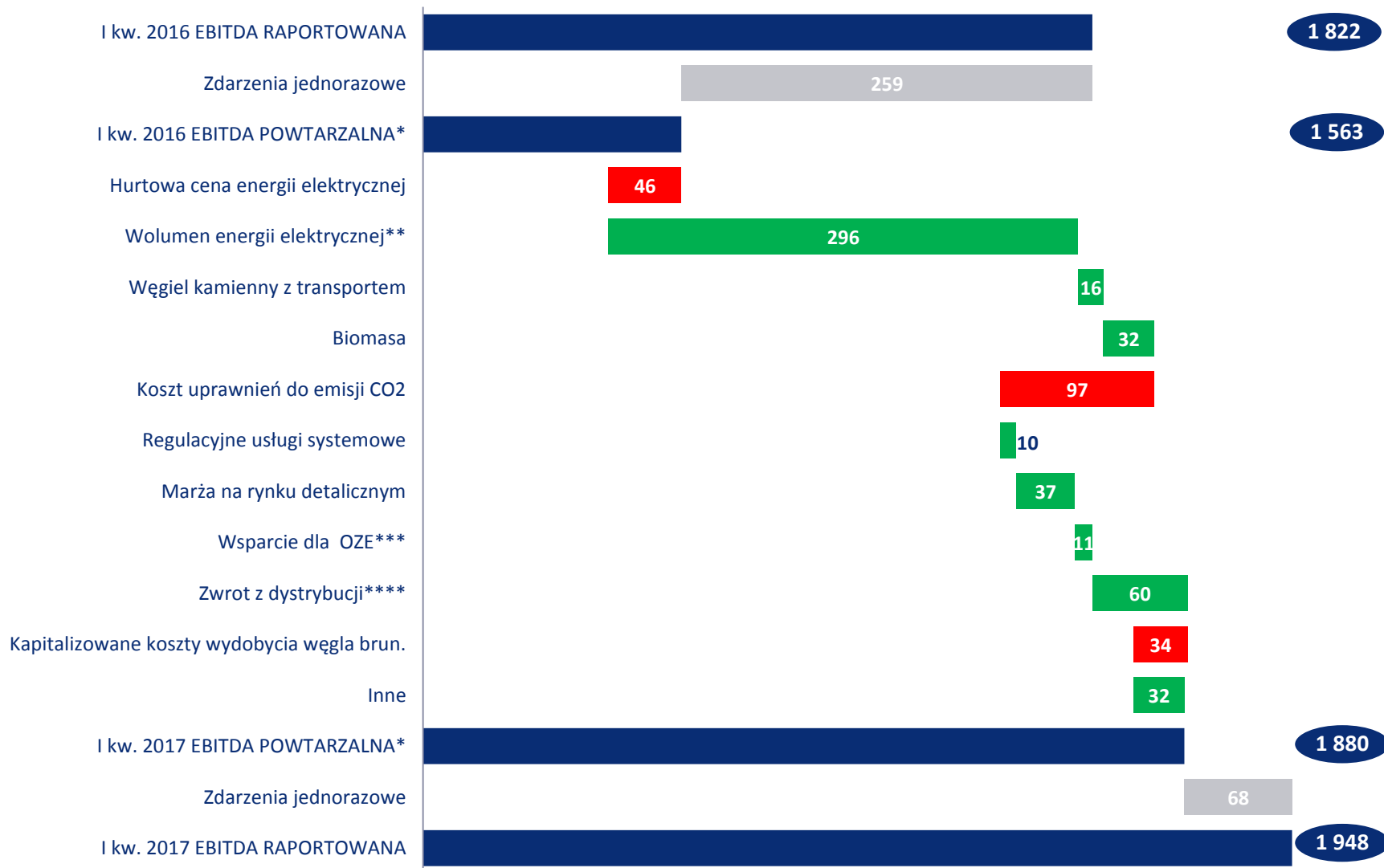
[mln PLN]	I kw. 2017	I kw. 2016	r/r
EBITDA	1 948	1 822	7%
EBITDA powtarzalna	1 880	1 563	20%
EBIT	1 201	1 123	7%
EBIT powtarzalny	1 140	873	31%
Zysk (strata) netto dla akcjonariuszy	964	870	11%
Zysk netto dla akcjonariuszy skorygowany o odpis	970	877	11%
Zysk (strata) na akcję	0,52	0,47	11%
Zysk na akcję skorygowany o odpisy	0,52	0,47	11%

 Istotna poprawa wyniku EBITDA powtarzalna dzięki wyższej dyspozycyjności kluczowych jednostek wytwórczych, wyższemu wolumenowi produkcji oraz bardziej konkurencyjnej strukturze wytwarzania. Wyższy zwrot z tytułu usług dystrybucyjnych – dzięki wyższemu wolumenowi i niższym kosztom pokrycia różnicy bilansowej.

 Nieznaczna poprawa wyników raportowanych z uwagi na negatywne saldo zdarzeń jednorazowych – koniec przychodów KDT.

Główne czynniki budowy wartości EBITDA

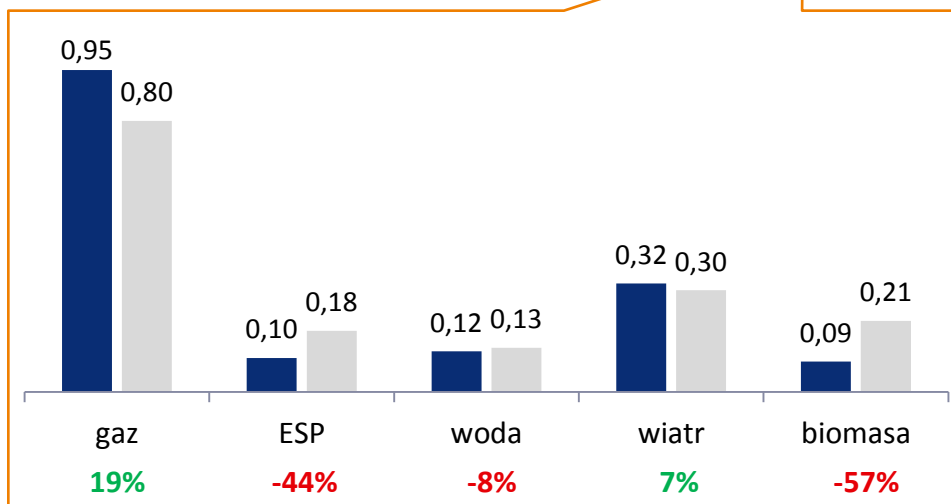
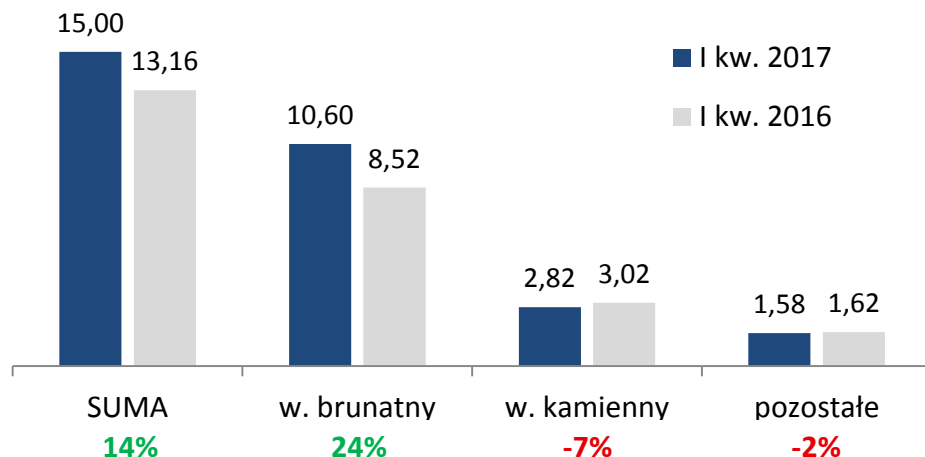
mIn PLN



* Z wyłączeniem znaczących jednorazowych zdarzeń ** Z uwzględnieniem kosztów środowiskowych związanych z generacją *** Od III kwartału 2016 uwzględnia koszt błękitnych certyfikatów **** Zawiera koszt różnicy bilansowej

Wolumen produkcji wg paliw – I kw. 2017 r/r

TWh



↑ **Węgiel brunatny:** mniejsze obciążenie remontowe. Powrót bloków ELB 9 i 10 modernizowanych w okresie bazowym. Powrót bloków ELB 3 oraz ELT 1 po remoncie średnim*

↓ **Węgiel kamienny:** remont średni bloku 3 w Elektrowni Opole

↑ **Gaz ziemny:** nowy blok gazowo-parowy EC Gorzów przekazany do eksploatacji 31 stycznia 2017

↓ **Biomasa:** spadek cen zielonych certyfikatów powoduje spadek opłacalności produkcji

⇒ **Wiatr:** stabilizacja zainstalowanych mocy

↓ **Woda:** gorsze warunki hydrologiczne (niskie temperatury)

↓ **ESP:** niższe zapotrzebowanie ze strony Operatora Systemu Przesyłowego

* ELB, ELT – Elektrownia Bełchatów, Elektrownia Turów.

Aktywa wytwórcze - konwencjonalne

Elektrownia Bełchatów motorem wzrostu

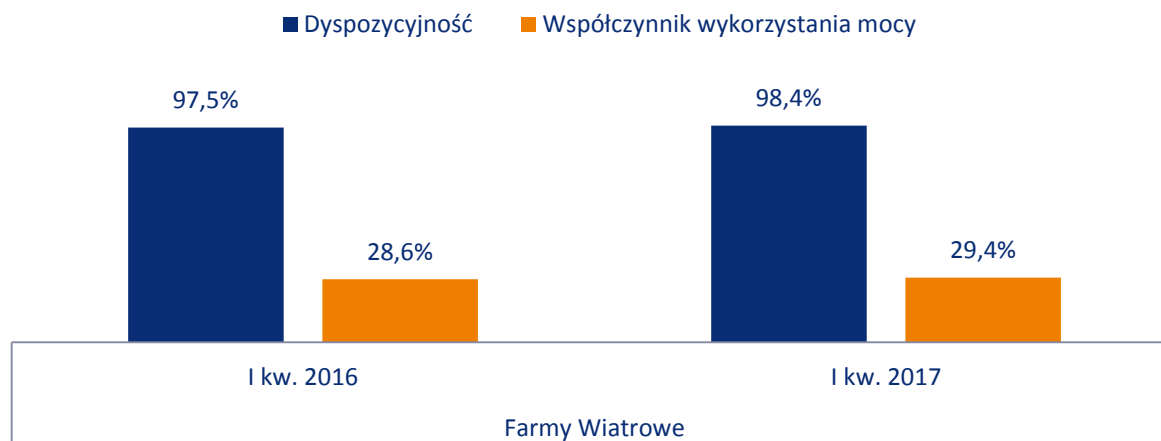


- Zakończone remonty w El. Bełchatów ugruntowują pozycję węgla brunatnego
- Ograniczone wykorzystanie obu elektrowni na węgiel kamienny i niższa dyspozycyjność El. Opole
- Słabsze wskaźniki w EC w związku z ograniczeniem produkcji biomasowej EC Szczecin, uruchamianiem nowego bloku EC Gorzów oraz awarią EC Rzeszów

* Bez uwzględniania bloków nr 1-2 w Elektrowni Dolna Odra (interwencyjna rezerwa zimna) oraz bloku nr 1 w Bełchatowie (pracującego w rezerwie szczytowej)

Aktywa wytwórcze - wiatrowe

Poprawa w ograniczonym zakresie

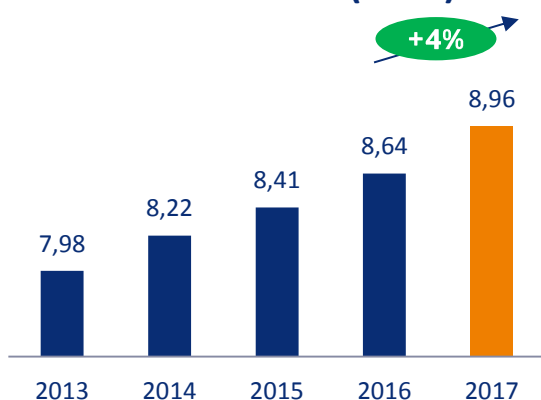


- Przeciętny poziom wietrzności
- Wyższe wykorzystanie mocy głównie z racji lepszej dyspozycyjności

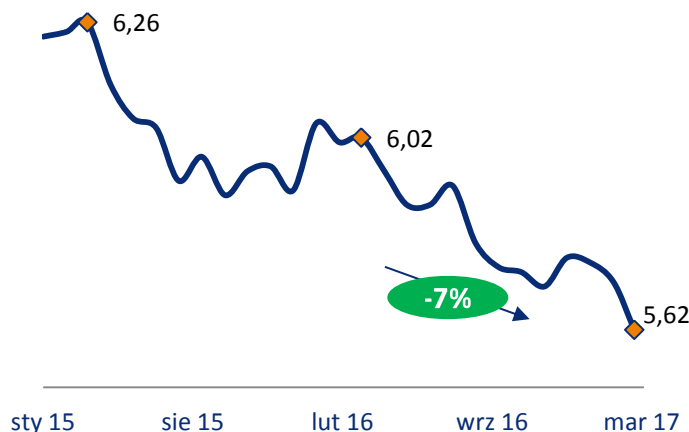
16 Aktywa dystrybucyjne

Poprawa w ramach naturalnych możliwości

**Wolumen
dystrybuowanej energii
el. w I kwartale (TWh)**

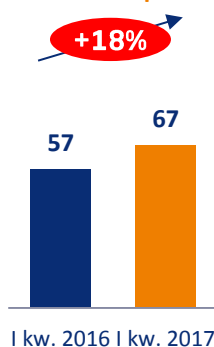


**Straty sieciowe [%]
(ostatnie 12 miesięcy)**

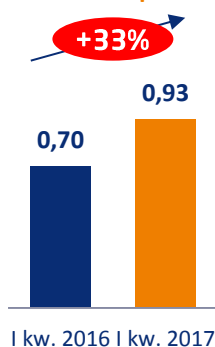


- Wzrost wolumenu dystrybucji powyżej wzrostu krajowego zapotrzebowania
- Sukcesywna redukcja strat sieciowych

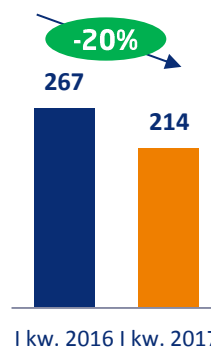
**SAIDI (min.)
(planowane i nieplanowane)**



**SAIFI (szt.)
(planowane i nieplanowane)**

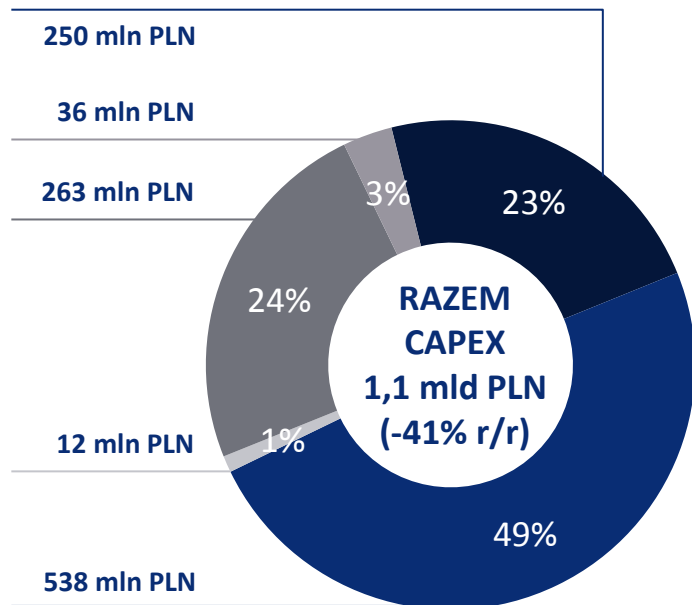


Czas przyłączenia (dni)



- Niekorzystna dynamika wskaźników SAIDI i SAIFI powodowana wystąpieniem awarii masowych – porywiste wiatry i burze na przełomie lutego i marca
- Pomimo wzrostu wskaźników r/r aktualna realizacja poniżej rocznego celu URE

17 Nakłady inwestycyjne

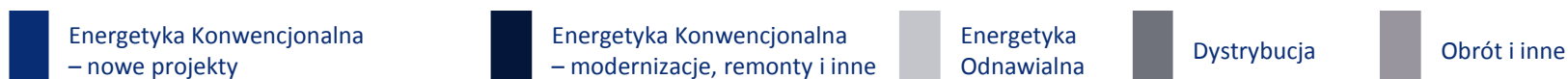


Wytwarzanie konwencjonalne
Dystrybucja

Kluczowe projekty	CAPEX w I kw. 2017
Opole II	440 mln PLN
Budowa bloku 11 w Elektrowni Turów	43 mln PLN
Budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Gorzów	42 mln PLN
Modernizacje aktywów dystrybucyjnych	142 mln PLN
Nowe projekty w segmencie Dystrybucji	121 mln PLN



CAPEX w Energetyce Konwencjonalnej, Energetyce Odnawialnej i Dystrybucji (moce produkcyjne)



- CAPEX w Energetyce Konwencjonalnej z wiodącym znaczeniem projektu Opole II
- Nakłady w Dystrybucji na podobnym poziomie r/r, warunki pogodowe mają decydujący wpływ na ich roczny rozkład
- Projekty odnawialne ograniczone do utrzymania majątku vs. ubiegłoroczne rozliczenie FW Lotnisko (69 mln PLN)

EBITDA raportowana: perspektywa na 2017 rok

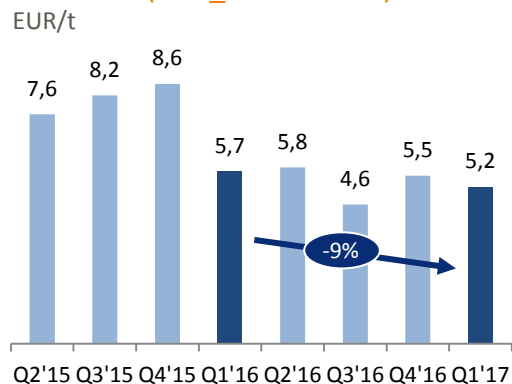
	Wynik 2016 (mln PLN)	Perspektywa 2017 vs 2016	Główne czynniki
Energetyka Konwencjonalna	4 182	Spadek	- Zrealizowana średnioroczna cena hurtowa energii na poziomie 163-165 PLN/MWh - Zmiana modelu handlu (wpływ na przychody i koszty, marginalny wpływ na marżę) - Zakończenie rozliczeń rekompensat KDT. Zakończenie historycznych sporów sądowych – wpływ na wynik EBITDA I kw. i całego 2017 roku w wys. ok. 75 mln PLN. Korekta roczna za 2016 rok do końca lipca br. Korekta końcowa do końca sierpnia br. - Normalizacja wolumenów produkcji z węgla brunatnego po zakończeniu remontów w Bełchatowie - Ceny węgla na 2017 roku płaskie w efekcie ścieżek cenowych w umowach oraz zakontraktowanych wolumenów - Alokacja darmowych uprawnień CO₂ na poziomie ok. 15 mln ton w porównaniu do ok. 20 mln ton w 2016 roku implikuje spadek całkowitego kosztu z tego tytułu ze względu na niższe ceny uprawnień - Kontynuacja programów optymalizacyjnych
Energetyka Odnawialna	365	Spadek	- Wolumen produkcji zależny od warunków pogodowych - Wzrost kosztów z tytułu podatku od nieruchomości
Obrót	500	Wzrost	- Stabilizacja sytuacji na rynku będzie miała pozytywny wpływ na wynik - Zmienność cen zielonych certyfikatów zwiększa ryzyko, ale tymczasowo podnosi marżę
Dystrybucja	2 230	Stabilnie	- Wartość regulacyjna aktywów (WRA) to ok. 15,6 mld PLN w taryfie na 2017 rok - Średnioważony koszt kapitału (WACC) na 2017 rok ustalony został na 5,63% (przed opodatkowaniem) - Kontynuacja programów optymalizacyjnych

Informacja dodatkowa



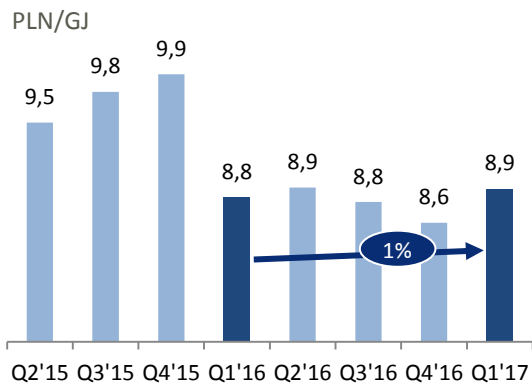
Rynki towarowe

Pozwolenia do emisji CO₂
(EUA_Grudzień 17)



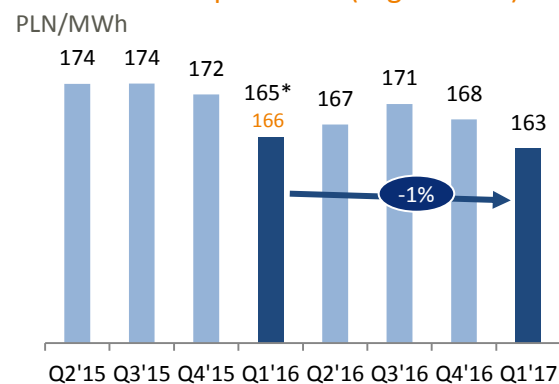
Źródło: Bloomberg

Węgiel kamienny (indeks PSCMI1)



Źródło: ARP

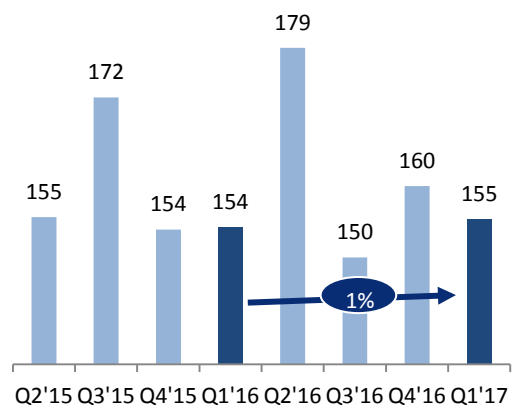
Średnia cena hurtowa energii
zrealizowana przez PGE (segment EK)*



*Zmiana w modelu obrotu wymagała modyfikacji metody obliczania średniej zrealizowanej ceny. Średnia cena Q1'16 doprowadzona do porównywalności względem Q1'17 wynosi 165 PLN/MWh (wg. stosowanej wcześniej metody Q1'16 = 166 PLN/MWh)

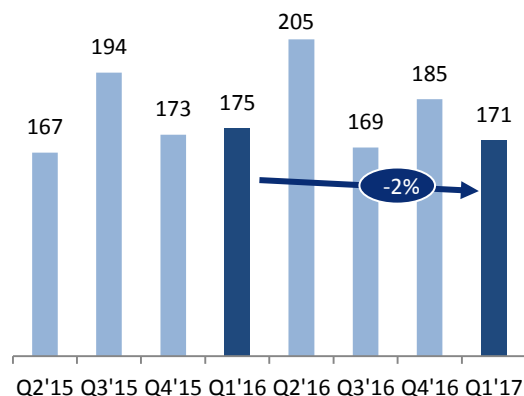
Średnie kwartalne ceny energii na TGE 2015-2017 (w PLN/MWh)

Rynek dnia następnego – podstawa

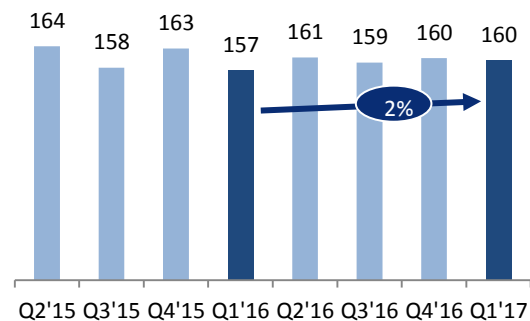


Źródło: TGE

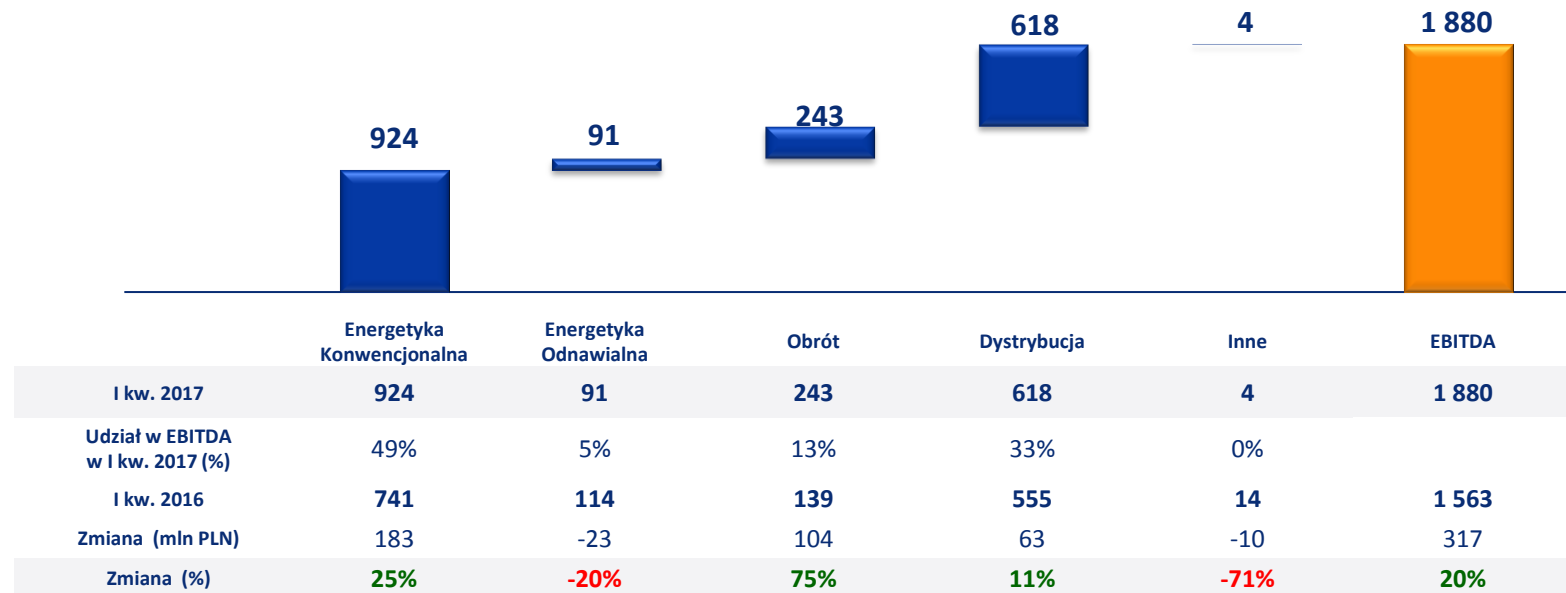
Rynek dnia następnego – szczyt



Kontrakty na kolejny rok – Base_16/17/18



Powtarzalny* zysk EBITDA w I kw. 2017 – składniki i dynamika



Wzrost wyniku głównie z wyższych wolumenów produkcji węgla brunatnym z racji wysokiej dyspozycyjności Elektrowni Bełchatów

Wzrost ograniczony niższą zrealizowaną ceną energii elektrycznej na rynku hurtowym oraz nieco wyższym kosztem uprawnień do emisji CO₂.

Pogorszenie wyników powodowane pogłębieniem spadku cen zielonych certyfikatów.

Efekt ograniczony zwiększoną produkcją z farm wiatrowych (wyższa dyspozycyjność w okresie).

Zmiana modelu handlu (strategii) i niskie ceny zielonych certyfikatów wspierają uzyskiwane marże.

Efekt wzrostu wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej oraz ograniczenia strat sieciowych.

* Powtarzalny = z wyłączeniem istotnych zdarzeń jednorazowych (strona 25)

22 Nakłady inwestycyjne

Segment [mln PLN]	I kw. 2017	I kw. 2016	r/r
Energetyka Konwencjonalna	788	1 471	-46%
Dystrybucja, w tym:	263	287	-8%
Przyłączenie nowych odbiorców	91	116	-22%
Linie dystrybucyjne	120	118	2%
Energetyka Odnawialna, w tym:	12	76	-84%
Modernizacje i odtworzenie	6	4	50%
Obrót i pozostała działalność (bez korekt)	36	28	29%
SUMA	1 099	1 862	-41%
Grupa Kapitałowa PGE (w tym korekty konsolidacyjne)	1 088	1 841	-41%

Kluczowe dane operacyjne

Produkcja energii netto według źródeł

[TWh]	I kw. 2017	I kw. 2016	r/r
Elektrownie opalane węglem brunatnym	10,57	8,50	24%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	2,51	2,74	-8%
Elektrociepłownie opalane węglem	0,38	0,39	-3%
Elektrociepłownie opalane gazem	0,95	0,80	19%
Elektrociepłownie opalane biomasą	0,05	0,12	-58%
El. szczytowo-pompowe	0,10	0,18	-44%
Elektrownie wodne	0,12	0,13	-8%
Elektrownie wiatrowe	0,32	0,30	7%
SUMA	15,00	13,16	14%
Produkcja z OZE	0,53	0,64	-17%
w tym współspalanie biomasy	0,04	0,09	-56%
 Sprzedaż do odbiorców finalnych	 10,06	 10,71	 -6%
Dystrybucja	8,96	8,64	4%

Kluczowe dane finansowe

Dane skonsolidowane

[MSR, mln PLN]	I kw. 2017	I kw. 2016	r/r
Przychody	5 741	7 133	-20%
w tym rekompensaty KDT*	0	130	-100%
Powtarzalne przychody	5 741	7 003	-18%
EBITDA	1 948	1 822	7%
Powtarzalna EBITDA**	1 880	1 563	20%
EBIT	1 201	1 123	7%
Powtarzalny EBIT**	1 140	873	31%
Zysk (strata) netto dla akcjonariuszy	964	870	11%
Zysk netto dla akcjonariuszy – bez odpisu***	970	877	11%
CAPEX (po korektach)	1 088	1 841	-41%
Przyptywy pieniężne netto z dział. operacyjnej	1 637	1 068	53%
Przyptywy pieniężne netto z działaln. inwest.	425	-2 522	n.a.
Marża EBITDA	34%	26%	8 p.p.
Powtarzalna marża EBITDA	33%	22%	11 p.p.
Majątek obrotowy netto („core”)****	3 332	3 770	
Dług netto/12 mies. EBITDA	0,70	0,53	

*Przychody KDT (bez sporów sądowych), **zestawienie zdarzeń jednorazowych prezentujemy na następnej stronie, ***w poprzednich prezentacjach wynikowych w tym miejscu znajdował się powtarzalny zysk netto (oczyszczony o wszystkie zdarzenia jednorazowe na poziomie netto), **** Core NWC = zapasy + należności z tyt. dostaw i usług - zobowiązania z tyt. dostaw i usług (w odróżnieniu od NWC jako aktywa obrotowe minus zobowiązania krótkoterminowe)

25 Zdarzenia jednorazowe

Do wyliczenia wyników powtarzalnych:

[mln PLN]	I kw. 2017	I kw. 2016
Przychody z rekompensat KDT	0	130
Sprawy sądowe KDT	75	148
Program Dobrowolnych Odejść	-7	-19
Zdarzenia jednorazowe – poziom EBITDA	68	259
Odpisy aktywów trwałych (brutto)	-7	-9
Zdarzenia jednorazowe – poziom EBIT	61	250

Do wyniku netto skorygowanego o odpisy:

Odpisy aktywów trwałych (netto)	-6	-7
---------------------------------	----	----

Przychody i koszty segmentu

Energetyka Konwencjonalna

[mln PLN]	I kw. 2017	I kw. 2016	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	3 164	3 073	3%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	2 607	2 402	9%
Rekompensaty z tytułu rozwiązania KDT	0	130	-100%
Przychody ze sprzedaży ciepła	279	278	0%
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii	143	145	-1%
Koszty rodzajowe, w tym:	2 584	2 545	2%
Amortyzacja	392	351	12%
Zużycie materiałów	704	780	-10%
Zużycie energii	3	8	-63%
Usługi obce	251	245	2%
Podatki i opłaty	535	429	25%
Koszty osobowe	672	703	-4%
Pozostałe koszty	27	28	-4%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	2 151	2 044	5%
Koszt własny sprzedaży	2 380	2 315	3%
EBIT	630	680	-7%
EBITDA	992	1 000	-1%

Przychody i koszty segmentu

Energetyka Odnawialna

[mln PLN]	I kw. 2017	I kw. 2016	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	192	213	-10%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	105	101	4%
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii	25	44	-43%
Koszty rodzajowe, w tym:	167	166	1%
Amortyzacja	66	65	2%
Zużycie materiałów	1	1	0%
Zużycie energii	28	37	-24%
Usługi obce	26	25	4%
Podatki i opłaty	24	14	71%
Koszty osobowe	18	19	-5%
Pozostałe koszty	3	4	-25%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	147	144	2%
Koszt własny sprzedaży	148	144	3%
EBIT	25	49	-49%
EBITDA	91	114	-20%

Przychody i koszty segmentu

Dystrybucja

[mln PLN]	I kw. 2017	I kw. 2016	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	1 643	1 510	9%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	1 577	1 439	10%
Pozostałe przychody z podstawowej działaln.	39	45	-13%
Koszty rodzajowe, w tym:	1 344	1 253	7%
Amortyzacja	292	283	3%
Zużycie materiałów	16	15	7%
Zużycie energii	146	167	-13%
Usługi obce	514	424	21%
Podatki i opłaty	105	99	6%
Koszty osobowe	268	262	2%
Pozostałe koszty	4	4	0%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	1 250	1 170	7%
Koszt własny sprzedaży	1 250	1 170	7%
EBIT	326	273	19%
EBITDA	618	555	11%

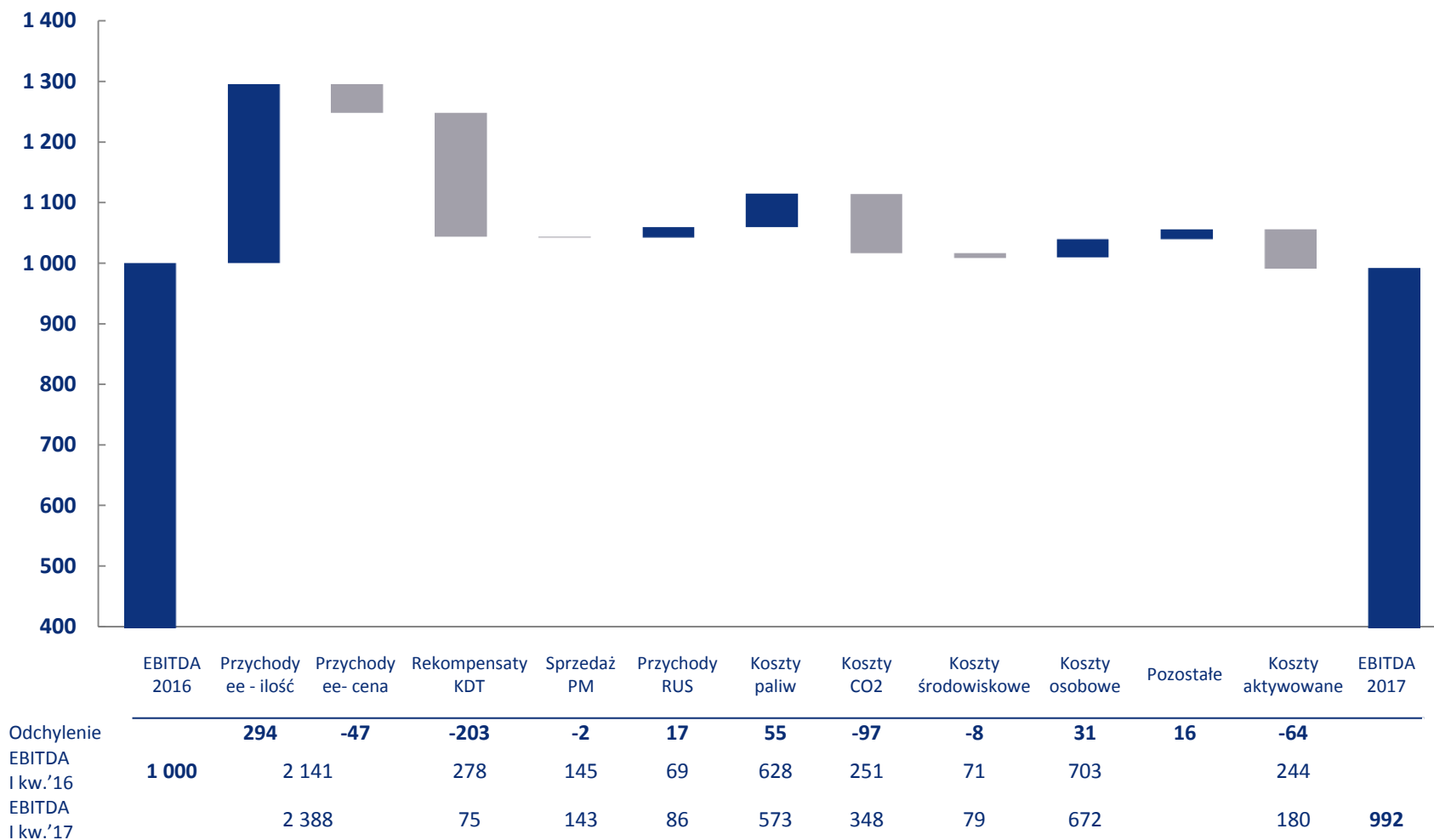
Przychody i koszty segmentu

Obrót

[mln PLN]	I kw. 2017	I kw. 2016	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	3 953	4 142	-5%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	2 503	2 546	-2%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	1 063	997	7%
Przychody ze sprzedaży uprawnień CO2*	60	212	-72%
Koszty rodzajowe, w tym:	348	415	-16%
Amortyzacja	7	7	0%
Zużycie materiałów	1	1	0%
Zużycie energii	1	1	0%
Usługi obce	49	52	-6%
Podatki i opłaty	202	263	-23%
Koszty osobowe	71	68	4%
Pozostałe koszty	18	24	-25%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	32	34	-6%
Koszt własny sprzedaży	3 391	3 624	-6%
EBIT	237	132	80%
EBITDA	243	139	75%

*sprzedaż do segmentu Energetyka Konwencjonalna (na pokrycie emisji własnej)

Energetyka Konwencjonalna – EBITDA w I kw. 2017

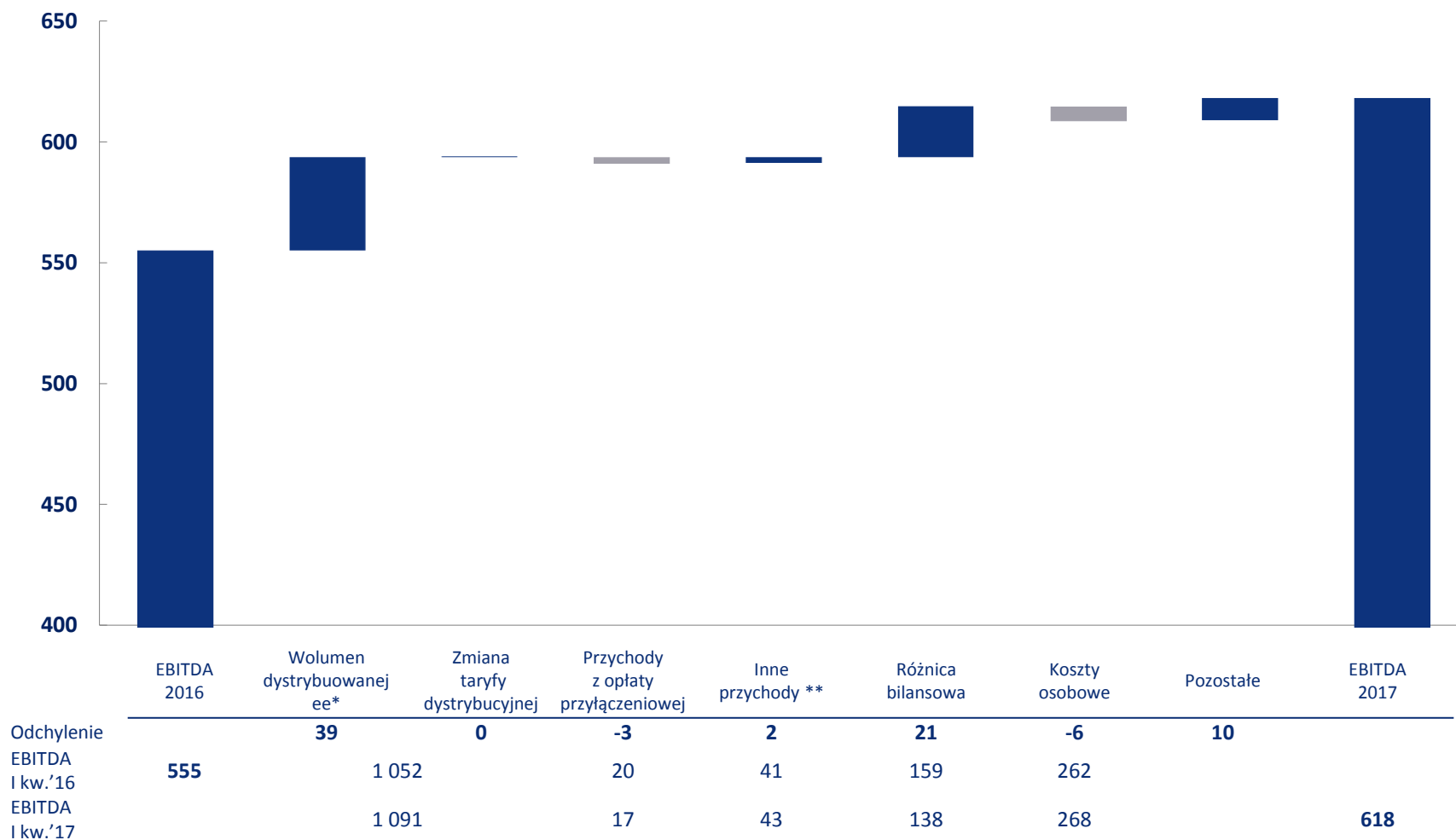


Energetyka Odnawialna – EBITDA w I kw. 2017



* Z wyłączeniem przychodów i kosztów z RB nie mających wpływu na wynik EBITDA

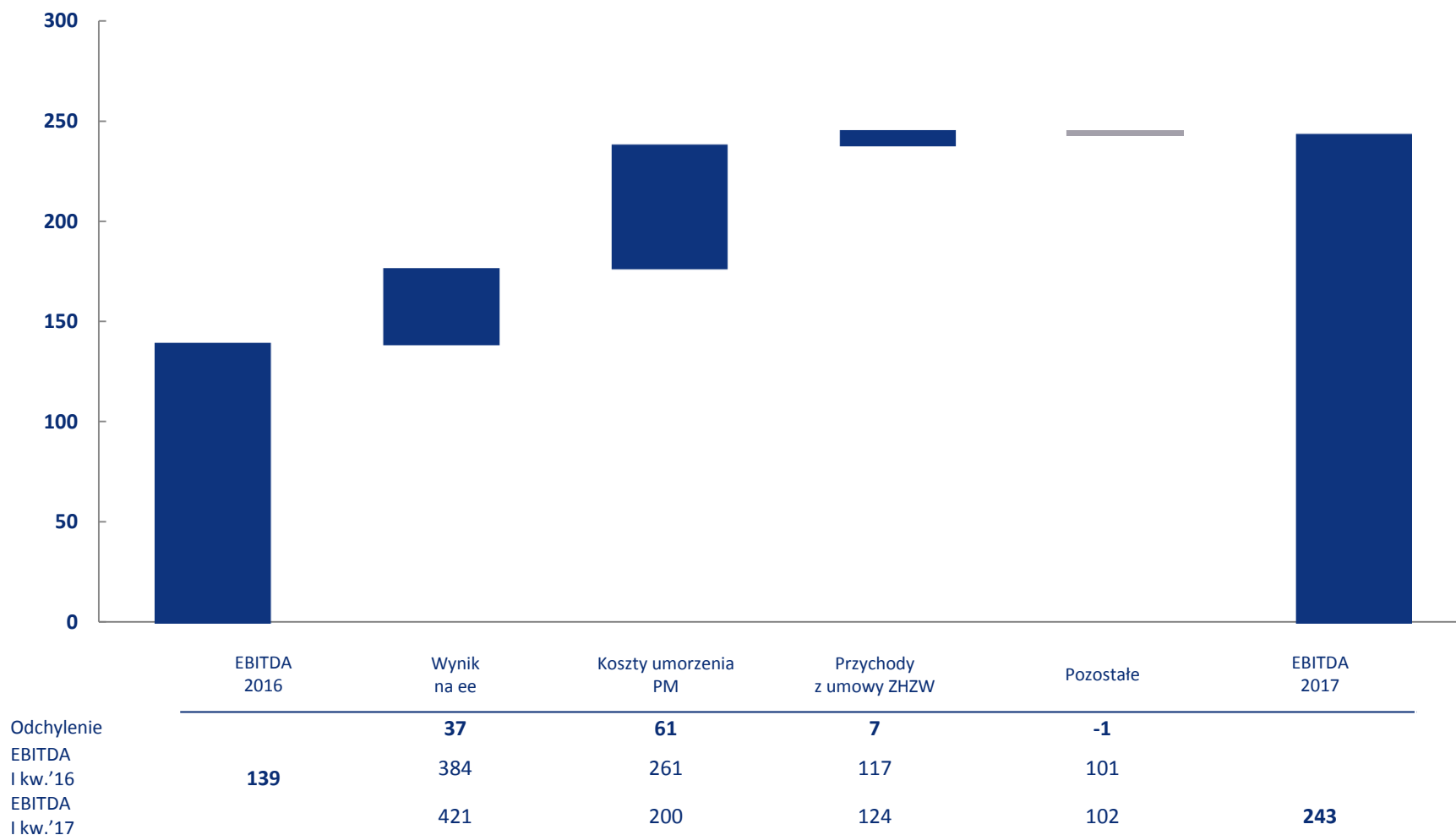
Dystrybucja – EBITDA w I kw. 2017



* Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A.

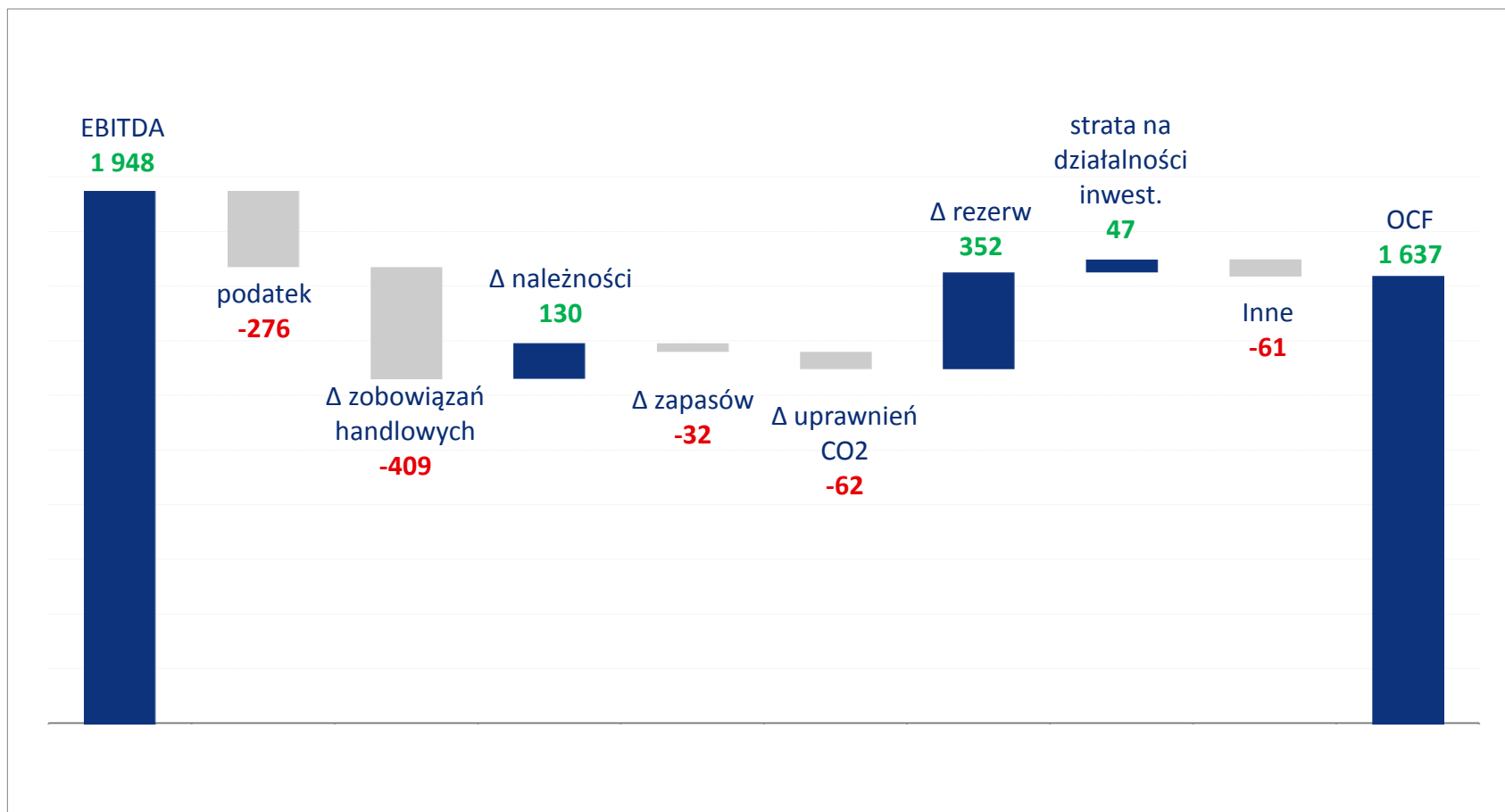
** Inne przychody (energia bierna, przekroczenia mocy, usługi dodatkowe), sprzedaż usług tranzytowych

Obrót – EBITDA w I kw. 2017



EBITDA vs. Cash Flow Operacyjny

I kw. 2017



Gotówka z operacji, inwestycje i zadłużenie netto

Skonsolidowane przepływy pieniężne

mln PLN	I kw. 2017	I kw. 2016	
Operacyjne	1 637	1 068	
Inwestycyjne	425	-2 522	
Finansowe	-80	-20	
Zmiana środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	1 982	-1 474	



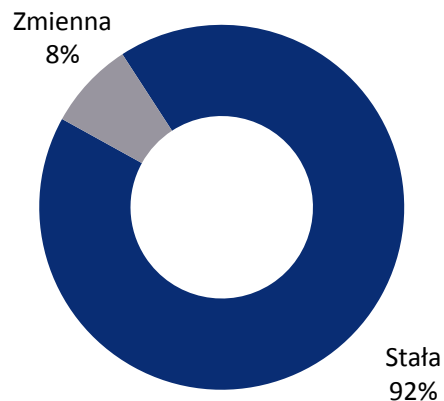
Dane z bilansu skonsolidowanego

mln PLN	B.Z. I kw. 2017	B.O. I kw. 2017	Δ I kw. 2017
Środki pieniężne i ekwiwalenty	4 656	2 669	1 987
Lokaty i depozyty krótkoterminowe	2	2 300	-2 298
Środki o ograniczonej możliwości dysponowania (korekta)	-64	-107	43
Środki pieniężne w dyspozycji Grupy PGE	4 594	4 862	-268
Krótkoterminowe zadłużenie finansowe	-404	-411	7
Długoterminowe zadłużenie finansowe	-9 433	-9 603	170
Łącznie zadłużenie finansowe (brutto)	-9 837	-10 014	177
Zadłużenie netto*	-5 243	-5 152	-91

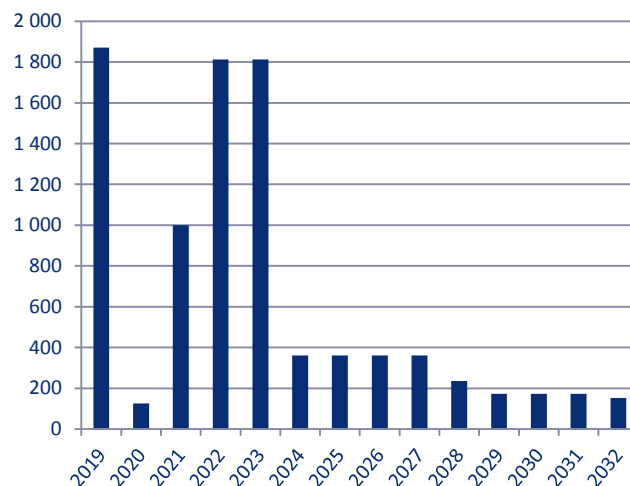
* Zobowiązania zaprezentowane są ze znakiem ujemnym, przez wzgląd na arytmetyczną spójność między bilansem a cash flow

Struktura długu oraz płynność (stan na 31.03.2017)

Zadłużenie ze stałą i zmienną stopą (rzeczywiste zadłużenie)

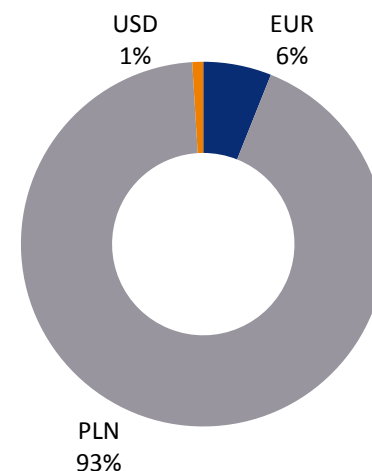


Harmonogram spłaty kredytów bankowych (w mln PLN)*



* Wyłącznie ilustracyjnie, założenie pełnego wykorzystania dostępnych kredytów bankowych (kredyt konsorcjalny, BGK, kredyty EBI)

Profil walutowy rzeczywistego zadłużenia*



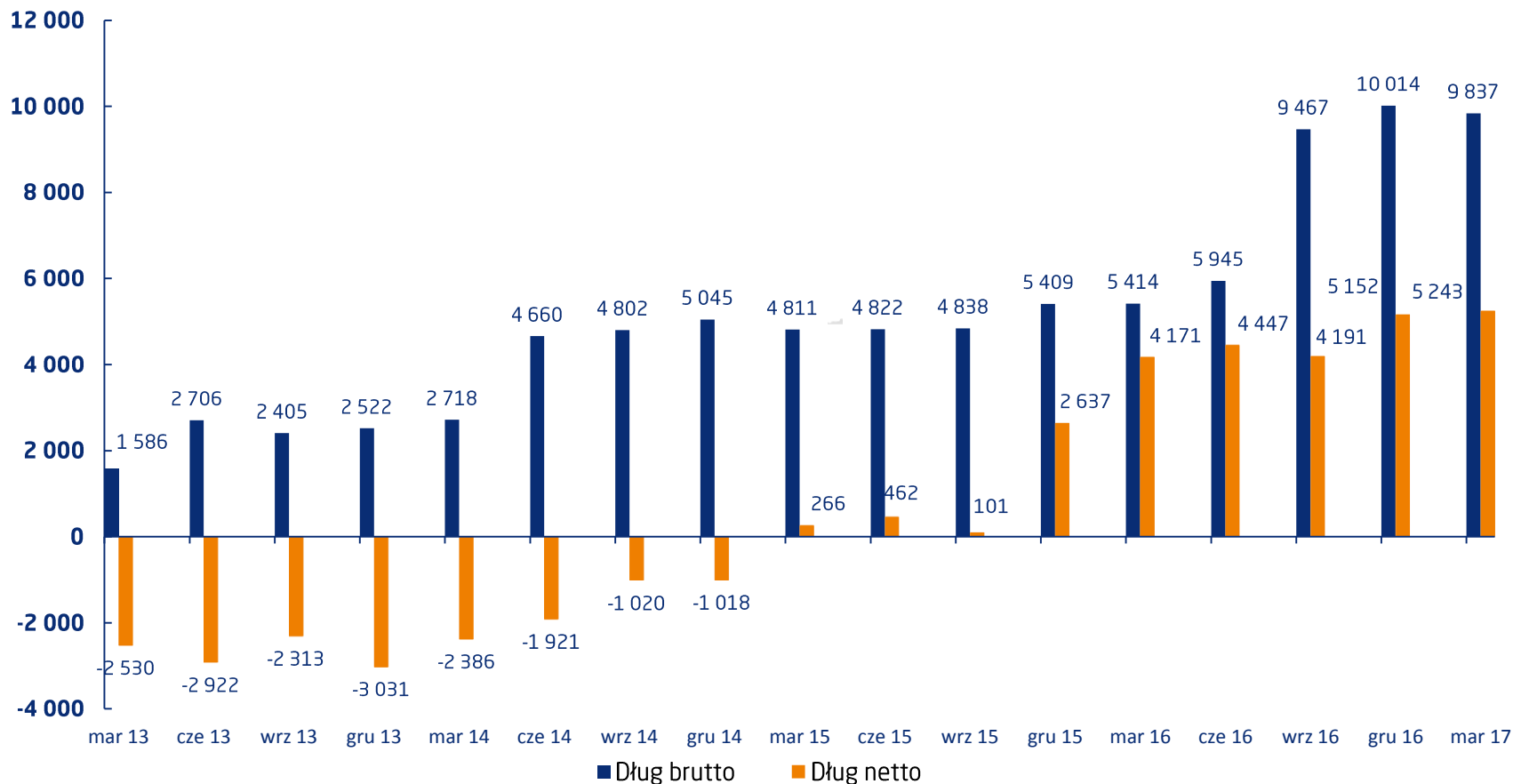
* Po uwzględnieniu transakcji zabezpieczających

Emisje w ramach Programu Emisji Euroobligacji Średnioterminowych

Kwota	EUR 500 000 000	EUR 138 000.000
Okres	5 lat	15 lat
Zapadalność	9 czerwca 2019 r.	1 sierpnia 2029 r.
Kupon	1,625% rocznie	3% rocznie
Rating	BBB+ (Fitch); Baa1 (Moody's)	BBB+ (Fitch)
Kod ISIN	XS1075312626	XS1091799061

Zadłużenie w kolejnych kwartałach

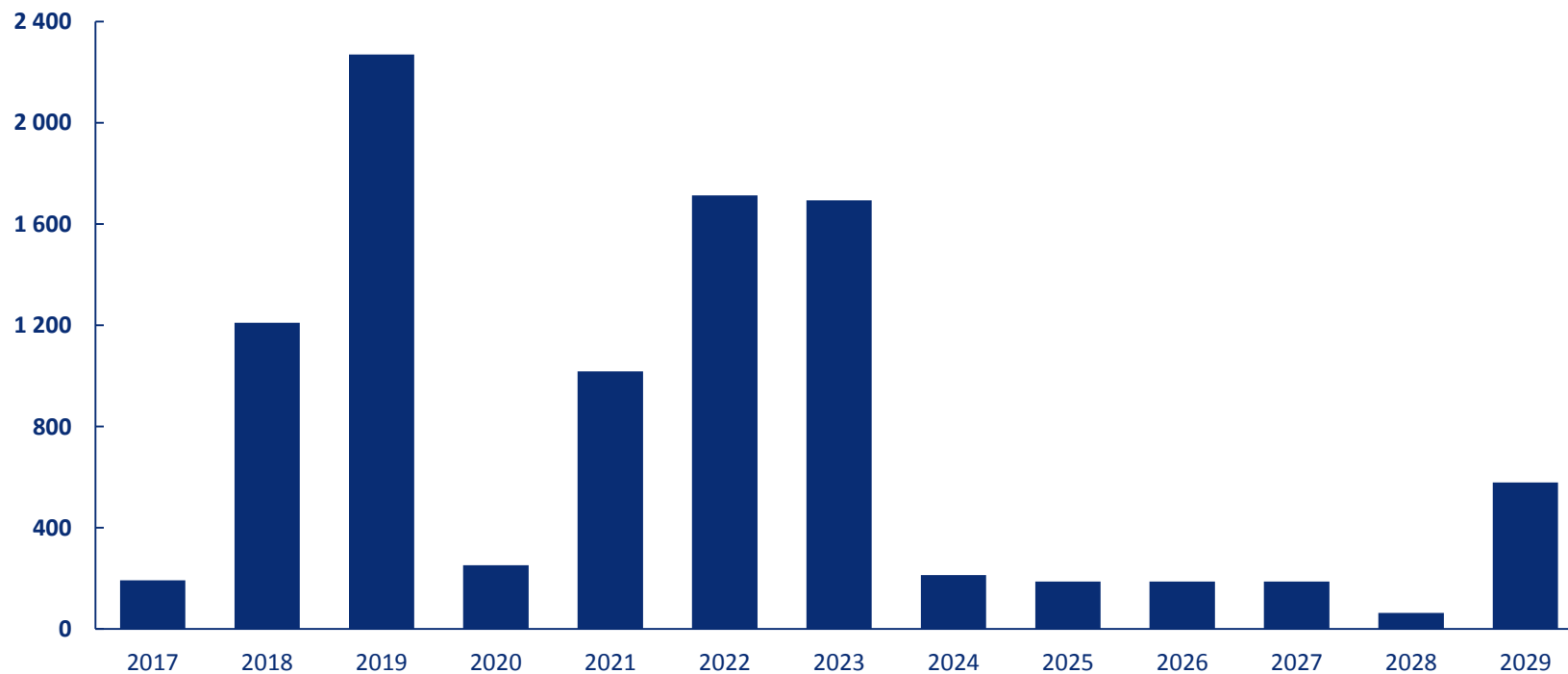
Zadłużenie brutto i netto (w mln PLN)



- 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 S.A. (spółka z segmentu Energetyka Konwencjonalna) posiada również pewne zadłużenie w postaci historycznie zaciągniętych pożyczek inwestycyjnych.

Profil zapadalności zadłużenia

Profil zapadalności zadłużenia (w mln PLN) stan na 31 marca 2017 r.



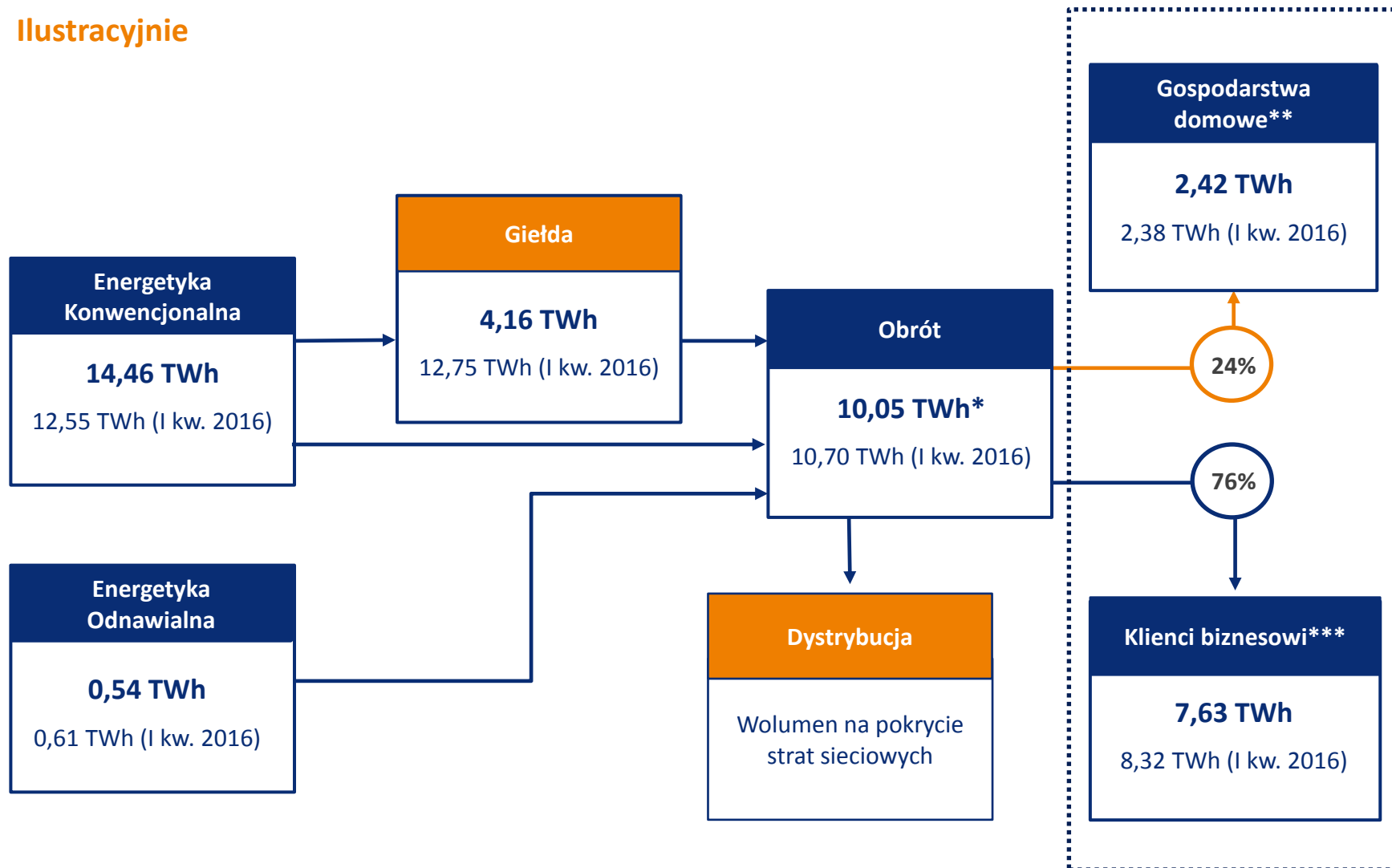
Pozycja gotówkowa PGE zapewnia...

	I kw. 2017 r.	2016
... komfortową pozycję w zakresie płynności	Zadłużenie brutto (mln PLN)	9 837
	Zadłużenie netto (mln PLN)	5 243
	Dług netto/12M EBITDA	0,70x
	Dług netto/Kapitał własny	0,12x

	MOODY'S	FITCH
Silna pozycja finansowa potwierdzona przez agencje ratingowe	Długoterminowy rating spółki (IDR)	Baa1
	Perspektywa ratingu	stabilna
	Data nadania ratingu	2 września 2009
	Data ostatniego potwierdzenia ratingu	5 sierpnia 2016
	Rating niezabezpieczonego zadłużenia	BBB+
	Data ostatniej zmiany ratingu	4 sierpnia 2011
	Data ostatniego potwierdzenia ratingu	5 sierpnia 2016
	Długoterminowy rating krajowy spółki	AA (pol)
	Data nadania ratingu	10 sierpnia 2012
	Data ostatniej zmiany ratingu	3 sierpnia 2016

Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej w I kw. 2017

Ilustracyjnie

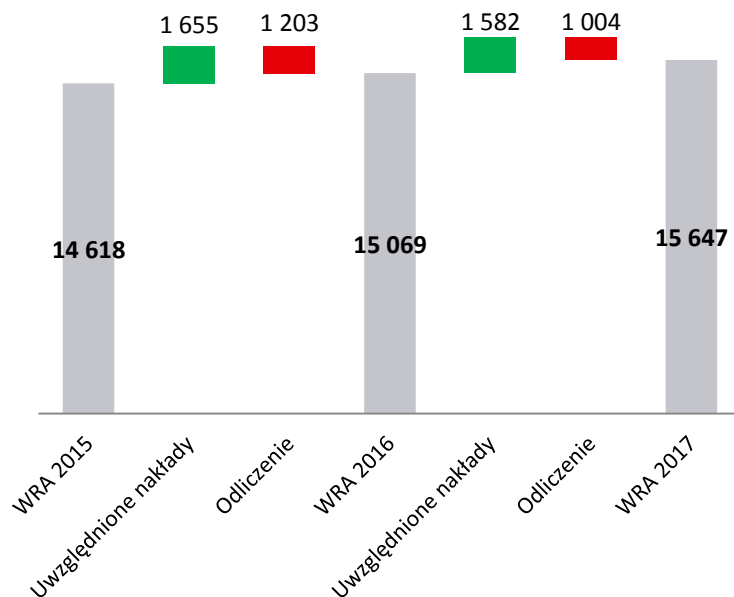


* Sprzedaż PGE Obrót S.A. z doszacowaniem oraz uwzględnieniem sprzedaży wewnątrz Grupy PGE ** Dotyczy całej Grupy G *** Dotyczy Grup A, B, C+R

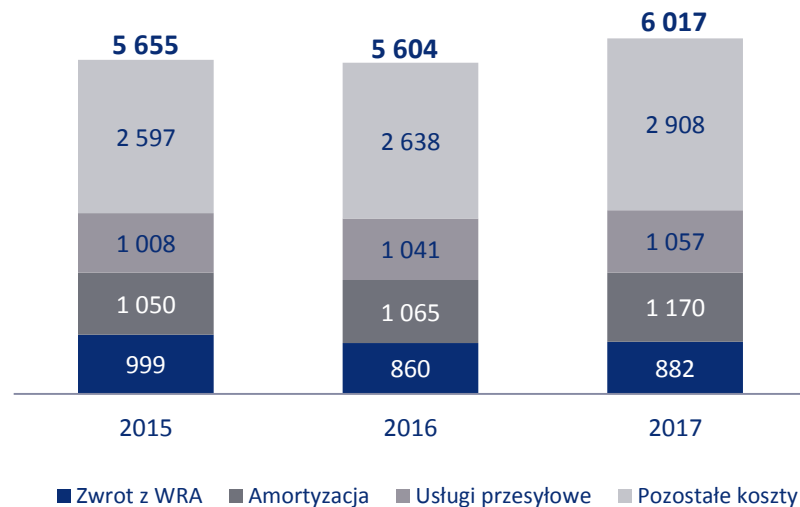
Źródło: PGE; Niektóre przepływy włączając rynek bilansujący, handel zagraniczny, zakupy z giełdy oraz zużycie własne nie są uwzględnione

Fundamenty dystrybucji

Nadbudowa WRA* (mln PLN)



Struktura przychodu regulowanego* (mln PLN)



WACC:

2015	2016	2017
7,197%	5,675%	5,633%

Zwrot z WRA:

2015	2016	2017
95%	100%	100%

* Na podstawie taryfy

Uprawnienia do emisji CO₂ – regulacje i rozliczenia

Regulacje w III Okresie Rozliczeniowym

Począwszy od 2013 jedynie uprawnienia emisyjne na produkcję ciepła są przyznawane nieodpłatnie. Uprawnienia do emisji CO₂ z produkcji energii elektrycznej są przyznawane nieodpłatnie pod warunkiem realizacji zadań inwestycyjnych ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym.

Standardy księgowe

Wszystkie otrzymane darmowe uprawnienia są rozpoznawane w ich wartości nominalnej – zero. Rezerwa na uprawnienia do emisji CO₂ 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 2017 r.

W I kw. 2017 r. instalacje PGE wyemitowały 15,57 mln ton CO₂. Całkowite koszty związane z emisją CO₂ w I kw. 2017 r. wyniosły ok. 349 mln zł.

W kwietniu 2017 r. jednostki z GK PGE otrzymały nieodpłatne uprawnienia do emisji CO₂ w ilości ok. 19 mln ton na produkcję energii elektrycznej w 2016 r. oraz ok. 1 mln ton na produkcję ciepła w 2017 r.

Również w kwietniu 2017 r. PGE zakończyła proces rozliczenia roku 2016 (tzn. PGE umorzyła uprawnienia opowiadające emisji z 2016 r.).

Bezpłatne EUA ujmowane w wartości zerowej (SSF, nota 12)

	EUA	
	Ilość (mln)	Wartość (mln PLN)
Stan na dzień 1 stycznia 2016 r.	77	2 172
Zakup	40	937
Przyznane nieodpłatnie	26	-
Umorzenie	-58	-760
Stan na dzień 31 grudnia 2016 r.	85	2 349
Zakup	3	62
Przyznane nieodpłatnie	1	-
Umorzenie	-	-
Stan na dzień 31 marca 2017	89	2 411

Rezerwy na zakup uprawnień CO₂ (SSF, nota 17), w mln PLN

Stan na dzień 1 stycznia 2017 r.	1 154
Umorzenie	-
Rozwiązanie rezerwy	-
Utworzenie rezerwy w I kw. 2017 r.	349
Stan na 31 marca 2017 r.	1 503

Wpływ na rachunek zysków i strat (mln PLN) – ilustracyjnie

	I kw. 2017 r.
Koszty według rodzaju, w tym:	4 221
→ Podatki i opłaty	863

Rekompensaty KDT – aktualny status sporów sądowych

Zgodnie z zapisami Ustawy KDT proces ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych za 2016 rok powinien się zakończyć do 31 lipca 2017 roku, natomiast proces ustalenia wysokości korekty końcowej kosztów osieroconych 31 sierpnia 2017 roku.

W sytuacji braku kwestii spornych w powyższych procesach, wydane decyzje przez Prezesa URE ostatecznie zakończą uczestnictwo wytwórców PGE GiEK S.A. w systemie rekompensat.

Rok	Elektrownia Opole	Elektrownia Turów	Elektrociepłownia Gorzów	Elektrociepłownia Rzeszów	Elektrociepłownia Lublin Wrotków	Elektrownia ZEDO
2008	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta
2009	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta	Sprawa w Sądzie Apelacyjnym*	Sprawa zamknięta	Werdykt Sądu Apelacyjnego**	Sprawa zamknięta
2010	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta	Nie dotyczy	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta

Sprawa zamknięta – korzystny prawomocny wyrok

Wyrok sądu apelacyjnego korzystny dla PGE. Prezes URE uprawniony do złożenia wniosku o kasację.

Przypadek nie podlegający rekompensatom KDT

* Sprawa skierowana przez Sąd Najwyższy do ponownego rozpoznania przez Sąd Apelacyjny

** wyrok Sądu Apelacyjnego z 27 IV 2017 roku

mIn PLN	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Rezerwa na spory sądowe w sprawie rekompensat KDT za lata 2008-2010	(1 038)						
Rozwiązanie rezerwy na podstawie prawnie wiążących wyroków	-	200	337	246	-	173	82
Nierozliczone spory dot. KDT – łączna wartość				0			

Analitycy sell-side pokrywający PGE

Instytucja	Analityk	Instytucja	Analityk
Bank of America Merrill Lynch	Anton Fedotov	Societe Generale	Bartłomiej Kubicki
BOŚ	Jakub Viscardi	Trigon	Krzysztof Kubiszewski
BZ WBK	Paweł Puchalski	UBS	Michał Potyra
Citigroup	Piotr Dzięciołowski	Wood & Company	Bram Buring
Deutsche Bank	Tomasz Krukowski		
Erste Group	Tomasz Duda		
IPOPEMA	Robert Maj		
JP Morgan	Michał Kuzawiński		
mBank	Kamil Kliszc		
Morgan Stanley	Dominik Olszewski		
Pekao IB	Łukasz Jakubowski		
PKO BP	Stanisław Ozga		
Raiffeisen Centrobank	Teresa Schinwald		

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.

Kontakt dla inwestorów



Jakub Frejlich
jakub.frejlich@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 10 32
Kom: +48 695 883 902



Krzysztof Dragan
krzysztof.dragan@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 15 13
Kom: +48 601 334 290



Filip Osadczuk
filip.osadczuk@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 12 24
Kom: +48 695 501 370



Małgorzata Babska
malgorzata.babska@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 13 36
Kom: + 48 661 778 955



Bernard Gaworczyk
bernard.gaworczyk@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 12 69
Kom: +48 661 778 760

